



Euroclima

El sistema de pronóstico de energía solar y eólica en Panamá

Estrategias para su mejora y la implementación de pronósticos a corto plazo

Implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn
Telefon: +49 228 44 60-0
Fax: +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn
Telefon: +49 6196 79-0
Fax: +49 6196 79-11 15
info@giz.de

Elaborado para:

Euroclima
info@euroclima.org
<https://www.euroclima.org/>

Equipo consultor:

Dr. Matthias Lange, energy & meteo systems GmbH
Ulrich Kaltenbach, energy & meteo systems GmbH
Dr. Björn Witha, energy & meteo systems GmbH
Dr. Edward Kay, energy & meteo systems GmbH

Revisión técnica:

Valeria Bernal Malek, Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE)
Abdul Escobar, Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE)
Abdiel Pérez, Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE)
Ronny A. Pinto, Centro Nacional de Despacho (CND)
José M. Castillo, Centro Nacional de Despacho (CND)
Aschkan Davoodi, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Alvaro Motta, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Informe realizado por:

Energy & Meteo Systems

Esta publicación cuenta con el apoyo financiero de la Unión Europea a través del programa Euroclima, implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la acción Transición Energética y como parte de la estrategia del Global Gateway. El contenido de esta es responsabilidad exclusiva de los autores y en ningún caso debe considerarse que refleja los puntos de vista de la Unión Europea.

Euroclima, en asociación con [GET.transform](#) mediante una Leveraged Partnership, impulsó la preparación de este informe. [GET.transform](#) es un programa de asistencia técnica que apoya a socios e instituciones nacionales y regionales en el avance de sus transformaciones del sector energético. [GET.transform](#) forma parte de la plataforma europea multidonante Global Energy Transformation Programme (GET.pro) y cuenta con el apoyo de la Unión Europea, Alemania, Suecia, los Países Bajos, Austria y Noruega.

©2025



El sistema de pronóstico de energía solar y eólica en Panamá

Estrategias para su mejora y la implementación de
pronósticos a corto plazo

Contenido

11 1. Resumen Ejecutivo

- 11 Panorama del sistema actual
- 14 Recomendaciones para mejorar los pronósticos ERv en Panamá
- 14 1. Implementar un sistema centralizado con pronósticos a corto plazo
- 15 2. Transición a resolución de pronósticos de 15 minutos y programación de mercado
- 15 3. Incorporar bandas de incertidumbre de los pronósticos
- 15 4. Establecer un registro nacional único de plantas
- 15 5. Opcional: Mejorar los pronósticos descentralizados

17 2. Descripción general del proyecto

- 17 2.1. Introducción
- 18 2.2. Objetivos del proyecto
- 18 2.3. Estructura del estudio

20 3. Panorama del Sector Eléctrico

- 20 3.1. Estructura y Actores Clave
- 21 3.2. El Sistema Interconectado Nacional
- 23 3.3. Matriz eléctrica de Panamá: capacidad instalada y generación
- 26 3.4. Recursos solares y eólicos en Panamá
- 27 3.5. Política y esquema de apoyo a las ERV
- 28 3.6. Desarrollo de la energía solar y eólica en Panamá
- 31 3.7. Estado actual del pronóstico de energía solar y eólica en Panamá
- 33 3.8. Requisitos del MER para el pronóstico de potencia solar y eólica
- 34 3.9. Operación del sistema eléctrico e integración de pronósticos de ERV

36 4. Evaluación basada en datos de pronósticos de energía solar y eólica

- 36 4.1. Introducción y alcance del análisis
- 39 4.2. Explicación de Gráficos y Métricas

| | |
|-----------|--|
| 40 | 4.3. Pronósticos de potencia eólica |
| 40 | 4.3.1. Análisis a nivel agregado |
| 44 | 4.3.2. Análisis a nivel de parque individual y comparación con otros pronósticos |
| 46 | 4.3.3. Beneficio de los pronósticos a corto plazo utilizando datos en vivo |
| 48 | 4.4. Pronósticos de potencia solar |
| 48 | 4.4.1. Análisis a nivel agregado |
| 50 | 4.4.2. Análisis a nivel de parque individual y comparación con otros pronósticos |
| 54 | 4.4.3. Beneficio de los pronósticos a corto plazo utilizando datos en vivo |
| 55 | 4.5. Resumen de resultados |
| 56 | 5. Introducción a las mejores prácticas en el pronóstico de potencia solar y eólica |
| 56 | 5.1. Aplicación general de los pronósticos de ERV |
| 58 | 5.2. Técnica básica de pronóstico |
| 61 | 5.3. Entrada de múltiples modelos meteorológicos |
| 64 | 5.4. Entrenamiento frecuente del modelo con datos de medición |
| 64 | 5.5. Intervalos de tiempo cortos en las series temporales de pronóstico |
| 65 | 5.6. Incluir información de disponibilidad y limitación de las plantas ERV |
| 67 | 5.7. Pronósticos ERV a corto plazo que procesan mediciones en tiempo real |
| 69 | 5.8. Responsabilidades en el pronóstico de potencia ERV: opciones, tendencias internacionales y costos |
| 75 | 6. Conclusiones y Recomendaciones para el sistema de pronóstico ERV panameño |
| 75 | 6.1. Conclusiones: los principales desafíos del sistema de pronóstico de energía de Panamá |
| 76 | 6.2. Recomendaciones: opciones para un sistema de pronóstico avanzado |

| | |
|-----------|---|
| 77 | 6.3. Priorizar la introducción de un sistema de pronóstico centralizado con un proveedor de servicios |
| 78 | 6.4. Introducir pronósticos a corto plazo que procesen mediciones en tiempo real |
| 79 | 6.5. Cambiar pronósticos y mercado eléctrico a valores de 15 min |
| 80 | 6.6. Incorporación de información sobre la incertidumbre de la predicción |
| 81 | 6.7. Implementación de un registro nacional de plantas |
| 82 | 6.8. Medidas para mejorar los pronósticos descentralizados |
| 85 | 7. Literatura |

Lista de Figuras

| | |
|----|--|
| 21 | Figura 1: El Sistema Interconectado Nacional de Panamá |
| 22 | Figura 2: El sistema de transmisión eléctrica centroamericano SIEPAC |
| 24 | Figura 3: Capacidad instalada (MW) por tecnología de generación (2007 – 2024) |
| 24 | Figura 4: Capacidad instalada y generación por tecnología (2024) |
| 25 | Figura 5: Generación de electricidad por tecnología durante 2024 |
| 26 | Figura 6: Recursos de energía eólica en Panamá |
| 27 | Figura 7: Recursos de energía solar en Panamá |
| 38 | Figura 8: Distribución y tamaño de plantas ERV participando en el backcast |
| 41 | Figura 9: Series temporales de la potencia eólica medida y pronosticada para el agregado total de parques eólicos y el período completo del backcast. |
| 41 | Figura 10: Valores mensuales del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente creados en el backcast para el agregado total de parques eólicos |
| 42 | Figura 11: Series temporales de los valores mensuales del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente creados en el backcast para el agregado total de parques eólicos. |
| 42 | Figura 12: Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente creados en el backcast para el agregado total de parques eólicos en febrero de 2024. |

- 43 **Figura 13:** Series temporales de la potencia eólica medida y pronosticada (pronósticos del día siguiente) para el agregado total de parques eólicos para septiembre de 2024 (temporada de vientos bajos).
- 43 **Figura 14:** Series temporales de la potencia medida y pronosticada para el agregado total de parques eólicos. Se muestra el pronóstico final de emsys del 24-09-2024, así como el pronóstico de los modelos NWP individuales.
- 44 **Figura 15:** Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques eólicos en septiembre de 2024.
- 45 **Figura 16:** Métricas de error (MAE y SESGO) comparadas para los pronósticos del backcast (emsys) y de la herramienta web (Nnergix) para parques eólicos individuales.
- 46 **Figura 17:** Series temporales de la potencia eólica medida (gris) y pronósticos del día siguiente del backcast (naranja) y de la herramienta web (azul) para el parque eólico Toabré para enero y octubre de 2024.
- 47 **Figura 18:** Diagramas de dispersión (pronóstico vs. medición) para el pronóstico de 1 hora de antelación en comparación con el pronóstico del día siguiente y el agregado total de parques eólicos para todo el período de 1 año del backcast.
- 47 **Figura 19:** Pronóstico de potencia para el parque eólico Toabré. Se muestra la generación (línea negra), el pronóstico base (línea roja) del 23-01-2024 06:00 y el pronóstico utilizando una corrección a corto plazo con las mediciones (línea discontinua).
- 48 **Figura 20:** Series temporales de la potencia fotovoltaica medida y pronosticada (pronósticos del día siguiente) para el agregado total de parques fotovoltaicos para marzo de 2024 (estación seca).
- 49 **Figura 21:** Series temporales de la potencia fotovoltaica medida y pronosticada (pronósticos del día siguiente) para el agregado total de parques fotovoltaicos para septiembre de 2024 (estación húmeda).
- 49 **Figura 22:** Valores mensuales del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques fotovoltaicos.
- 50 **Figura 23:** Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques fotovoltaicos en marzo de 2024.
- 50 **Figura 24:** Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques fotovoltaicos en septiembre de 2024.

- 52 **Figura 25:** Métricas de error (MAE y SESGO) comparadas para el backcast (emsys) y los pronósticos de la herramienta web (Nnergix) para los parques solares individuales.
- 52 **Figura 26:** Series temporales de la potencia fotovoltaica medida (gris) y pronósticos del día siguiente del backcast (naranja) y de la herramienta web (azul) para parques fotovoltaicos y meses seleccionados. De arriba a abajo: Ikako 1 03/2024, Pocrí 09/2024, Pese 03/2024, Ikako 3 09/2024.
- 54 **Figura 27:** Extracto de la serie temporal de la potencia fotovoltaica medida (gris) y pronósticos del día siguiente del backcast (naranja) y del operador de la planta (azul) para Ecosolar.
- 55 **Figura 28:** Diagramas de dispersión (pronóstico vs. medición) para el pronóstico a 1 h de antelación en comparación con el pronóstico del día siguiente y el agregado total de parques fotovoltaicos para todo el período de 1 año del backcast.
- 60 **Figura 29:** Esquema básico de un sistema de pronóstico de energía basado en NWP.
- 62 **Figura 30:** Efecto de combinar varios modelos NWP para un pronóstico de energía solar.
- 63 **Figura 31:** Ejemplo de combinación de pronósticos de energía eólica con ponderación de la entrada NWP según la situación meteorológica.
- 64 **Figura 32:** Pronóstico de energía solar para dos días basado en una combinación dependiente del clima.
- 65 **Figure 33:** Impacto de una mayor resolución temporal en la precisión de los pronósticos de potencia
- 66 **Figure 34:** Horarios de cierres parciales/totales o limitaciones planificadas
- 68 **Figure 35:** Beneficio de la predicción a muy corto plazo basada en datos en tiempo real
- 68 **Figure 36:** Mejora del pronóstico de corregido con mediciones en tiempo real
- 71 **Figura 37:** Flujos de datos en un sistema de pronóstico centralizado
- 80 **Figura 38:** Dispersión del pronóstico basada en diferentes modelos NWP

Lista de Tablas

| | |
|----|---|
| 29 | Tabla 1. Parques eólicos operativos en Panamá |
| 29 | Tabla 2. Plantas solares operativas en Panamá |
| 30 | Tabla 3. Estado de aprobación de proyectos de energía solar en Panamá |
| 30 | Tabla 4. Estado de aprobación de proyectos de energía eólica en Panamá |
| 36 | Tabla 5: Parques eólicos participantes en el <i>backcast</i> y la evaluación |
| 37 | Tabla 6: Parques solares participantes en el <i>backcast</i> y la evaluación |
| 45 | Tabla 7: Rendimiento del pronóstico en términos de MAE (en % de la capacidad instalada) para parques eólicos individuales y el agregado total de parques eólicos. Período evaluado: 01-12-2023 - 30-11-2024. |
| 51 | Tabla 8. Rendimiento del pronóstico en términos de MAE (en % de la capacidad instalada) para parques solares individuales y el agregado total de parques solares. Período evaluado: 01-12-2023 - 30-11-2024. |
| 57 | Tabla 9. Aplicación de los pronósticos de ERV en diferentes procesos de los actores del sector eléctrico |
| 73 | Tabla 10. Estimaciones de costos para diferentes soluciones de pronóstico |

Abreviaciones

| | |
|--------|---|
| ASEP | Autoridad Nacional de los Servicios Públicos |
| CND | Centro Nacional de Despacho |
| emsys | energy & meteo systems |
| ERV | energía renovable variable |
| ETESA | Empresa de Transmisión Eléctrica |
| UE | Unión Europea |
| GW | Gigavatio |
| IA | Inteligencia Artificial |
| IMHPA | Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá |
| kW | Kilovatio |
| kWh | Kilovatio-hora |
| kV | Kilovoltio |
| MAE | Mean Absolute Error Error Absoluto Medio |
| MER | Mercado Eléctrico Regional |
| MW | Megavatio |
| NWP | Predicción Numérica del Tiempo |
| PPA | Acuerdo de Compra de Energía |
| RMSE | Root Mean Square Error Error Cuadrático Medio |
| SIEPAC | Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| TSO | Transmission System Operator Operador del Sistema de Transmisión |
| WPPT | Herramienta de Predicción de Energía Eólica |

1 Resumen Ejecutivo

La generación a partir de plantas solares y eólicas es altamente variable, lo que plantea desafíos para integrarlas eficientemente en el suministro eléctrico. Una de las medidas clave para gestionar centrales de generación que son dependientes del clima es la introducción de un sistema avanzado de pronóstico de energías renovables variables (ERV). Los pronósticos energéticos brindan información sobre las futuras producciones de ERV, lo cual es crucial para una operación económica, fiable y segura de la red eléctrica.

En Panamá, el operador del sistema de transmisión, CND, es responsable de integrar eficientemente una participación creciente de generación ERV. En 2024, la energía solar y eólica contribuyó el 13% de la mezcla nacional de generación, aproximadamente. Debido a los crecientes desafíos relacionados con la variabilidad de la generación en este tipo de centrales, el CND solicitó asesoría experta para realizar una evaluación exhaustiva del sistema nacional de pronóstico. El estudio cuenta con el apoyo financiero de la Unión Europea a través del programa Euroclima, implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la acción Transición Energética y como parte de la estrategia del Global Gateway, en consultoría con la empresa experta líder energy & meteo systems. El objetivo fue analizar la disponibilidad y calidad de los pronósticos ERV y proporcionar recomendaciones para mejorar la situación actual, con un enfoque en pronósticos intradiarios a muy corto plazo.

Panorama del sistema de pronóstico actual

Existen dos conceptos principales para organizar un sistema nacional de pronóstico: descentralizado y centralizado.

- En un sistema descentralizado los operadores de cada planta suministran pronósticos para sus activos al operador del sistema (TSO).
- En un sistema centralizado los pronósticos se generan para todas las plantas solares y eólicas de forma conjunta, de manera interna (por el TSO) o por un proveedor externo de servicios de pronóstico.

- El estudio muestra que Panamá cuenta con un sistema de pronóstico descentralizado, lo que significa que los operadores de las plantas son responsables de suministrar los pronósticos a CND. Sin embargo, debido a múltiples factores, el sistema de pronóstico no funciona eficientemente:
- La regulación panameña no exige explícitamente la entrega de pronósticos de energía, sino solo de pronósticos meteorológicos.
- Solo el código de red para la energía solar exige que los operadores entreguen pronósticos de energía.
- Los pronósticos deben ser certificados por el IMHPA, el instituto meteorológico nacional de Panamá. Sin embargo, por falta de coordinación el proceso de certificación rara vez se inicia, se enfoca solo en revisar datos meteorológicos (y no de energía) y toma un tiempo considerable.

Como resultado, actualmente el CND solo dispone de pronósticos de generación para el 25% de la capacidad instalada solar y eólica. Esta falta de información conlleva un alto nivel de incertidumbre en la toma de decisiones sobre programación y (re) despacho de la flota generadora, lo que puede implicar costos adicionales por el uso innecesario de plantas fósiles costosas. Para compensar esta falta de pronósticos, CND también depende de una herramienta web que genera pronósticos automatizados para parques solares y eólicos en Panamá.

Conforme a la regulación panameña, los operadores deben proporcionar pronósticos diarios y semanales con resolución horaria. Con el aumento de la producción ERV, los pronósticos a corto plazo que procesan datos en tiempo real cobran muy alto valor. Su mayor precisión permite a los operadores del sistema reaccionar ante cambios de producción ajustando el despacho intradiario de plantas convencionales, reduciendo así la necesidad de servicios complementarios más costosos.

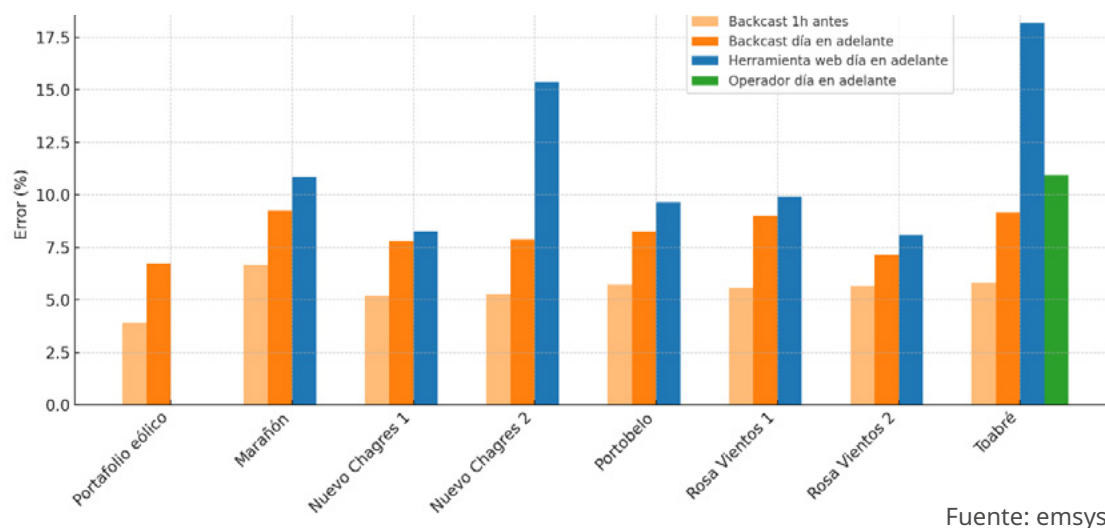
La revisión de la regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER) mostró que los seis países miembros de Centroamérica deben establecer un sistema centralizado de pronóstico si la capacidad ERV supera el 10% de la demanda nacional. Esto aplica para Panamá, donde la capacidad solar y eólica combinada ya supera el 50% de la demanda. Además, la regulación del Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC) exige disponer de pronósticos a corto plazo con una anticipación de 4 horas y resolución de 15 minutos a todos los países participantes.

Para brindar recomendaciones sólidas a los tomadores de decisiones en Panamá, el estudio analizó la calidad de los pronósticos proporcionados por los operadores y por la herramienta web. El análisis de datos cubrió el período de diciembre de 2023 a diciembre de 2024 e incluyó datos de pronóstico, mediciones y pronósticos centralizados históricos (backcast) con propósitos comparativos.

Los principales hallazgos para los pronósticos de potencia eólica son:

- El error de pronóstico (calculado como MAE – error absoluto medio) de la herramienta web para parques individuales oscila entre 8.09% (Rosa Vientos 2) y 18.19% (Toabré).
- Los pronósticos proporcionados por Toabré tienen un MAE promedio diario de 10.93%.
- El rendimiento del backcast para los parques individuales es moderadamente variable y oscila en los pronósticos del día siguiente entre el 7,15% de MAE (Error Promedio Medio) para Rosa Vientos 2 y el 9,25% de MAE para Marañón.
- Además, el backcast calculó un pronóstico a corto plazo simulando la integración de mediciones como datos en tiempo real en el proceso de pronóstico. Para el pronóstico con 1 hora de antelación, el MAE se redujo a un rango entre el 5,19% para Nuevo Chagres 1 y el 6,67% para Marañón.
- El backcast también se calculó para los parques eólicos agregados. A nivel de cartera eólica, el MAE para el día siguiente se redujo al 6,74% y para el pronóstico con 1 hora de antelación al 3,90%.

Rango de errores (MAE) en los pronósticos de producción eólica según fuente y horizonte



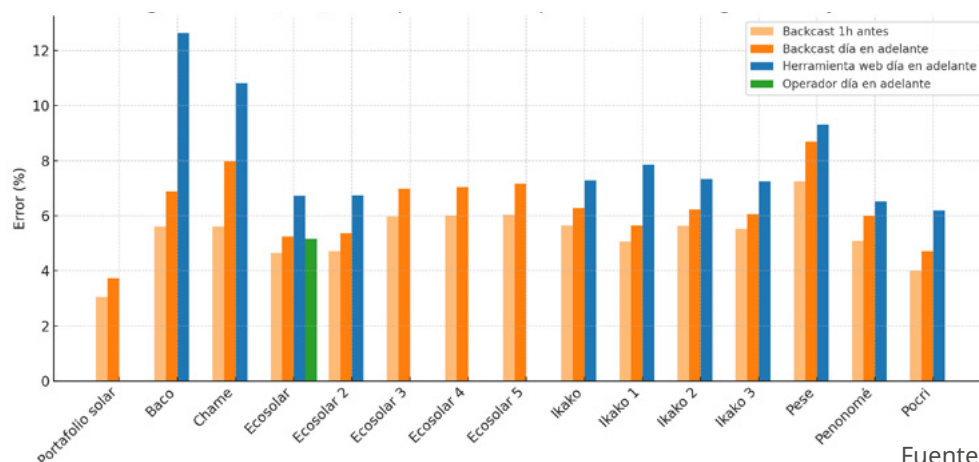
Fuente: emsys

Los principales hallazgos para los pronósticos de potencia solar son:

- El MAE de la herramienta web para parques individuales oscila en los pronósticos del día siguiente entre el 6,20% para Pocri y el 12,62% para Baco.
- Los pronósticos proporcionados por el operador de la planta para Ecosolar muestran un buen rendimiento con un MAE del 5,16%.

- El backcast muestra un rango de MAE para el día siguiente que abarca entre el 4,71% para Pocri y el 8,69% para Pese.
- Para el pronóstico a corto plazo con 1 hora de antelación, el MAE del backcast se reduce a un rango que abarca desde el 4,00% para Pocri hasta el 7,26% para Pese.
- El pronóstico agregado para todo el portafolio solar reduce el MAE al 3,73% en el horizonte del día siguiente y al 3,06% en el horizonte de 1 hora de antelación.

Rango de errores (MAE) en los pronósticos de producción solar según fuente y horizonte



Fuente: emsys

La comparación del backcast realizado por emsys con los pronósticos proporcionadas por los operadores y la herramienta web revela un potencial significativo para mejorar la precisión de los pronósticos de potencia.

Recomendaciones para mejorar los pronósticos ERv en Panamá

1. Implementar un sistema centralizado con pronósticos a corto plazo

Con base en los resultados del análisis de datos, la principal recomendación es introducir un sistema centralizado operado por un proveedor profesional de servicios de pronóstico. Esto está respaldado por la tendencia internacional que muestra que un número creciente de operadores de sistemas confían en pronósticos a nivel de sistema suministrados por uno o varios proveedores de pronósticos.

Las ventajas son:

- Entrega confiable de pronósticos
- Metodología de pronósticos uniforme para todas las plantas

- Posibilidad de pronósticos agregados (por zonas, subestaciones)
- Posibilidad de cubrir también plantas de ERV más pequeñas, como sistemas solares en tejados
- Coordinación directa y evaluación del proveedor de pronósticos por el TSO
- Bajo costo del servicio de pronóstico (economías de escala)
- Uso de prácticas de pronóstico de última generación

Al contratar a un proveedor de pronósticos, Panamá también debería introducir pronósticos a corto plazo que procesen datos de producción en tiempo real. Como muestra el análisis de datos, esta metodología logra una mayor precisión para el horizonte a corto plazo en comparación con los pronósticos que se basan únicamente en los pronósticos meteorológicos. Al introducir pronósticos centralizados que procesen datos en tiempo real, Panamá también cumple con la regulación MER, que exige este enfoque de pronóstico.

2. Transición a resolución de pronósticos de 15 minutos y programación de mercado

La resolución de los pronósticos de potencia y el mercado eléctrico panameño deben cambiarse de una resolución de 60 minutos a una de 15 minutos para capturar mejor los cambios dinámicos de producción de las plantas de ERV y mantener la estabilidad de la red.

3. Incorporar bandas de incertidumbre de los pronósticos

El estudio recomienda incorporar bandas de incertidumbre del pronóstico determinista. El margen es una banda de error y proporciona el rango en el que el pronóstico de potencia puede variar de la predicción determinista basándose en los diferentes pronósticos de los modelos meteorológicos. Esta información ayuda a CND a prepararse para posibles necesidades de balance.

4. Establecer un registro nacional único de plantas

Es importante mantener una base de datos completa que contenga información técnica detallada de los activos (solares, eólicos, biogás, sistemas de almacenamiento, etc.) conectados al SIN para realizar un seguimiento de su expansión en el sistema eléctrico panameño. Esta información es particularmente crucial para prever con precisión la generación de ERV.

5. Opcional: Mejorar los pronósticos descentralizados

Una vez que los pronósticos centralizados estén disponibles, los pronósticos de los operadores de plantas no tienen ningún valor añadido para la operación del sistema, ya que es poco probable que su calidad supere a los pronósticos centralizados.

Si Panamá, sin embargo, elige mejorar también los pronósticos descentralizados, se sugieren las siguientes medidas:

- Definir en la regulación con más detalle los requisitos para la provisión de pronósticos de potencia (entrega de pronósticos de potencia, formato de datos, metodología de pronóstico, transmisión de datos).
- Suspender el proceso de certificación, ya que dificulta la disponibilidad de los pronósticos y no garantiza una mayor calidad de los pronósticos de potencia.
- Evaluación regular de la calidad de los pronósticos proporcionadas por los operadores de plantas.

Es importante señalar que estos cambios requerirán recursos sustanciales, tanto para los cambios regulatorios como para la coordinación operativa y la revisión de los pronósticos de potencia por parte de CND para un número cada vez mayor de plantas de ERV. Por lo tanto, se recomienda centrarse en la introducción de pronósticos centralizadas y liberar a los operadores de plantas de las responsabilidades de pronóstico.

2 Descripción general del proyecto

2.1. Introducción

Panamá es el país más meridional de Centroamérica, la estrecha región que conecta América del Norte y del Sur. En los últimos años, el sistema eléctrico nacional ha registrado un incremento sostenido en la demanda máxima, reflejando una mayor exigencia sobre la infraestructura de generación y transmisión. Tradicionalmente, las principales fuentes de electricidad son las centrales hidroeléctricas y térmicas. Sin embargo, en los últimos años, las energías renovables variables han incrementado su participación en la matriz eléctrica nacional. A finales de 2024, la energía solar y eólica aportaba casi el 12 por ciento de la generación eléctrica nacional. Ambas tecnologías desempeñarán un papel clave para alcanzar —junto con las centrales hidroeléctricas existentes— el objetivo nacional del 70% de energía renovable para 2050. La energía solar, en particular, ha mostrado un crecimiento dinámico que contribuirá a una creciente participación de la generación de energía renovable variable (ERV).

A diferencia de los generadores convencionales, la producción de energía eléctrica de las centrales solares y eólicas varía en función de las condiciones meteorológicas, las cuales están en constante cambio. Esto plantea desafíos para integrar eficientemente la generación solar y eólica en los sistemas eléctricos y para mantener la estabilidad general del sistema. Los pronósticos avanzados de energía solar y eólica han surgido como una tecnología clave para abordar estos desafíos, permitiendo anticipar los futuros programas de producción de estas fuentes de energía limpia y utilizando esta información para procesos vitales en la operación del sistema eléctrico.

En Panamá, el Centro Nacional de Despacho (CND) es el operador del sistema y actor clave encargado de asegurar una integración fluida y rentable de la energía eólica y solar, manteniendo al mismo tiempo la estabilidad del sistema de transmisión panameño. Para cumplir con este objetivo, el CND actualmente se basa exclusivamente en los pronósticos de energía proporcionados por los operadores de los parques solares y eólicos. Sin embargo, en la práctica, los pronósticos de energía solo se elaboran para una fracción limitada de las plantas renovables en operación en Panamá, y el CND considera que los niveles de precisión de dichos pronósticos son susceptibles de mejora. Además, para la operación del sistema intradiaria, el CND requiere pronósticos a corto plazo continuamente actualizados y altamente precisos que actualmente no están disponibles.

En respuesta a estos desafíos, Euroclima, programa cofinanciado por la Unión Europea (UE) e implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la acción de Transición Energética y como parte de la estrategia Global Gateway, en asociación con el programa GET.transform, contrató a la firma especializada energy & meteo systems (emsys) para llevar a cabo un estudio orientado a fortalecer el sistema panameño de pronóstico de energía y a proponer mecanismos para la implementación de pronósticos de corto plazo.

2.2. Objetivos del proyecto

El objetivo de esta asignación es evaluar el marco y las condiciones nacionales para el pronóstico de energía solar y eólica en Panamá. Se proporcionan recomendaciones sobre cómo diseñar un sistema de pronóstico personalizado para aumentar la confiabilidad y la precisión de los pronósticos. Además, se ofrece asesoramiento sobre cómo introducir pronósticos a corto plazo para una integración optimizada de las crecientes cuotas de ERV en las operaciones intradiarias del sistema eléctrico.

2.3. Estructura del estudio

Este estudio se estructura de la siguiente manera:

- Panorama del sector eléctrico

Este capítulo presenta la estructura del sector energético panameño, incluyendo los actores clave, el parque de generación y la generación nacional de electricidad. Se analizan los recursos naturales, el desarrollo y las perspectivas futuras de la energía solar y eólica en Panamá. Con base en entrevistas en Panamá y una revisión de la regulación nacional, se caracteriza el sistema actual de pronóstico de energía y se describe el uso de las predicciones en el CND

- Evaluación basada en datos de la calidad de los pronósticos existentes de energía solar y eólica

Para evaluar la calidad de los pronósticos de energía actualmente proporcionados, emsys llevó a cabo una evaluación basada en datos de los pronósticos proporcionados por los operadores de plantas y creados por un software de pronóstico automatizado basado en la web utilizada por el CND. Para la evaluación, el CND proporcionó mediciones históricas, datos maestros y pronósticos para plantas seleccionadas, cubriendo un período del 01.12.2023 al 01.12.2024. Para comparar la calidad de los pronósticos de energía y estimar los niveles de precisión alcanzables para los sitios específicos donde se encuentran las centrales eólicas y solares, emsys creó para el mismo período pronósticos históricos (backcasts) para los mismos parques.

- Introducción a las mejores prácticas en el pronóstico de energía solar y eólica

Las metodologías para el pronóstico de ERV se han desarrollado a un ritmo rápido en los últimos 20 años. Esta sección proporciona una visión concisa de las mejores prácticas internacionales en el pronóstico de energía. Esto comprende las técnicas de pronóstico de última generación y las opciones de diseño para un sistema de pronóstico de ERV. Se presta especial atención a los pronósticos a corto plazo basados en mediciones en tiempo real.

- Conclusiones y Recomendaciones para un sistema de pronóstico de ERV mejorado en Panamá

Este capítulo resume los principales hallazgos del análisis de este informe sobre la regulación panameña, las mejores prácticas internacionales en el pronóstico de ERV y la evaluación basada en datos de los pronósticos de energía solar y eólica disponibles. Con base en los desafíos identificados, se recomiendan medidas para mejorar el sistema de pronóstico nacional. Las recomendaciones se centran en la introducción de un sistema de pronóstico centralizado y medidas opcionales para mejorar el sistema de pronóstico descentralizado. También se proporcionan recomendaciones sobre el diseño del mercado eléctrico y los requisitos de pronóstico en el marco regulatorio.

3 Panorama del Sector

3.1. Estructura y Actores Clave

El mercado eléctrico panameño fue establecido en 1997 mediante la Ley 6 de 1997, tras la reestructuración y desintegración de la antigua empresa estatal integrada de electricidad IRHE (Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación). Desde entonces, el mercado eléctrico se ha basado en la competencia entre empresas generadoras, con el objetivo de aumentar la calidad del suministro y la formación de precios económicos en un mercado libre. Los siguientes participantes del mercado forman parte del mercado eléctrico panameño:

Ente Regulador: ASEP (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos) es la entidad reguladora de Panamá. Su función principal es supervisar el sector energético y otros servicios públicos. Como tal, ASEP emite concesiones, licencias y otras autorizaciones a empresas generadoras y distribuidoras; registra autogeneradores y cogeneradores; desarrolla reglas y principios para generar, transmitir, distribuir y vender electricidad; y garantiza el cumplimiento del sector.

Transmisor: ETESA S.A. (Empresa de Transmisión Eléctrica) es una empresa estatal responsable de la operación del sistema nacional de transmisión, asegurando el transporte de electricidad desde los generadores a las distribuidoras de energía eléctrica o a los grandes consumidores. Los ingresos de ETESA provienen de las tarifas asociadas al acceso y uso de las redes de transmisión pagadas por los agentes del mercado (generadores, distribuidores y grandes clientes). Hidromet, el instituto meteorológico nacional, era originalmente una unidad de ETESA, proporcionando pronósticos meteorológicos e hidrometeorológicos que son cruciales para que ETESA considere la disponibilidad de la generación de energía hidroeléctrica. En 2021, Hidromet se convirtió en una organización independiente llamada IMHPA (Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá).

Operador del Sistema: Centro Nacional de Despacho (CND) es la unidad responsable de la operación en tiempo real del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de la gestión del Mercado Mayorista de Electricidad y de la coordinación de los intercambios de energía en el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica, como parte de sus funciones dentro de ETESA.

Distribuidores: Tres distribuidores regionales de propiedad privada se encargan de suministrar electricidad a los consumidores finales. El área de concesión de EDEMET consiste en la parte occidental de la ciudad de Panamá, el oeste de la provincia de

Panamá y las provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas. El área de concesión de ENSA incluye el sector oriental de la ciudad y provincia de Panamá, el Golfo de Panamá, la provincia de Colón y los sistemas aislados, Darién y Kuna Yala. El área de concesión de EDECHI incluye las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Generadores: Empresas responsables de producir electricidad, ya sea a partir de fuentes renovables o convencionales. Para fines de este estudio, se identifican [X] empresas que participan en la generación eléctrica mediante fuentes renovables variables (ERV), como la solar y la eólica. Este análisis contempla exclusivamente los pronósticos de generación de dos de estas empresas.

Consumidores: Clientes regulados y grandes clientes son consumidores de energía eléctrica que participan en el mercado bajo dos modalidades: los clientes regulados, que reciben el servicio a través de empresas distribuidoras bajo tarifas establecidas por la autoridad reguladora; y los grandes clientes, que cuentan con una demanda igual o superior al umbral definido en la normativa vigente y pueden contratar su suministro directamente en el mercado mayorista mediante acuerdos bilaterales con generadores.

3.2. El Sistema Interconectado Nacional

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se compone de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para transportar la electricidad desde los generadores hasta los diferentes puntos de entrega.

El siguiente mapa muestra la red de transmisión actual, que consiste esencialmente en líneas de 230 kV que se extienden al este y al oeste del país. La línea dispersa en el Norte es una propuesta de cuarta línea de transmisión para conectar la Ciudad de Panamá y Chiriquí Grande.

Figura 1: El Sistema Interconectado Nacional de Panamá



Fuente: ETESA

ETESA actualiza continuamente un plan para la expansión del sistema nacional de transmisión ("Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional"). Este plan define las inversiones necesarias en infraestructura de transmisión eléctrica para hacer frente al crecimiento proyectado de la demanda de electricidad y para acomodar los crecientes volúmenes de inyección de las centrales térmicas y de energía renovable. La versión actual, que cubre el período de 2022 a 2036, contempla obras específicas orientadas a habilitar la conexión de aproximadamente 1 GW adicional ERV al SIN.

Además de su infraestructura nacional, Panamá forma parte del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), una red regional que conecta Guatemala, Honduras, Nicaragua, El Salvador, Costa Rica y Panamá mediante una línea de transmisión de 230 kV con una capacidad de 300 MW. Esta interconexión permite el intercambio de energía con el Mercado Eléctrico Regional (MER), ampliando las posibilidades de balance y respaldo del sistema eléctrico panameño.

Figura 2: El sistema de transmisión eléctrica centroamericano SIEPAC



Fuente: Carlos St. James

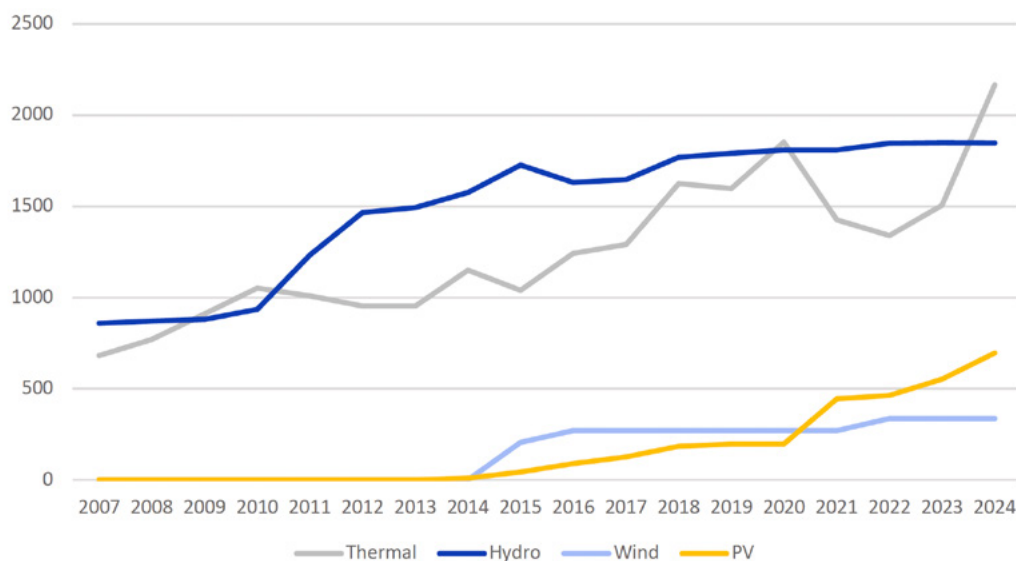
En cuanto a la conexión en la frontera sur con Colombia, ambos países han reanudado recientemente un plan para construir una interconexión eléctrica binacional, cuya entrada en operación está prevista para 2028. Dado que el proyecto aún se encuentra en fase de desarrollo, este estudio no contempla ilustraciones ni un análisis detallado sobre dicha interconexión, por estar fuera de su alcance.

3.3. Matriz eléctrica de Panamá: capacidad instalada y generación

La generación eléctrica en Panamá ha estado tradicionalmente sustentada en centrales hidroeléctricas y térmicas, las cuales representaron cerca del 83 % del suministro nacional de electricidad en 2024. Por un lado, la capacidad hidroeléctrica se ha triplicado desde 1998, pasando de 600 MW a más de 1,800 MW en 2024. Entre las principales centrales se encuentran Bayano (276 MW) y Fortuna (300 MW), en operación desde 1976 y 1980, respectivamente. Esta capacidad se amplió significativamente con la incorporación de la central Changuinola (223 MW) en 2012. No obstante, el potencial para nuevos grandes proyectos hidroeléctricos está prácticamente agotado, por lo que no se prevén incrementos sustanciales en el futuro. Por otro lado, las plantas térmicas que operan con carbón, gas natural y derivados del petróleo continúan desempeñando un papel relevante en la matriz energética. Los mayores incrementos de capacidad se registraron con la entrada en operación de la planta AES Gas Natural Atlántico (381 MW) en 2018 y de la planta Generadora Gatún (670 MW), ambas alimentadas por gas natural. En contraste, las concesiones de centrales a carbón no fueron renovadas, lo que condujo a su cierre y a una reducción temporal de la capacidad térmica entre 2019 y 2023. En complemento a las fuentes tradicionales, las energías renovables variables han emergido como un componente cada vez más relevante dentro del sistema eléctrico panameño. Desde 2013, se ha observado una diversificación progresiva de la matriz energética en Panamá, añadiendo energía solar y eólica, cuya participación ha crecido continuamente desde entonces. La energía eólica se ha expandido principalmente con la construcción de dos parques eólicos grandes que se construyeron por etapas, alcanzando un total de 360 MW para 2022, cifra que no ha cambiado desde entonces. A partir de 2020, la energía solar ha mostrado un crecimiento notablemente dinámico y rápidamente superó a la energía eólica. Hasta finales de 2024, la capacidad instalada de centrales solares en Panamá alcanzó los 695 MW.

Es importante señalar que estas cifras para la energía solar solo reflejan plantas más grandes en el rango de varios MW conectadas al SIN. Además, se han conectado unos 300 MW de energía solar en redes de baja tensión, principalmente para autoconsumo de energía solar en la industria y los hogares. El autoconsumo ha contribuido a mitigar el aumento de la demanda, aunque sin modificar sustancialmente patrones de carga.

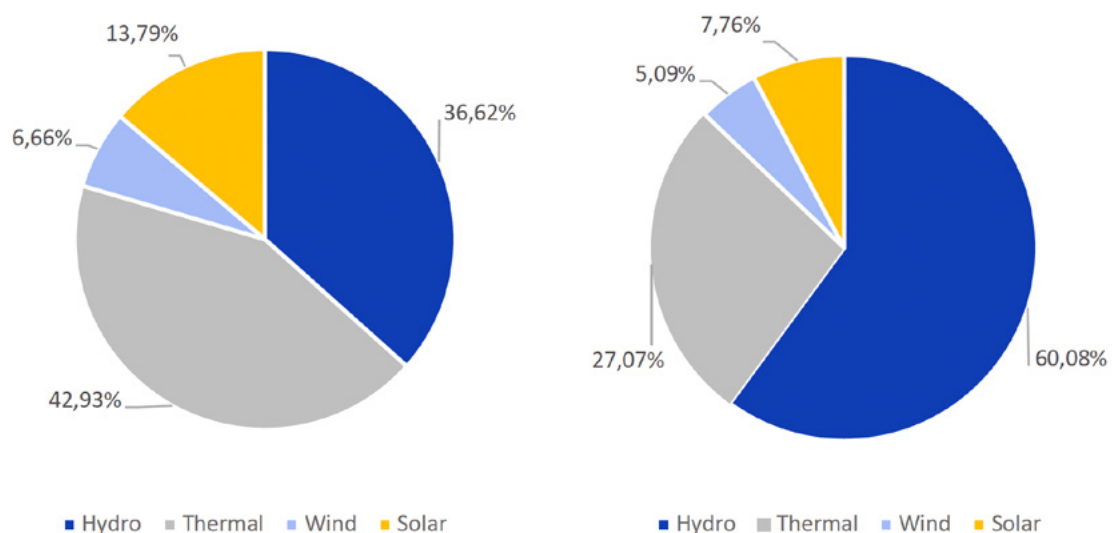
Figura 3: Capacidad instalada (MW) por tecnología de generación (2007 – 2024)



Fuente: Elaborado por emsys con datos de ASEP

La siguiente figura presenta la participación porcentual de las tecnologías de generación en 2024, en términos de capacidad instalada (izquierda) y generación de electricidad (derecha).

Figura 4: Capacidad instalada y generación por tecnología (2024)



Fuente: Elaborado por emsys con datos de ASEP

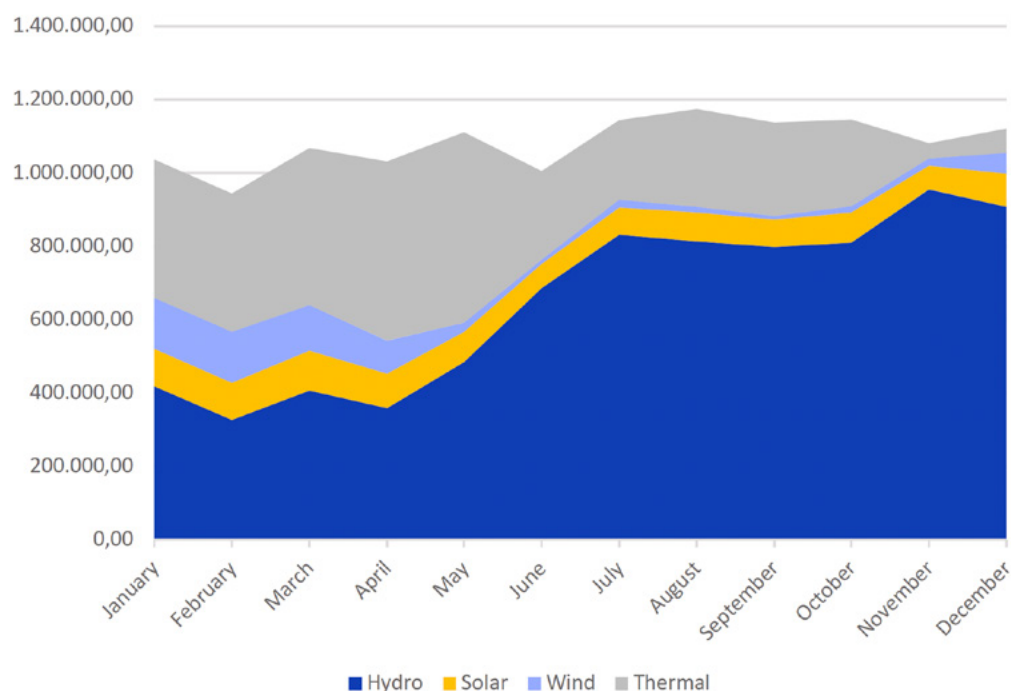
La matriz de generación de electricidad durante el año se caracteriza por variaciones estacionales pronunciadas en el suministro de energía hidroeléctrica y eólica. Durante la temporada de lluvias, de junio a noviembre, el parque hidroeléctrico contribuye con una gran parte del suministro nacional. En noviembre de 2024, la participación alcanzó más del 88 por ciento, lo que también permitió cubrir, junto con la energía solar y eólica, toda la demanda de electricidad de Panamá en días individuales durante

este mes. Con la disminución de los niveles de agua de represas y ríos, la generación de energía hidroeléctrica disminuye significativamente entre enero y mayo, a niveles de aproximadamente el 35% de la producción nacional de electricidad.

En este contexto, las fuentes de energía eólica y solar han emergido como un complemento clave, aportando en conjunto un 12,85% a la matriz eléctrica panameña. Dependiendo de la estación y la situación meteorológica, su participación puede alcanzar mucho más del 30 por ciento en días individuales. La energía solar y eólica coinciden muy bien con el perfil de generación de la energía hidroeléctrica, teniendo sus niveles de producción más altos durante la estación seca. La energía eólica en particular muestra un patrón de producción estacional pronunciado, generando en 2024 casi el 74% de la generación anual entre enero y abril.

La generación térmica complementa la generación de energía renovable, cubriendo la carga residual según sea necesario. Dado que la capacidad instalada de centrales con fuente solar y eólica aún es demasiado baja para sustituir la generación hidroeléctrica en época seca, los generadores térmicos aportan entre el 36% y el 47% del suministro nacional en ese período. En contraste, su participación se reduce a mínimos de entre 4% y 6% durante los picos de generación de energía renovable en noviembre y diciembre.

Figura 5: Generación de electricidad por tecnología durante 2024



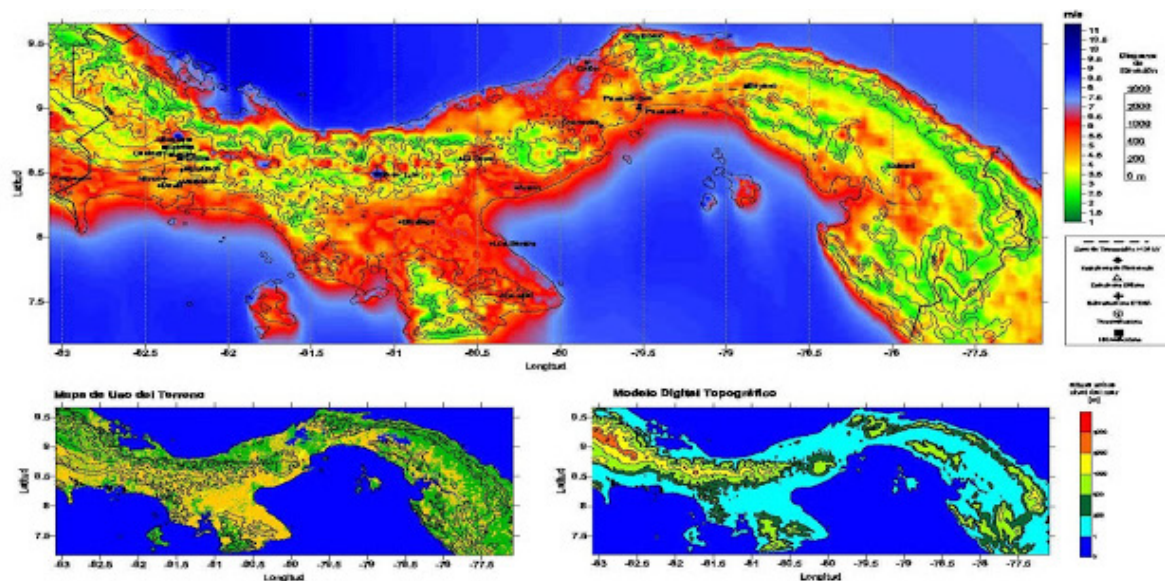
Fuente: Elaborado por emsys con datos de ASEP

Una creciente preocupación para el sector eléctrico panameño es que la energía hidroeléctrica se ha convertido en una fuente de generación de energía cada vez más poco fiable. Los efectos del cambio climático ya se sienten en Panamá, lo que lleva a precipitaciones más inestables y decrecientes. Panamá es, por lo tanto, consciente de que necesita fortalecer la resiliencia del suministro de electricidad aumentando la energía solar y eólica.

3.4. Recursos solares y eólicos en Panamá

El potencial de generación de energía solar y eólica en un país depende de los recursos naturales disponibles. Según un estudio realizado por Lahmeyer para ETESA, el recurso eólico es menor en comparación con otros países de América Central o del Sur. Los recursos eólicos medios se distribuyen por todo Panamá, con velocidades de viento que oscilan entre 1 y 6 metros/segundo a una altura de 40 metros. Se desconocen las velocidades del viento a la altura de las turbinas (80 metros). El estudio identificó sitios con las mejores condiciones eólicas a lo largo de la costa caribeña y pacífica, así como en varias ubicaciones de la cadena montañosa central de Panamá. Las velocidades medias del viento en los sitios montañosos de Boquete (provincia de Chiriquí), Cerro Tute (provincia de Veraguas) y La Miel (provincia de Los Santos) pueden superar los 10 metros/segundo a 40 metros de altura. Sin embargo, incluso los proyectos eólicos en algunos sitios de alto potencial pueden no ser factibles si las distancias a las líneas de transmisión de 230 kV causan grandes costos de conexión a la red.

Figura 6: Recursos de energía eólica en Panamá

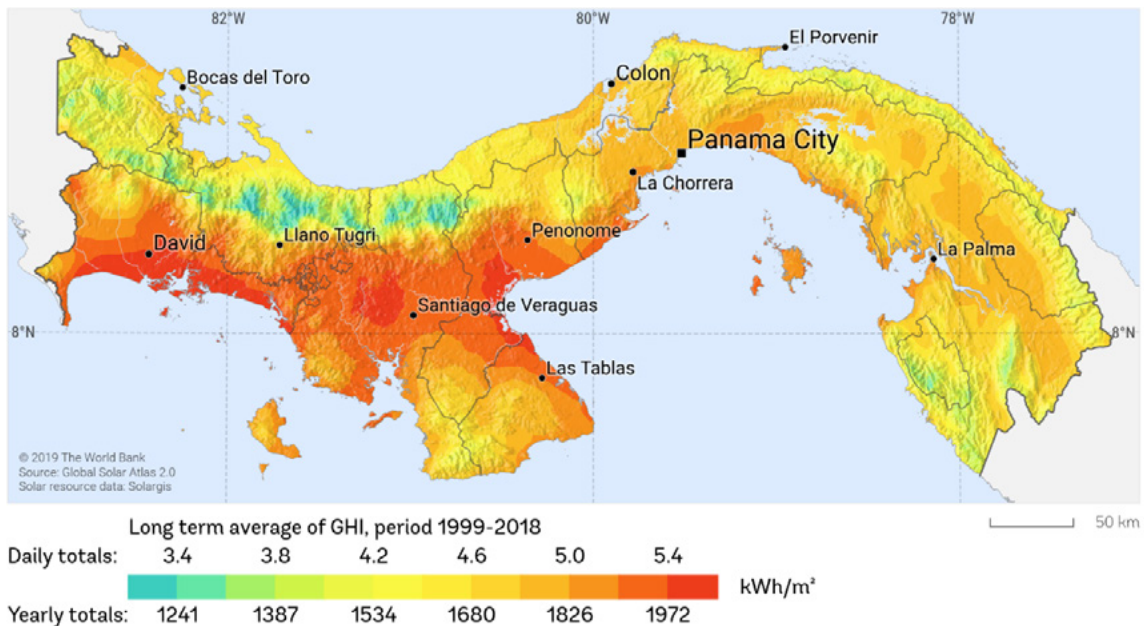


Fuente: Lahmeyer International, ETESA y PNUD

Empresas están estudiando el potencial de la energía eólica marina, pero hasta ahora no se han propuesto proyectos eólicos offshore.

La figura siguiente muestra la distribución regional de la radiación solar en Panamá. Todo el país tiene condiciones muy favorables para la generación de energía solar. Panamá recibe una irradiancia promedio de 4,8 kWh/m²/día, identificándose el recurso más fuerte en el sur de las provincias de Chiriquí y Veraguas, con un promedio de más de 5 kWh/m².

Figura 7: Recursos de energía solar en Panamá



Fuente: Lahmeyer International, ETESA y PNUD

Como se ha evidenciado, las zonas con mayor potencial para el aprovechamiento de recursos eólicos y solares tienden a superponerse geográficamente. En este contexto, asegurar una distribución territorial equilibrada de las plantas de energías renovables variables (ERV) representa un desafío clave para el sector eléctrico panameño, a fin de mitigar riesgos de congestión en la red de transmisión.

3.5. Política y esquema de apoyo a las ERV

La política energética de Panamá ha prevé que hasta el año 2050 el 70 por ciento del suministro de energía del país debe ser renovable, incluyendo la generación hidroeléctrica.

Las licitaciones públicas se consideran el instrumento clave para promover la instalación de generadores de ERV. En la Ley 6 de 1997 se describen las condiciones generales para la licitación de energías renovables y se nombra a ETESA como institución responsable de llevar a cabo el proceso de licitación. Sin embargo, no se han realizado licitaciones en 10 años. En 2025, la SNE ha establecido, mediante resolución oficial, un proceso de contratación de suministro eléctrico a largo plazo con inicio previsto para el 1 de enero de 2029. Esta licitación contempla la adjudicación de contratos de hasta 240 meses para abastecer un requerimiento de 120 MW de energía (expresada como potencia equivalente) y 35 MW de potencia firme. Podrán participar proyectos nuevos que utilicen tecnologías hidroeléctricas y eólica. Esta iniciativa busca garantizar el suministro competitivo y sostenible en el mediano y largo plazo, alineado con los objetivos de diversificación energética del país.

Panamá concede apoyo continuo a inversionistas a través de incentivos regulatorios y fiscales introducidos en 2004 que promueven la instalación de proyectos energéticos a pequeña y mediana escala. Como parte de esta regulación, los proyectos con una capacidad de hasta 500 kW conectados al sistema de baja tensión no requieren una licencia para su operación (Ley 45). Además, los proyectos de energía renovable con una capacidad instalada de hasta 10 MW pueden solicitar una exención parcial del impuesto sobre la renta. Este beneficio fiscal ha impulsado especialmente la instalación de centrales solares inferiores a 10 MW. En algunos casos, los desarrolladores han optado por segmentar proyectos de mayor escala en unidades individuales dentro de este umbral, con el fin de acogerse a los beneficios establecidos por la normativa vigente. A diferencia del resto de las tecnologías que requieren contratos de compraventa de energía (PPA) para iniciar su fase de construcción y posterior operación en el SIN, las centrales solares pueden construirse y operar en el SIN sin un PPA, vendiendo su electricidad directamente en el mercado spot panameño, lo que ha contribuido al notable auge de instalaciones solares observado en la última década.

Fuera de los incentivos fiscales existentes para la inversión y construcción de proyectos, actualmente no se han implementado mecanismos operativos específicos —como tarifas de alimentación o esquemas de subastas diferenciadas— que promuevan activamente el desarrollo de nuevas plantas solares y eólicas en el país.

3.6. Desarrollo de la energía solar y eólica en Panamá

Como se describe en la sección 3.3, la ERV ha aumentado dinámicamente en los últimos años. Algunos proyectos solares y eólicos más grandes han recibido PPAs en las primeras licitaciones o han firmado acuerdos de compra con grandes clientes. Sin embargo, la mayor parte de los parques solares venden su producción de electricidad en el mercado spot. Esta opción es el principal motor del auge solar en Panamá. Además, algunos productores de energía solar, como Enel o Electron Investment, han firmado contratos de respaldo con sus propias centrales hidroeléctricas, que realizan el balance interno y suministran electricidad a los compradores contractuales. Además, aprovechando los incentivos fiscales, los bajos costos del sistema y la escalabilidad, los sistemas solares han comenzado a instalarse masivamente en diferentes tamaños para fines de autoconsumo en la industria, el comercio y los hogares.

La siguiente tabla proporciona una visión general de los parques eólicos conectados al SIN.

Tabla 1. Parques eólicos operativos en Panamá

| Parques Eólicos | Inicio de Operación | Capacidad Instalada (MW) |
|-----------------------------|---------------------|--------------------------|
| Nuevo Chagres 1 | 2016 | 55,00 |
| Nuevo Chagres 2 | 2016 | 62,50 |
| Marañón | 2016 | 17,50 |
| Portobelo | 2016 | 32,50 |
| Rosa Vientos 1 | 2016 | 52,50 |
| Rosa Vientos 2 | 2016 | 50,00 |
| Toabré | 2022 | 69,00 |
| Total Energía Eólica | | 339,00 |

La siguiente tabla muestra el parque actual de plantas solares, categorizadas y agregadas según el tamaño de las plantas.

Tabla 2. Plantas solares operativas en Panamá

| Tamaño de la Planta Solar | Número de Plantas | Capacidad Instalada (MW) |
|----------------------------|-------------------|--------------------------|
| ≤ 1 MW | 6 | 4,0 |
| 1 - 5 MW | 13 | 51,5 |
| 5 - 10 MW | 42 | 402,4 |
| ≥ 10 MW | 10 | 277,3 |
| Total Energía Solar | | 735,2 |

Fuente: Elaborado por emsys con datos proporcionados por CND

La lista muestra que muchos parques solares tienen una capacidad por debajo de 10 MW, lo cual es relevante para calificar para los incentivos fiscales.

Existe un interés notable de los inversionistas en desarrollar proyectos solares y eólicos, ya sea para construcción inmediata o para participar en futuras licitaciones. Según cifras publicadas por ASEP (febrero de 2025), se han otorgado licencias definitivas a 33 proyectos solares con una capacidad de 473 MW, lo que otorga al propietario el derecho de construir y operar la planta. La mayoría de los proyectos tendrán una capacidad por debajo de 10 MW, mientras el parque solar más grande tiene una

capacidad instalada de 105 MW. 23 de estos proyectos están en construcción y tres plantas ya están terminadas. Combinados, añadirán casi 393 MW al sistema eléctrico panameño. Otros siete proyectos con 80,3 MW han presentado una solicitud de extensión para construcción o están en fase de diseño.

Además, 122 proyectos solares que suman una capacidad total de 1,978.5 MW han recibido una licencia provisional emitida por ASEP. Esta licencia no otorga al titular de la licencia el derecho a construir u operar la planta, sino que constituye un pase preliminar dentro del proceso regulatorio.

La mayoría de los proyectos se encuentran en las provincias occidentales de Veraguas, Coclé y Chiriquí.

Tabla 3. Estado de aprobación de proyectos de energía solar en Panamá

| Nro. | Estado del Proyecto | Capacidad (MW) |
|--------------|---|----------------|
| 26 | Licencia Definitiva - En construcción | 392,7 |
| 2 | Licencia Definitiva - Fase de diseño | 25,0 |
| 5 | Licencia Definitiva - Extensión de proyecto | 55,3 |
| 122 | Licencia Provisional | 1978,5 |
| Total | | 2451,5 |

Fuente: ASEP

En una línea similar, también se han otorgado un número considerable de licencias para proyectos eólicos. En total, cuatro proyectos con una capacidad total de 558,8 MW han recibido una licencia provisional. Tres parques eólicos están ubicados en Coclé, uno en Chiriquí.

Tabla 4. Estado de aprobación de proyectos de energía eólica en Panamá

| Nro. | Estado del Proyecto | Capacidad (MW) |
|------|----------------------|----------------|
| 4 | Licencia Provisional | 558,8 |

Fuente: ASEP

Considerando la gran cartera de proyectos solares y eólicos y la próxima licitación, se espera que el crecimiento de las ERV no solo continúe, sino que cobre mayor dinamismo. Esto aumenta la necesidad de depender de un sistema profesional de pronóstico de energía solar y eólica.

La concentración regional de centrales solares y eólicas en pocas provincias podría generar crecientes desafíos en la red, llevando a más cierres de plantas ERV para evitar sobrecargas. un aumento de las reducciones de los volúmenes de inyección de energía renovable.

3.7. Estado actual del pronóstico de energía solar y eólica en Panamá

Todos los operadores de plantas están obligados a proporcionar al Centro Nacional de Despacho (CND) información veraz y oportuna que permita una adecuada programación de la operación del sistema. Este requerimiento también incluye que los operadores de plantas de energía solar y eólica conectadas al SIN tienen que enviar pronósticos al CND. Según la regulación panameña “Metodología de Detalle”, los operadores deben enviar:

- Cada miércoles hasta las 10:00 am un pronóstico semanal de “recursos primarios, como velocidad del viento, radiación solar y otros” en valores horarios. El horizonte de pronóstico se extiende desde el sábado siguiente hasta el viernes.
- Un pronóstico diario hasta las 10:00 am hora local de los “recursos primarios, como velocidad del viento, radiación solar y otros” en valores horarios. Los cambios pueden ser reportados hasta las 3 pm.

Además, el código de red para plantas fotovoltaicas exige a los generadores con capacidad superior a 500 kW conectados a la red de media y alta tensión del SIN que:

- 1) Calculen y envíen al CND pronósticos de la producción en MWh para el día y la semana siguientes.
- 2) Envíen el pronóstico todos los días a las 10:00 am para las próximas 24 horas y para la próxima semana en resoluciones horarias a través de una interfaz electrónica de acuerdo con los requisitos del sistema de datos del CND que serán definidos por el CND.

La regulación no exige a los operadores de plantas que proporcionen pronósticos a corto plazo continuamente actualizados utilizando datos de producción en tiempo real del parque eólico o solar. Sin embargo, como se mostrará en el backcast y en la sección sobre las mejores prácticas en el pronóstico de energía solar y eólica, esta metodología es extremadamente valiosa para la operación intradiaria del sistema eléctrico, ya que se consideran los cambios meteorológicos y de producción a corto plazo. Así, se puede lograr una precisión significativamente mayor de la predicción para tiempos de anticipación a corto plazo de hasta 10 horas. Si los operadores no envían el pronóstico diario, la regulación determina que el CND utiliza el pronóstico semanal. Las predicciones son utilizadas por el CND para el proceso de programación del día siguiente, que debe completarse antes de las 7 pm.

Es importante señalar que solo el Código De Red Para Centrales Solares define explícitamente el requisito de pronosticar la producción de energía. De hecho, la “Metodología de Detalle” exige a los operadores de plantas que proporcionen únicamente datos de pronóstico meteorológico como la velocidad del viento y la irradiancia solar. Por lo tanto, la regulación actual no exige explícitamente a los parques eólicos que proporcionen pronósticos de energía. Sin embargo, en la práctica, parece ser de sentido común entre los participantes del mercado que la regulación se refiere

a la provisión de predicciones de energía. Aparte de eso, no hay especificaciones sobre cómo deben crearse, formatearse y enviarse los pronósticos al CND. En el código de red para fotovoltaica solo se establece que el CND definirá el método de envío electrónico de los datos de pronóstico.

Con el objetivo de garantizar una alta calidad, los operadores de plantas deben certificar sus pronósticos con el instituto meteorológico nacional IMHPA. Es importante señalar que la metodología de IMHPA para certificar las predicciones se limita a analizar la calidad de los datos de entrada meteorológicos, como los datos históricos de pronóstico de velocidad del viento y radiación solar, que se comparan con las mediciones meteorológicas reales. Si bien la calidad de los datos meteorológicos es crucial, el cálculo de un pronóstico de energía requiere más datos de entrada y pasos que incluyen, por ejemplo, una técnica de conversión de energía para calcular pronósticos de energía a partir de pronósticos meteorológicos y procesos de aprendizaje automático. Sin embargo, en esta etapa, IMHPA no evalúa el pronóstico de energía en sí mismo como producto final a ser utilizado por el CND, ni tiene la competencia para realizar esta tarea.

Además, el proceso de certificación presenta oportunidades de mejora en términos de articulación institucional y mecanismos de coordinación activa entre los actores involucrados. En muchos casos, los operadores de plantas no inician el proceso de certificación de sus pronósticos de generación. En los casos en que se ha iniciado la certificación, IMHPA suele requerir varios meses para emitir la certificación correspondiente. Por ejemplo, las plantas solares Ecosolar y Ecosolar 2, que comenzaron a operar en febrero de 2021, obtuvieron la certificación de sus pronósticos en noviembre de 2023. Según la regulación, el CND tiene la facultad de notificar a la ASEP sobre el incumplimiento de los requisitos de pronóstico por parte de los operadores. Sin embargo, en la práctica, esta acción no se ejecuta con regularidad, principalmente debido a limitaciones de recursos del CND para interactuar con un número creciente de operadores de plantas y asegurar la calidad de los pronósticos. Como resultado, hasta la fecha solo se han certificado los pronósticos de energía para ocho plantas pertenecientes a cuatro operadores, entre ellas el parque eólico Toabré y los parques solares Penenomé, Marcano y Ecosolar (I-V), con una capacidad combinada de 239 MW, equivalente al 25% de la energía solar y eólica instalada en Panamá. Las otras plantas de ERV proporcionan únicamente pronósticos meteorológicos no certificados y un valor promedio estimado de producción semanal, los cuales se cargan en una plataforma web administrada por el CND.

Actualmente, el CND no cuenta con un proveedor externo ni con un modelo propio de pronóstico para estimar la producción de energía de las plantas ERV a nivel de sistema. Utiliza parcialmente una herramienta de pronóstico en línea desarrollada por Nnergix (a partir de ahora: Nnergix o herramienta web) en colaboración con el Banco Mundial en 2021, la cual genera pronósticos básicos para plantas solares a partir de un conjunto limitado de datos proporcionado por el usuario (ubicación, capacidad instalada y tipo de planta solar: en tejado, en tierra, flotante). Según la experiencia del CND, los pronósticos de la herramienta web solo son útiles para el pronóstico semanal, pero presenta limitaciones para estimaciones intradiarias debido a la precisión mejorable y

la resolución gruesa en valores horarios que no coincide con las rampas de producción. Esta evaluación se basa en la experiencia operativa, ya que el CND no realiza un análisis sistemático de la precisión de los pronósticos entregados por los operadores o generados por la herramienta web.

En resumen, el sistema de pronóstico panameño puede caracterizarse principalmente como descentralizado, donde los operadores de plantas individuales tienen la responsabilidad de proporcionar predicciones para sus activos. Sin embargo, los déficits estructurales previamente limitan la disponibilidad de pronósticos de energía diarios para la mayoría de las centrales solares y eólicas en operación. Dado que la regulación vigente no exige actualizaciones intradiarias frecuentes utilizando mediciones en tiempo real de las plantas, los pronósticos a corto plazo no están disponibles de forma sistemática. Esta carencia de datos representa un desafío crítico para el CND, que depende de esta información para garantizar una integración segura y optimizada de la generación ERV. En muchos casos, el origen de los pronósticos de energía no es transparente, ya que no se conoce si el operador ha contratado a un proveedor especializado o si el pronóstico es generado internamente.

3.8. Requisitos del MER para el pronóstico de potencia solar y eólica

Como se mencionó en la sección 2.2, Panamá forma parte del mercado eléctrico centroamericano denominado Mercado Eléctrico Regional (MER). Mientras que el EOR (Ente Operador Regional) coordina las operaciones y transacciones del mercado, la CRIE (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica), como autoridad reguladora, es responsable de establecer un marco que promueva el desarrollo sostenible y la integración del MER.

La regulación del MER, actualizada en agosto de 2024, define en el capítulo 4.12.2 sobre “Telemetría y previsión”, en el párrafo d, los siguientes requisitos de pronóstico para los países centroamericanos:

“Los operadores del sistema y del mercado deberán disponer de un pronóstico centralizado de la generación eólica y fotovoltaica, cuando la capacidad instalada total de generación eólica y fotovoltaica represente al menos el 10% de la demanda máxima de su área de control.”

Según las cifras de la ASEP, a finales de 2024 la capacidad instalada de ERV ascendía a 1,074 MW. A la fecha, la demanda máxima de electricidad de Panamá es aproximadamente 2,000 MW. Con aproximadamente el 50% de la capacidad ERV en relación con la demanda máxima, Panamá ya supera significativamente el umbral del 10% definido por MER. En consecuencia, Panamá necesita establecer un sistema de previsión centralizado para cumplir con la regulación del mercado eléctrico regional.

Además, la regulación del MER especifica los siguientes requisitos para los pronósticos centralizados de energía solar y eólica:

“El pronóstico centralizado proveerá como mínimo, la siguiente información:

- i. Inyección de energía en MWh, totalizada para el área de control, y en forma desagregada para la generación eólica y fotovoltaica.
- ii. Inyección de Potencia en MW totalizado para el área de control.
- iii. Inyección de Potencia en MW en forma desagregada para generación eólica y generación fotovoltaica.
- iv. Inyección de Potencia en MW de la generación eólica y fotovoltaica en las barras de conexión de estas centrales, al sistema de transmisión.
- v. El pronóstico deberá cumplir con la siguiente periodicidad y frecuencia mínima:
 - v.i. Pronóstico para el día siguiente, con resolución de una hora.
 - v.ii. Pronóstico de las próximas 4 horas, como mínimo, con resolución de 15 minutos, y actualización cada 15 minutos.”

En particular, el último párrafo es importante, ya que exige también pronósticos a corto plazo continuamente actualizadas con una mayor resolución temporal, mientras que Panamá solo exige pronósticos para el día siguiente en valores horarios. El marco normativo del MER no contempla de manera explícita el uso de datos de producción en tiempo real en los procesos de previsión de corto plazo. Como se describirá en la sección 5.7, es esencial incluir datos en tiempo real si se introducen pronósticos a corto plazo continuamente actualizadas.

No obstante, según la regulación del MER, Panamá debe introducir un sistema de previsión centralizado que proporcione también pronósticos a corto plazo con una mayor resolución.

3.9. Operación del sistema eléctrico e integración de pronósticos de ERV

El mercado eléctrico panameño opera bajo un esquema de despacho económico basado en costos, en el cual el CND organiza y despacha a los generadores a lo largo de una curva de orden de mérito. Los generadores renovables (solar, eólica, hidráulica, biogás) con costos marginales nulos o muy bajos se despachan primero. Los generadores térmicos más costosos basados en combustibles (gas, petróleo) entran en juego más tarde para cubrir la carga restante.

El proceso de planificación para el día siguiente y para la semana siguiente utiliza los pronósticos de potencia de los operadores de plantas solares y eólicas. La normativa actual no establece disposiciones para la actualización intradía de pronósticos, por lo que no se cuenta con dicha información. Dado que los pronósticos solo se suministran para una pequeña parte de los generadores de ERV, el CND también

considera los programas de producción del día anterior para estimar la producción futura cuando las condiciones meteorológicas son estables. Particularmente, para la programación semanal de las centrales solares, también se consulta la herramienta web. En general, el CND aún no cuenta con un enfoque uniforme para abordar la ausencia de pronósticos de potencia solar y eólica. En su lugar, cada despachador aplica criterios individuales para estimar la generación renovable variable, basándose principalmente en su experiencia operativa.

La regulación nacional prevé que, además de la energía solar y eólica, cada generador debe mantener una reserva operativa del cinco por ciento (5%) para proporcionar flexibilidad a la operación del SIN. Si durante la operación intradiaria del sistema se producen desviaciones importantes entre los pronósticos y la producción real de energía solar y eólica, el CND ajusta la generación de las centrales hidroeléctricas. Este tipo de ajuste se realiza principalmente durante la estación lluviosa, cuando hay suficiente energía hidroeléctrica disponible que se puede activar rápidamente. En contraste, durante la estación seca, el equilibrio ante errores de previsión se logra mediante el uso de generadores térmicos más costosos. El CND se enfrenta a la situación operativa más crítica durante la transición de la estación seca a la lluviosa y viceversa. Particularmente al final de la estación seca, cuando se presentan rampas pronunciadas en la producción de energía eólica y los recursos hídricos son limitados, resulta necesario activar los generadores convencionales.

El CND informa que durante estos períodos resulta complejo prever las variaciones de producción a corto plazo. La ausencia de pronósticos intradiarios precisos conduce, en algunos casos, al despacho innecesario de plantas convencionales. Adicionalmente, ante la incertidumbre sobre los requerimientos de flexibilidad operativa, el CND opta por mantener dichas plantas en modo de espera como medida preventiva. Este uso de generadores térmicos costosos basados en combustibles podría reducirse significativamente si se contara con predicciones intradiarias actualizadas de forma continua, conforme a las prácticas de referencia internacional.

La generación renovable ya enfrenta curtailments debido a la variabilidad imprevista en la producción. Esta situación ocurre principalmente en el período de transición entre la estación lluviosa y seca, cuando la generación de energía eólica aumenta considerablemente y muestra una alta volatilidad. Dado que las centrales solares y eólicas son en su mayoría de tamaño mediano y están relativamente bien distribuidas geográficamente, las restricciones de la red no representan actualmente una limitante operativa importante. No obstante, se espera que esta condición evolucione con el aumento de la penetración de energía solar y eólica, lo que implicará más atención a los cálculos y pronósticos de flujo de carga.

La reducción de la generación renovable sin combustibles implica costos operativos que deben minimizarse. En Panamá, las plantas bajo con PPA reciben compensación por recortes, pero la mayoría de las plantas fotovoltaicas que operan en el SIN no tienen dicho acuerdo y, por ende, no cuentan con ese respaldo. Pronósticos intradiarios más precisos contribuirían a reducir los costos de integración y las pérdidas de ingresos de los operadores, fortaleciendo la confianza de los inversionistas en el sector renovable.

4 Evaluación basada en datos de pronósticos de energía solar y eólica

4.1. Introducción y alcance del análisis

Este capítulo presenta los resultados del análisis de datos sobre la calidad de los pronósticos de potencia para plantas eólicas y solares en Panamá. Los hallazgos permiten establecer recomendaciones concretas para mejorar los sistemas de previsión existentes.

Los objetivos del siguiente análisis de datos son:

- Evaluar, cuando estén disponibles, la calidad de los pronósticos proporcionadas por los operadores de centrales solares y eólicas y por la herramienta web al CND, con un enfoque en el horizonte del día siguiente.
- Obtener una impresión de los patrones de producción típicos de las plantas de ERV individuales y las características meteorológicas que impactan en la calidad de la previsión en ubicaciones específicas.
- Comparar los pronósticos de potencia proporcionadas por los operadores de las plantas y de la herramienta web con pronósticos históricos realizados por emsys (a continuación: emsys o backcast).

El backcast contempla todos los parques eólicos y una selección de los parques solares con mayor capacidad instalada. La siguiente tabla ofrece una visión general de las plantas de ERV cubiertas.

Tabla 5: Parques eólicos participantes en el *backcast* y la evaluación

| Parques Eólicos | Capacidad instalada (MW) |
|-----------------|--------------------------|
| Nuevo Chagres 1 | 55,00 |
| Nuevo Chagres 2 | 62,50 |
| Marañón | 17,50 |
| Portobelo | 32,50 |
| Rosa Vientos 1 | 52,50 |

| | |
|-----------------------------|---------------|
| Rosa Vientos 2 | 50,00 |
| Toabré | 69,00 |
| Total Energía Eólica | 339,00 |

Fuente: emsys

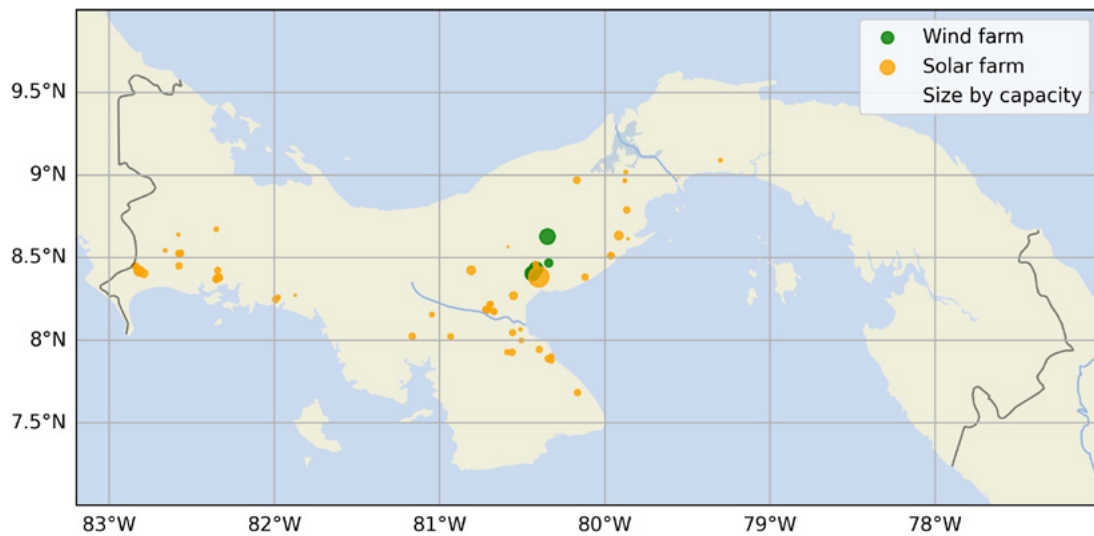
Tabla 6: Parques solares participantes en el *backcast* y la evaluación

| Parques Eólicos | Capacidad instalada (MW) |
|----------------------------|---------------------------------|
| Penenomé | 141,18 |
| Ikako | 11,76 |
| Ikako1 | 11,76 |
| Ikako 2 | 11,76 |
| Ikako3 | 11,76 |
| Baco Solar | 30,47 |
| Chame Solar | 23,29 |
| Pocri | 18,82 |
| Ecosolar | 11,76 |
| Ecosolar 2 | 11,76 |
| Ecosolar 3 | 11,76 |
| Ecosolar 4 | 11,76 |
| Ecosolar 5 | 11,76 |
| Pese Solar | 11,75 |
| Total Energía Solar | 331,35 |

Fuente: emsys

El siguiente mapa muestra la distribución de las centrales solares y eólicas en Panamá:

Figura 8: Distribución y tamaño de plantas ERV participando en el backcast



Fuente: EMSYS

Los parques eólicos se concentran en la provincia de Coclé, mientras que los parques solares se encuentran en la parte central a occidental de Panamá, cerca de las líneas de transmisión.

El análisis abarca más de 670 MW de capacidad eólica y solar instalada, lo que representa cerca del 62% de la capacidad renovable total en Panamá. Este alcance asegura representatividad estadística en los resultados.

Los datos proporcionados por el CND incluyen los datos maestros de los parques, registros históricos de medición y pronósticos tal como los entregan los operadores.

- Los **datos maestros** de los parques incluyen datos técnicos, como la ubicación, la capacidad instalada, el tipo de turbina, la altura de buje y, en el caso de los parques solares, la inclinación de los módulos y la capacidad del inversor.
- Los **datos históricos de medición** de la producción de energía permiten conocer el comportamiento de cada parque. Además, estos datos se utilizan para la calibración del modelo de pronóstico de emsys y para crear el backcast.
- La evaluación de los datos de pronóstico se centra en las **predicciones de energía suministradas por los operadores** de plantas para el día siguiente completo (en adelante, "día siguiente"). Dado que solo el parque eólico Toabré y los parques solares Ecosolar han enviado pronósticos de potencia al CND, el análisis se limitó a estos datos.

El análisis se realiza tanto a nivel de parque individual como a nivel de portafolio agregado, con el fin de evaluar los desafíos técnicos en distintos sitios y determinarlos niveles de precisión alcanzables mediante el backcast. Los pronósticos de las plantas Toabré y Ecosolar se evalúan en comparación con los resultados del backcast.

Las series históricas de medición de potencia proporcionadas abarcan el período del 01 de enero de 2023 hasta el 01 de diciembre de 2024. Estos datos sirvieron para la calibración estadística de los modelos. El backcast se calculó luego para el período del 01 de diciembre de 2023 hasta el 01 de diciembre de 2024.

Dada la alta variabilidad temporal de la producción de parques solares y eólicos — dependiente de la velocidad del viento local y de la irradiación solar—, las predicciones deben basarse en pronósticos meteorológicos de estos recursos. Para generar el backcast, se incorporaron datos meteorológicos históricos de varios modelos globales de Predicción Numérica del Tiempo (NWP), alineados con las mediciones disponibles (enero de 2023 a noviembre de 2024).

La calibración de los sistemas de pronóstico Suncast (solar) y Previento (eólico) para las plantas de ERV se realizó mediante la integración de datos técnicos permanentes y series históricas de potencia. En base de estas configuraciones para cada planta ERV, la predicción de potencia se calculó basado en los pronósticos de los modelos meteorológicos para los respectivos puntos en el tiempo. Si bien es técnicamente posible generar pronósticos solo con los datos maestros y modelos NWP, las mediciones históricas son esenciales para lograr una calibración efectiva y obtener resultados confiables.

Los pronósticos se emitieron cada 15 minutos a lo largo de un año. Para la comparación con los pronósticos de la herramienta web y de los operadores, se consideraron exclusivamente los horarios de entrega coincidentes.

Las observaciones se consolidarán posteriormente para formular recomendaciones orientadas a mejorar los pronósticos de ERV en Panamá

4.2. Explicación de Gráficos y Métricas

Los resultados del backcast y su comparación con los pronósticos de la herramienta web y de los operadores se presentan mediante series temporales, diagramas de dispersión y análisis de errores de pronóstico estadísticos.

- Los **diagramas de dispersión** muestran, para cada instante, el valor medido (eje X) y el valor pronosticado (eje Y). Un pronóstico perfecto sin errores se reflejaría en puntos distribuidos sobre la diagonal.
- Las **métricas de error utilizadas** son el Error Absoluto Medio (MAE), el Error Cuadrático Medio (RMSE) y el sesgo (error sistemático). El MAE como el RMSE son métricas de error ampliamente utilizadas para evaluar la precisión de los pronósticos de energía solar y eólica.

Todos los datos de potencia se normalizan a la capacidad instalada del cada parque. En adelante, los valores típicos de producción, expresados como porcentaje de la capacidad instalada, se referirán como “nivel de producción”.

CUADRO 1. Explicación de diferentes métricas de error

El **MAE** y el **RMSE** expresan el error promedio de predicción del modelo en unidades de la variable de interés. Ambas métricas pueden variar de 0 a ∞ y son indiferentes a la dirección de los errores.

El **MAE** mide la magnitud promedio de los errores en un conjunto de pronósticos sin considerar su dirección, es decir, el signo. Es el promedio sobre la muestra de prueba de las diferencias absolutas entre la predicción y las mediciones reales, donde todas las diferencias individuales tienen igual peso. Es, en particular, útil si la función de costo para los desequilibrios, es decir, las penalizaciones por errores de pronóstico, es lineal. El MAE es el estándar aplicado por esta medida de error y es ampliamente utilizado por comercializadores de electricidad y en el mercado estadounidense.

El **RMSE** es una regla de puntuación cuadrática que también mide la magnitud promedio del error. Es la raíz cuadrada del promedio de las diferencias al cuadrado entre la predicción y las mediciones reales. El RMSE otorga mayor peso a los grandes errores de pronóstico, es decir, unas pocas desviaciones grandes dominan esta medida de error. Como en muchos sistemas energéticos, los grandes desequilibrios son de hecho más costosos, el RMSE se utiliza a menudo, por ejemplo, por los TSO alemanes.

SESGO: Un pronóstico de potencia está sesgado si se calcula de tal manera que es sistemáticamente diferente de las mediciones. El sesgo indica si los pronósticos de producción se sobreestiman o subestiman continuamente.

4.3. Pronósticos de potencia eólica

4.3.1. Análisis a nivel agregado

Un sistema de pronóstico centralizado es capaz de suministrar predicciones tanto para plantas individuales como para agrupaciones flexibles de activos. Esto resulta útil, por ejemplo, para que el operador del sistema de transmisión (TSO) conozca la inyección total de un conjunto de plantas eólicas y/o solares en una zona específica de la red. En el backcast, también se calcularon los pronósticos para el conjunto total de parques eólicos, cuyos resultados se analizan en el siguiente párrafo antes de presentar los hallazgos a nivel de planta individual.

A nivel agregado, el rendimiento del pronóstico mejora sustancialmente respecto al nivel individual (véase la Tabla 7). Esto se debe a que los errores tienden a compensarse estadísticamente, especialmente cuando las plantas están distribuidas geográficamente (“efecto de cartera”).

La generación de energía eólica en Panamá presenta un ciclo estacional pronunciado, con una producción predominantemente media a alta entre diciembre y abril, y muy baja entre mayo a noviembre (véase la Figura 10). Como se observa en la Figura 11, los

errores de pronóstico siguen este patrón estacional, mostrando mayores desviaciones durante la temporada de vientos fuertes y menores en la de vientos débiles.

Durante el período de vientos fuertes, el nivel general de producción se representa adecuadamente. La velocidad del viento y la generación de energía evidencian un ciclo diurno claro, con mínimos nocturnos y máximos diurnos. Sin embargo, los pronósticos tienden a subestimar la magnitud de este ciclo (véase la Figura 12), especialmente los mínimos nocturnos, que frecuentemente son más pronunciados que lo previsto.

En algunos días, se observan desviaciones significativas. La variabilidad diaria de los errores es muy alta, oscilando entre menos del 3% y más del 20% en términos de MAE. La Figura 13 muestra un ejemplo para febrero de 2024. El SESGO (no mostrado) también es muy variable: ligeramente positivo entre diciembre y febrero, fuertemente positivo en abril y negativo en marzo, con fluctuaciones diarias notables.

Figura 9: Series temporales de la potencia eólica medida y pronosticada para el agregado total de parques eólicos y el período completo del backcast.

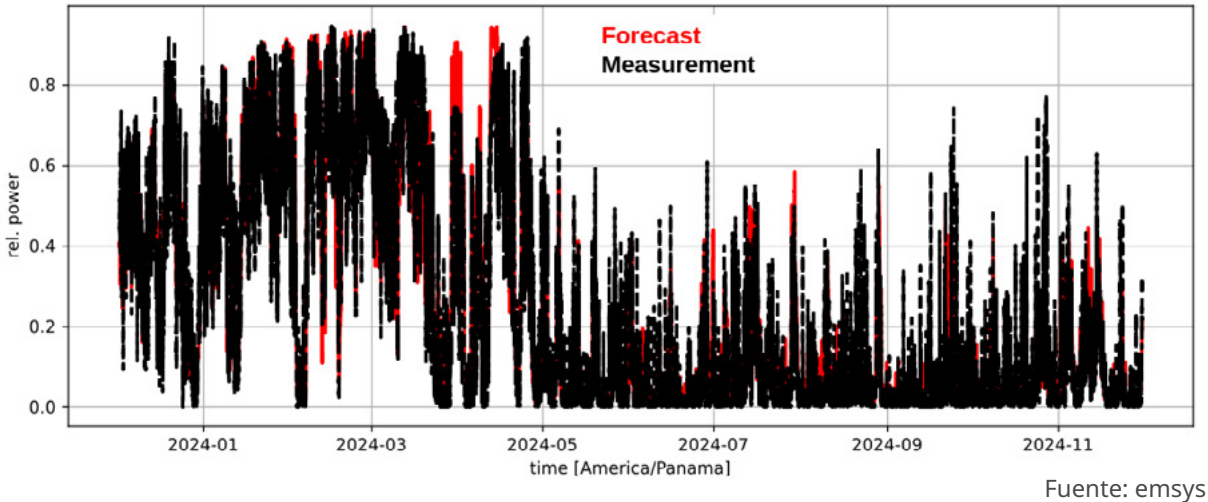


Figura10: Valores mensuales del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente creados en el backcast para el agregado total de parques eólicos

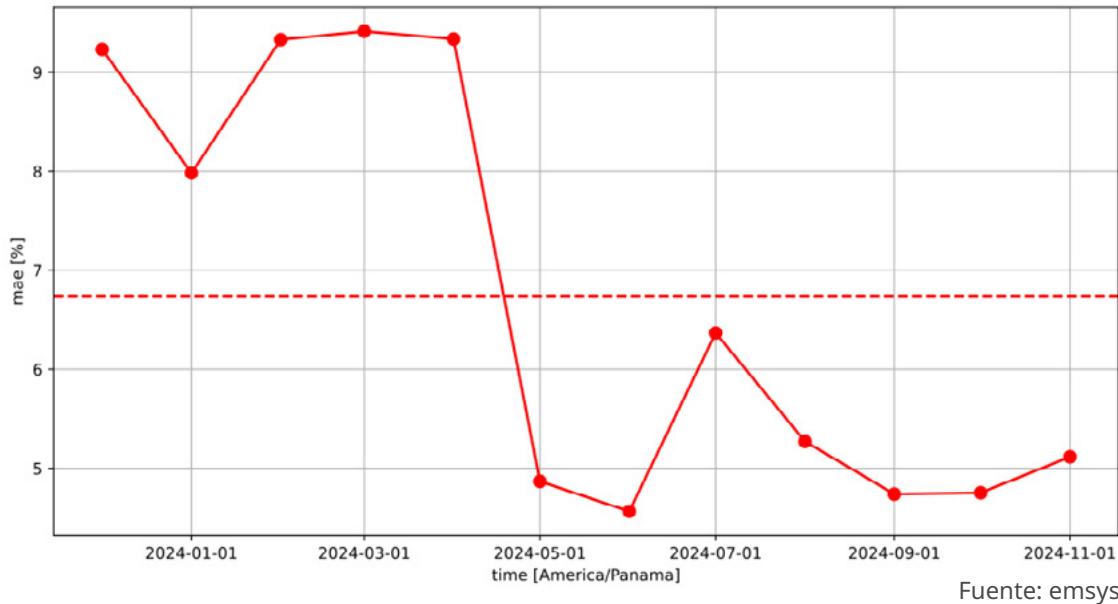


Figura 11: Series temporales de los valores mensuales del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente creados en el backcast para el agregado total de parques eólicos.

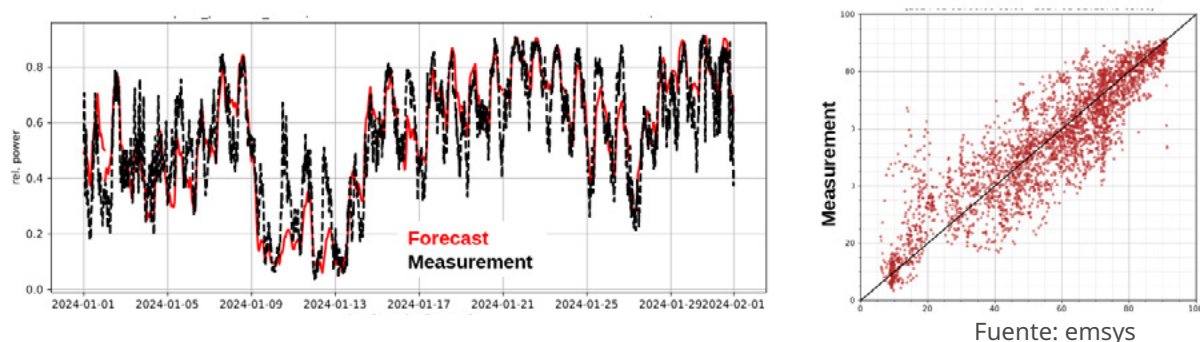
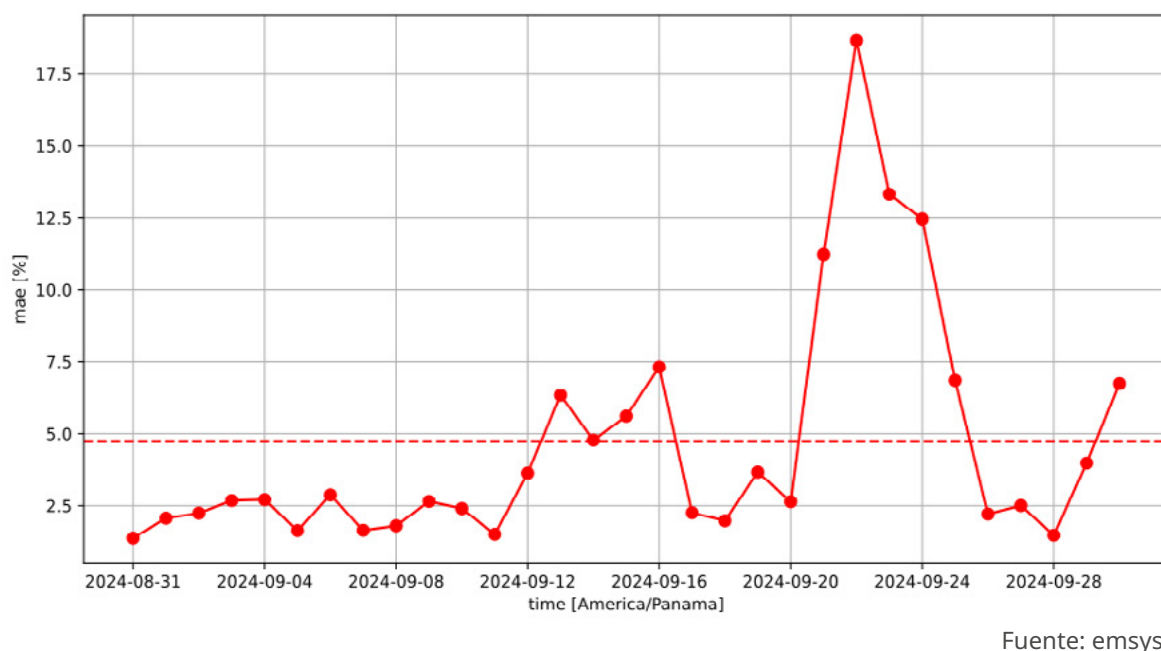


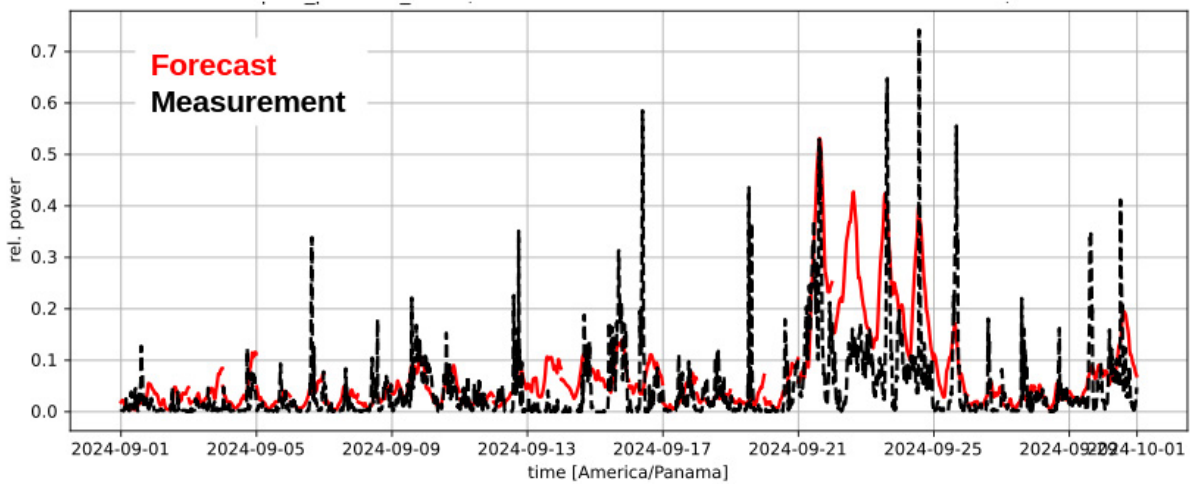
Figura 12: Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente creados en el backcast para el agregado total de parques eólicos en febrero de 2024.



Durante la temporada de vientos bajos, se registran picos agudos y breves en numerosos días (véase la Figura 14), asociados a ráfagas de viento provocadas por chubascos y tormentas. Aunque el nivel general de baja producción es representado adecuadamente por el backcast, la predicción de estos picos repentinos presenta altos niveles de dificultad. Como se ilustra en la Figura 15, algunos modelos NWP logran capturar los picos con precisión, aunque tienden a sobreestimar su duración. Otros modelos NWP subestiman la magnitud de los picos o los ubican en momentos distintos. En consecuencia, el pronóstico final de —que integra múltiples modelos NWP— tiende a reflejar picos más débiles y prolongados de lo observado. El comportamiento de los modelos NWP no es consistente, es decir, los modelos que capturan los picos no son siempre los mismos. La variabilidad diaria de los errores continúa siendo elevada: mientras que en la mayoría de los días el MAE de los pronósticos del día siguiente oscila entre el 2% y el 5%, en ciertos días supera el 10% e incluso alcanza más del

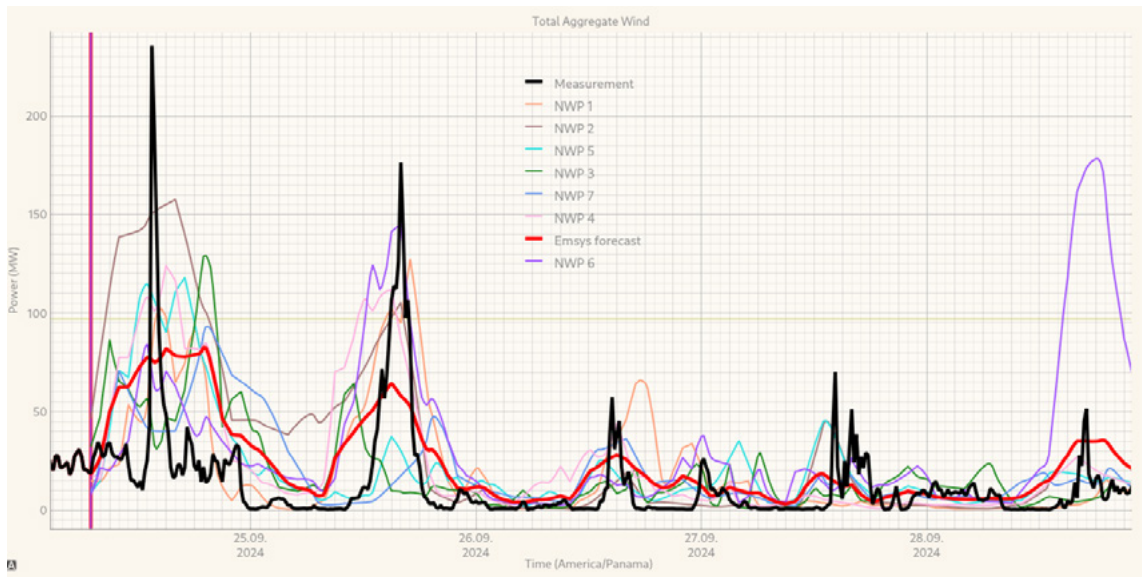
15% en casos excepcionales. La Figura 16 muestra un ejemplo correspondiente a septiembre de 2024. El SESGO mensual durante la temporada de vientos bajos (no mostrado) es mayormente positivo debido a los desafíos mencionados anteriormente en la predicción de los picos. Se exceptúan mayo de 2024, primer mes de la temporada con picos más pronunciados, y octubre de 2024, mes en que se registra un SESGO cercano a cero.

Figura 13. Series temporales de la potencia eólica medida y pronosticada (pronósticos del día siguiente) para el agregado total de parques eólicos para septiembre de 2024 (temporada de vientos bajos).



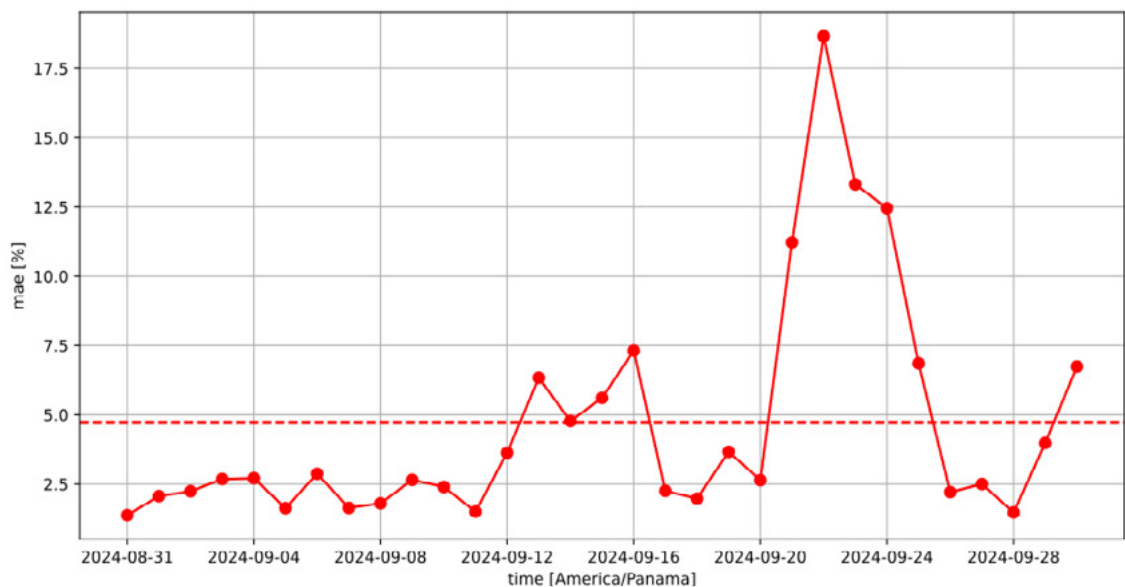
Fuente: emsys

Figura 14: Series temporales de la potencia medida y pronosticada para el agregado total de parques eólicos. Se muestra el pronóstico final de emsys del 24-09-2024, así como el pronóstico de los modelos NWP individuales.



Fuente: emsys

Figura 15: Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques eólicos en septiembre de 2024.



Fuente: emsys

4.3.2. Análisis a nivel de parque individual y comparación con otros pronósticos

La siguiente tabla muestra el rendimiento del pronóstico en términos de MAE para cada parque eólico individual, en comparación con el agregado total de parques eólicos. Tal como se indicó previamente, el nivel agregado de datos mejora la resolución del pronóstico y, por ende, muestra un rendimiento superior al pronóstico observado en cada parque por separado. A nivel individual, la variabilidad en el rendimiento es moderadamente variable, con valores MAE para pronósticos del día siguiente que oscilan entre el 7.15% para Rosa Vientos 2 y el 9.25% para Marañón.

El parque eólico Toabré presenta características distintivas de generación respecto a los otros parques. Ubicado en una zona montañosa, sus turbinas están instaladas sobre crestas, lo que permite una generación mucho mayor, incluso durante la temporada de vientos bajos. Sin embargo, su rendimiento en términos de precisión de pronóstico es comparable al resto de los parques. Durante el análisis, se identificó un período de generación considerablemente reducida o nula entre el 20 de marzo y el 15 de abril de 2024, atribuible a labores de mantenimiento que no fueron notificados a emsys. Este período fue excluido del análisis final.

La Tabla 7 presenta los valores de error correspondientes a los pronósticos del día siguiente, incluidos los proporcionados por la herramienta web para todos los parques eólicos y por el operador de planta para Toabré. En todos los casos, los pronósticos generados por emsys muestran un rendimiento superior, tal como se observa la Figura 17.

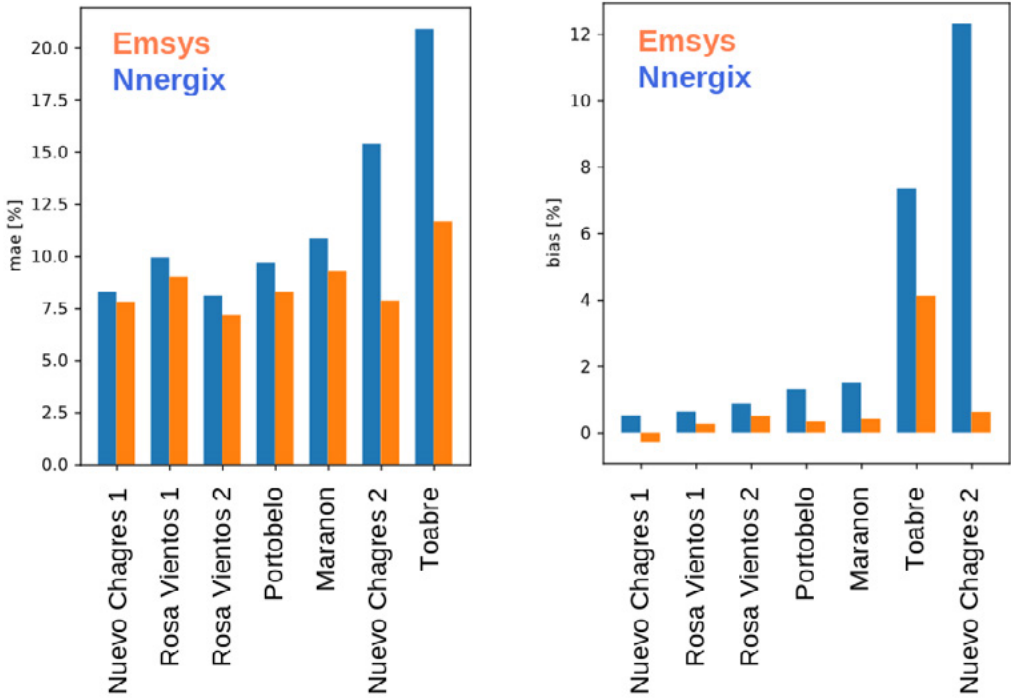
Para algunos parques, la diferencia es moderada (por ejemplo, Nuevo Chagres 1 y los parques Rosa Vientos), mientras que, para otros, la diferencia es considerable (por ejemplo, Nuevo Chagres 2 y Toabré). En estos últimos casos, los pronósticos de la herramienta web presentan un SESGO positivo marcado, lo cual se evidencia en la Figura 17.

Tabla 7: Rendimiento del pronóstico en términos de MAE (en % de la capacidad instalada) para parques eólicos individuales y el agregado total de parques eólicos. Período evaluado: 01-12-2023 - 30-11-2024.

| Parques Eólicos | Pronóstico emsys 1h antes | Pronóstico emsys 5h antes | Pronóstico emsys día-adelante | Pronóstico Nnergix día-adelante | Pronóstico Operador día-adelante |
|-------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| Marañón | 6.67% | 8.35% | 9.25% | 10.86% | - |
| Nuevo Chagres 1 | 5.19% | 7.01% | 7.81% | 8.26% | - |
| Nuevo Chagres 2 | 5.28% | 7.10% | 7.87% | 15.39% | - |
| Portobelo | 5.73% | 7.53% | 8.25% | 9.66% | - |
| Rosa Vientos 1 | 5.58% | 5.96% | 9.00% | 9.93% | - |
| Rosa Vientos 2 | 5.68% | 6.54% | 7.15% | 8.09% | - |
| Toabré | 5.81% | 8.22% | 9.15% | 18.19% | 10.93% |
| Portafolio eólico | 3.90% | 5.75% | 6.74% | - | - |

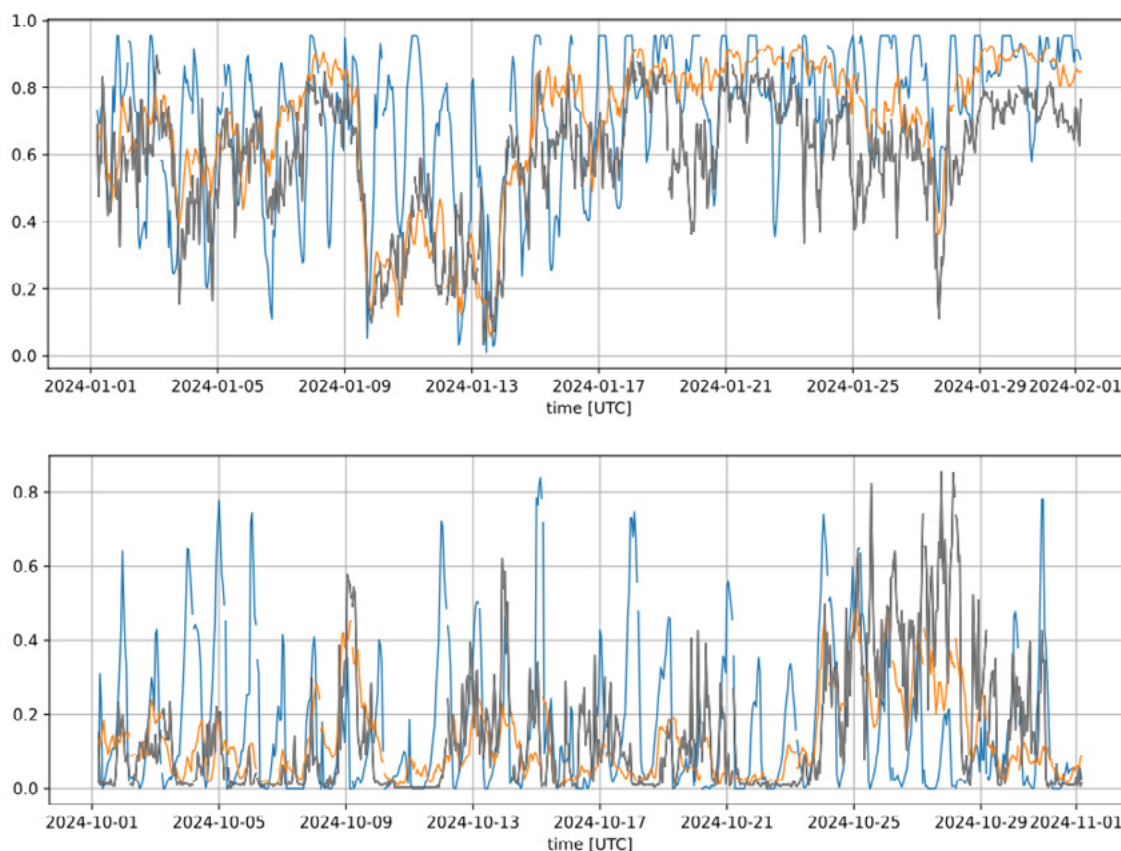
Fuente: emsys

Figura 16: Métricas de error (MAE y SESGO) comparadas para los pronósticos del backcast (emsys) y de la herramienta web (Nnergix) para parques eólicos individuales.



Fuente: emsys

Figura 17: Series temporales de la potencia eólica medida (gris) y pronósticos del día siguiente del backcast (naranja) y de la herramienta web (azul) para el parque eólico Toabré para enero y octubre de 2024.



Fuente: emsys

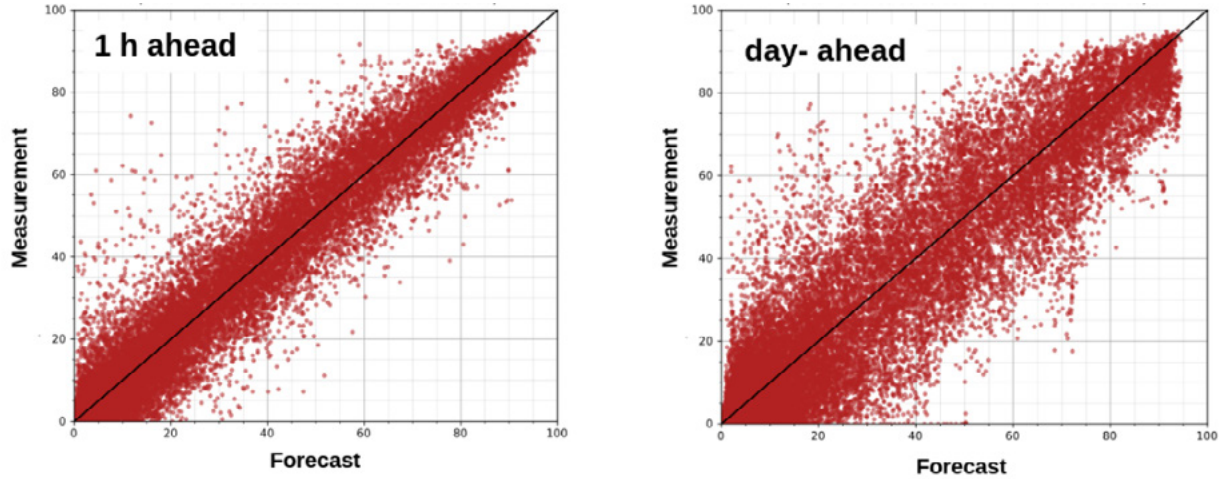
En términos de valores MAE y RMSE, el pronóstico del operador para Toabré muestra un mejor desempeño que el de la herramienta web, aunque su precisión continúa siendo inferior a la alcanzada en el backcast.

4.3.3. Beneficio de los pronósticos a corto plazo utilizando datos en vivo

El modelo de pronóstico de emsys incorpora una corrección opcional a corto plazo basada en mediciones recientes en tiempo real, con el objetivo de optimizar los pronósticos de generación para horizontes de unas pocas horas. Para demostrar el beneficio potencial de esta funcionalidad, se simuló en el backcast la disponibilidad inmediata de mediciones en tiempo real, permitiendo que el modelo integrara dichas mediciones sin latencia.

La Figura 19 presenta diagramas de dispersión comparativos entre el pronóstico a 1 hora de antelación y el pronóstico del día siguiente para el agregado total de parques eólicos. Los valores correspondientes de MAE se detallan en la Tabla 7.

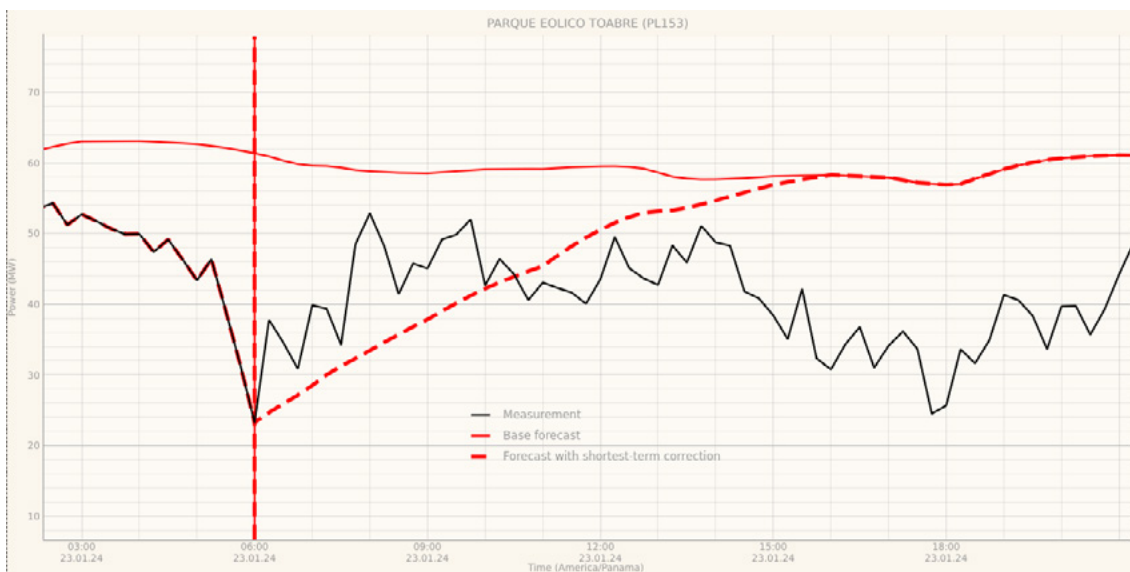
Figura 18: Diagramas de dispersión (pronóstico vs. medición) para el pronóstico de 1 hora de antelación en comparación con el pronóstico del día siguiente y el agregado total de parques eólicos para todo el período de 1 año del backcast.



Fuente: emsys

El rendimiento del pronóstico mejora significativamente en horizontes cortos, particularmente entre 5 y 10 horas de antelación. Esta mejora también se ilustra en la Figura 20. En el caso de pronósticos a 5 horas de antelación, el MAE se reduce en aproximadamente 15% en comparación con los pronósticos del día siguiente. Aún más notable es el resultado para el horizonte de 1 hora de antelación, donde la reducción del MAE supera el 40% en comparación con el pronóstico del día siguiente.

Figura 19: Pronóstico de potencia para el parque eólico Toabré. Se muestra la generación (línea negra), el pronóstico base (línea roja) del 23-01-2024 06:00 y el pronóstico utilizando una corrección a corto plazo con las mediciones (línea discontinua).



Fuente: emsys

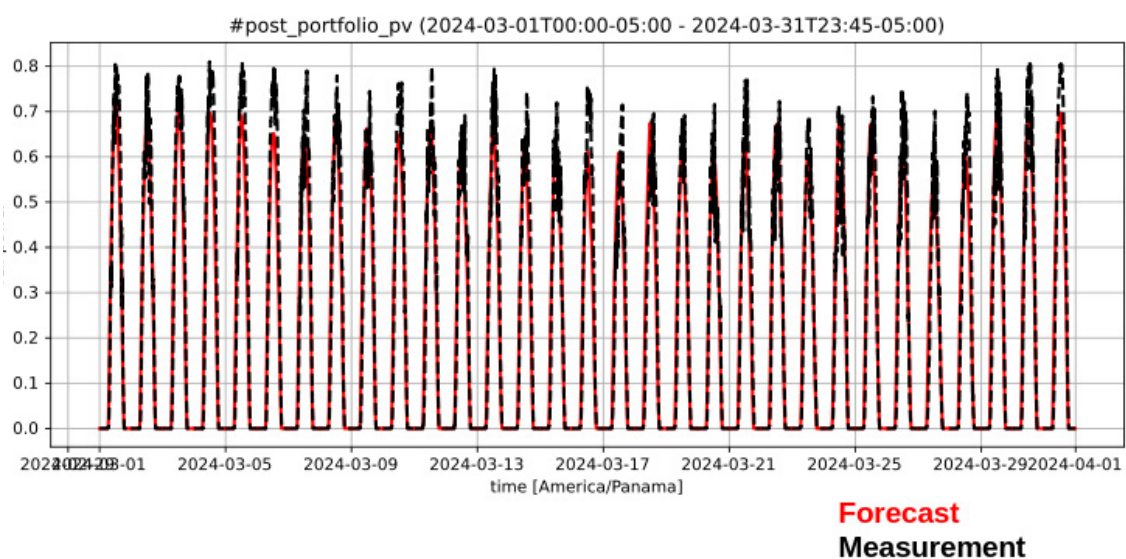
4.4. Pronósticos de potencia solar

4.4.1. Análisis a nivel agregado

La generación de energía solar en Panamá también presenta un ciclo estacional, aunque menos pronunciado como en el caso de la generación eólica. Durante la estación seca (enero a abril), los días son mayormente soleados, con baja cobertura nubosa, lo que se traduce en niveles altos de producción en muchas jornadas (véase la Figura 21 para marzo de 2024). Por el contrario, durante la estación lluviosa (mayo a diciembre) se caracteriza por mayor nubosidad y lluvias regulares, lo que conduce a una reducción significativa de la generación diaria y mayor variabilidad (véase la Figura 22 para septiembre de 2024). Los errores de pronóstico tienden a incrementarse durante la estación húmeda, lo cual se refleja en la evolución mensual de los indicadores de error (véase la Figura 23). La diferencia estacional en precisión existe, pero no es drásticamente pronunciada. Cabe destacar que los días soleados durante la estación seca presentan retos particulares para los modelos de pronóstico, especialmente la identificación del momento exacto de las rampas ascendentes y descendentes pronunciadas.

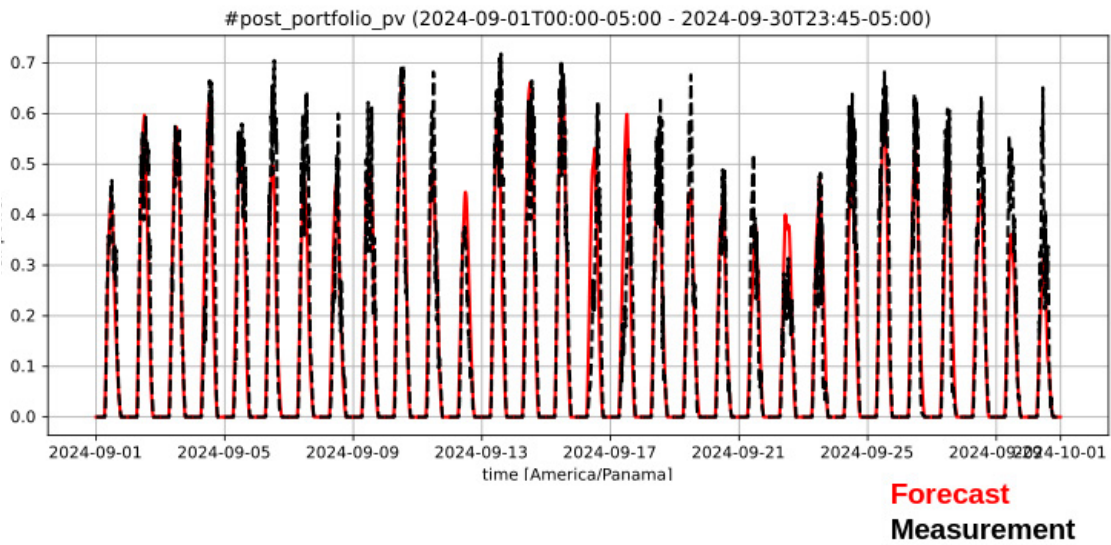
Durante la estación húmeda, la variabilidad de los errores es más elevada. Si bien en la mayoría de los días el rendimiento es aceptable, algunos días presentan errores especialmente altos. Un ejemplo es el 16 de septiembre de 2024, cuando los modelos NWP no lograron representar correctamente la evolución de la nubosidad (véanse las Figuras 22 y 25).

Figura 20: Series temporales de la potencia fotovoltaica medida y pronosticada (pronósticos del día siguiente) para el agregado total de parques fotovoltaicos para marzo de 2024 (estación seca).



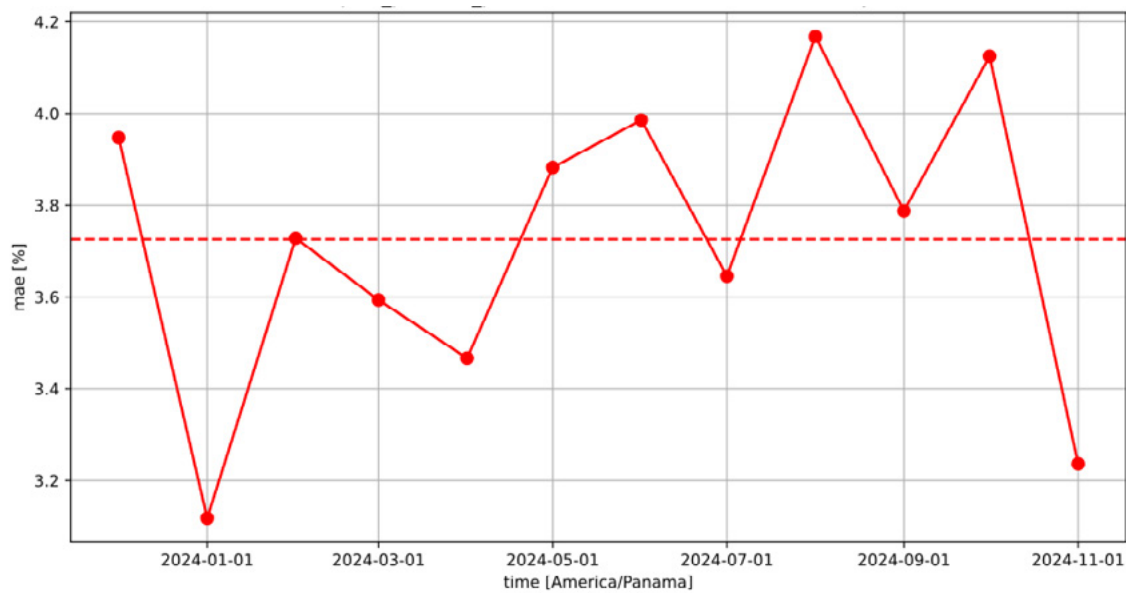
Fuente: emsys

Figura 21: Series temporales de la potencia fotovoltaica medida y pronosticada (pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques fotovoltaicos para septiembre de 2024 (estación húmeda).



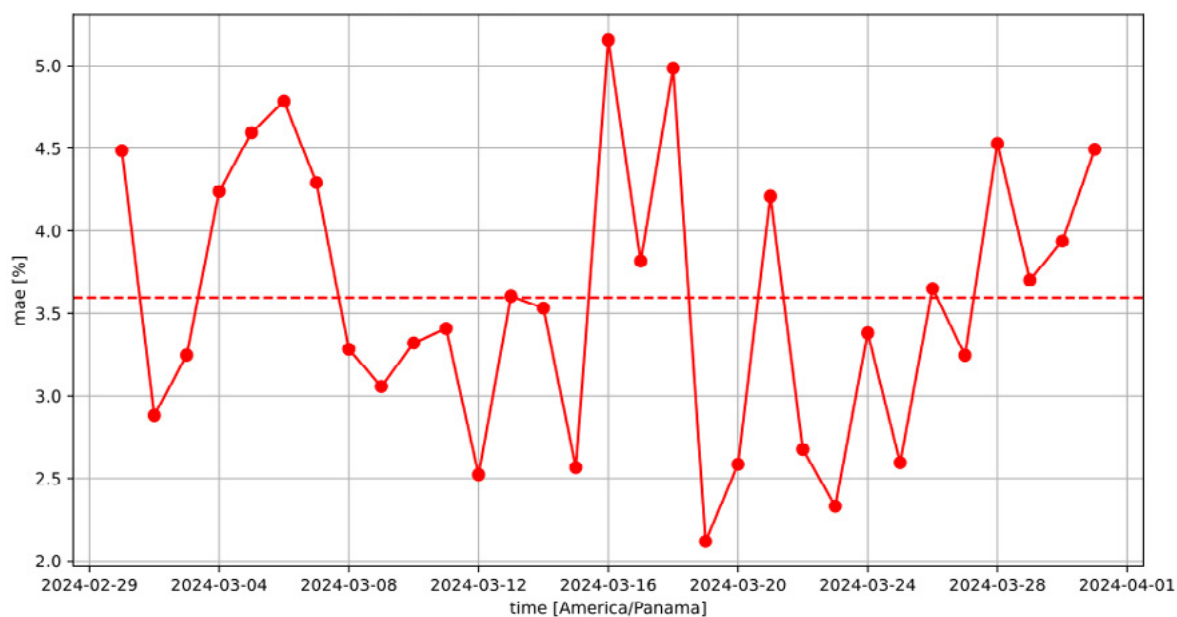
Fuente: emsys

Figura 22: Valores mensuales del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques fotovoltaicos.



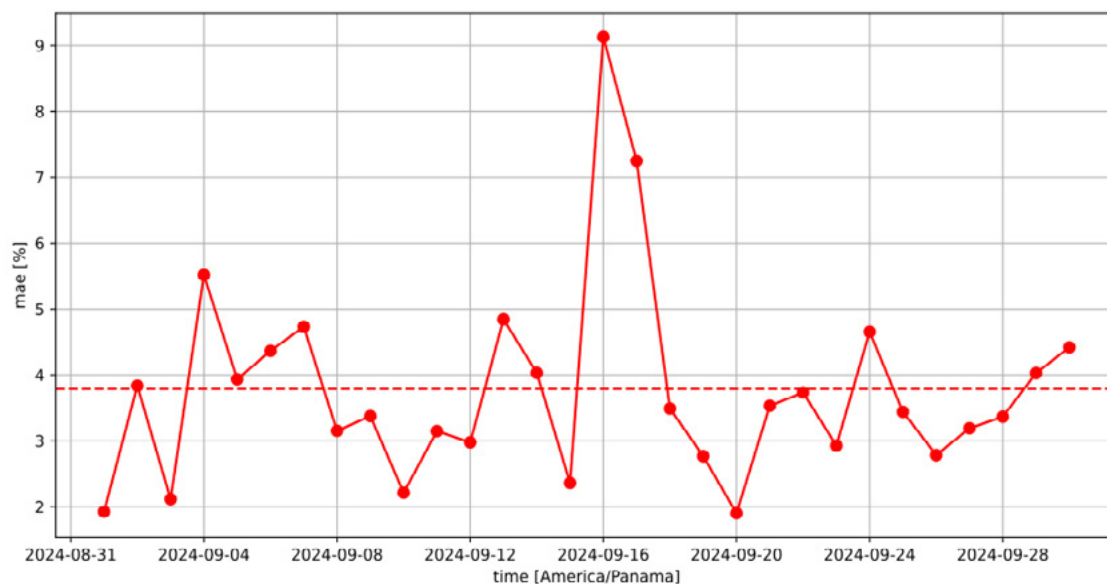
Fuente: emsys

Figura 23: Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques fotovoltaicos en marzo de 2024.



Fuente: emsys

Figura 24: Valores diarios del MAE (en % de la capacidad instalada) de los pronósticos del día siguiente para el agregado total de parques fotovoltaicos en septiembre de 2024.



Fuente: emsys

4.4.2. Análisis a nivel de parque individual y comparación con otros pronósticos

La Tabla 8 muestra el rendimiento del pronóstico en términos de MAE para cada parque solar individual, en comparación con el agregado total de parques de esta tecnología. El rendimiento del pronóstico mejora sustancialmente al analizar a nivel agregado. A nivel individual, la variabilidad del MAE es considerable, con valores que oscilan entre 4.71% para Pocri y el 8.69% para Pese. El MAE correspondiente al agregado total de parques solares se sitúa en 3.73%.

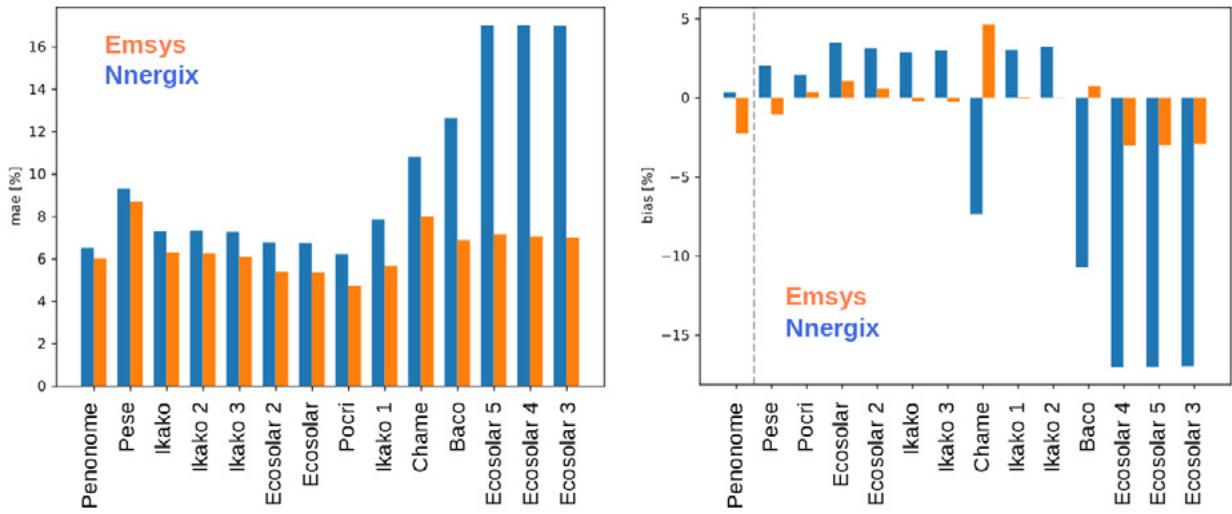
Tabla 8. Rendimiento del pronóstico en términos de MAE (en % de la capacidad instalada) para parques solares individuales y el agregado total de parques solares.
Período evaluado: 01-12-2023 - 30-11-2024.

| Parque solar | Pronóstico emsys 1h antes | Pronóstico emsys 5h antes | Pronóstico emsys día-adelante | Pronóstico Nnergix día-adelante | Pronóstico Operador día-adelante |
|--------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| Baco | 5.61% | 6.72% | 6.87% | 12.62% | - |
| Chame | 5.61% | 7.70% | 7.98% | 10.81% | - |
| Ecosolar | 4.65% | 5.23% | 5.36% | 6.72% | 5.16% |
| Ecosolar 2 | 4.71% | 5.21% | 5.36% | 6.74% | - |
| Ecosolar 3 | 5.97% | 6.77% | 6.98% | - | - |
| Ecosolar 4 | 6.02% | 6.85% | 7.04% | - | - |
| Ecosolar 5 | 6.03% | 6.90% | 7.16% | - | - |
| Ikako | 5.66% | 6.00% | 6.27% | 7.29% | - |
| Ikako 1 | 5.06% | 5.43% | 5.65% | 7.86% | - |
| Ikako 2 | 5.64% | 5.92% | 6.22% | 7.33% | - |
| Ikako 3 | 5.53% | 5.74% | 6.06% | 7.25% | - |
| Pese | 7.26% | 8.41% | 8.69% | 9.30% | - |
| Penonomé | 5.10% | 5.87% | 6.00% | 6.51% | - |
| Pocri | 4.00% | 4.58% | 4.71% | 6.20% | - |
| Portafolio | 3.06% | 3.59% | 3.73% | - | - |

Fuente: emsys

El backcast muestra un rendimiento superior al de la herramienta web en todos los parques evaluados. La diferencia es especialmente notable en los casos de Baco, Chame y Pocri, mientras que para Penonomé y Pese la diferencia es marginal. El SESGO asociado al backcast (véase la Figura 26) es bastante bajo en la mayoría de los casos. Una excepción es la central Chame, que presenta un SESGO positivo más pronunciado como consecuencia de una interrupción operativa. En contraste, los pronósticos de la herramienta web muestran un SESGO ligeramente positivo en varios parques y un SESGO fuertemente negativo en cuatro parques solares, atribuible a la entrega reiterada de pronósticos nulos.

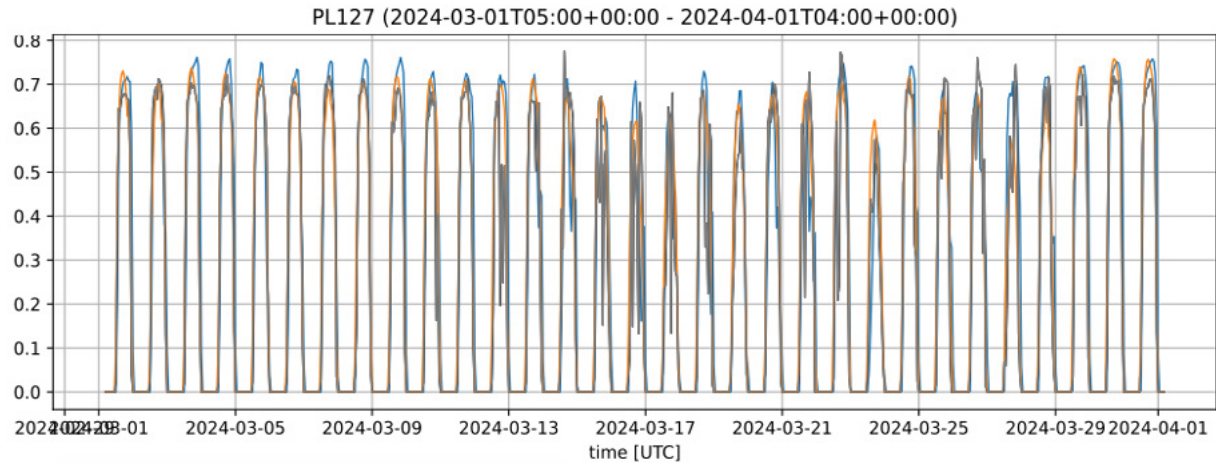
Figura 25: Métricas de error (MAE y SESGO) comparadas para el backcast (emsys) y los pronósticos de la herramienta web (Nnergix) para los parques solares individuales.

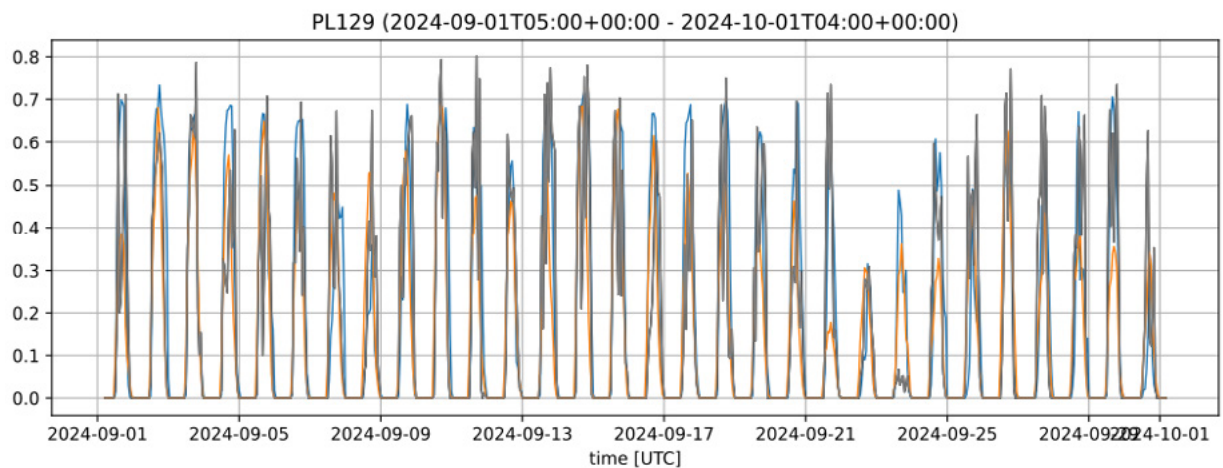
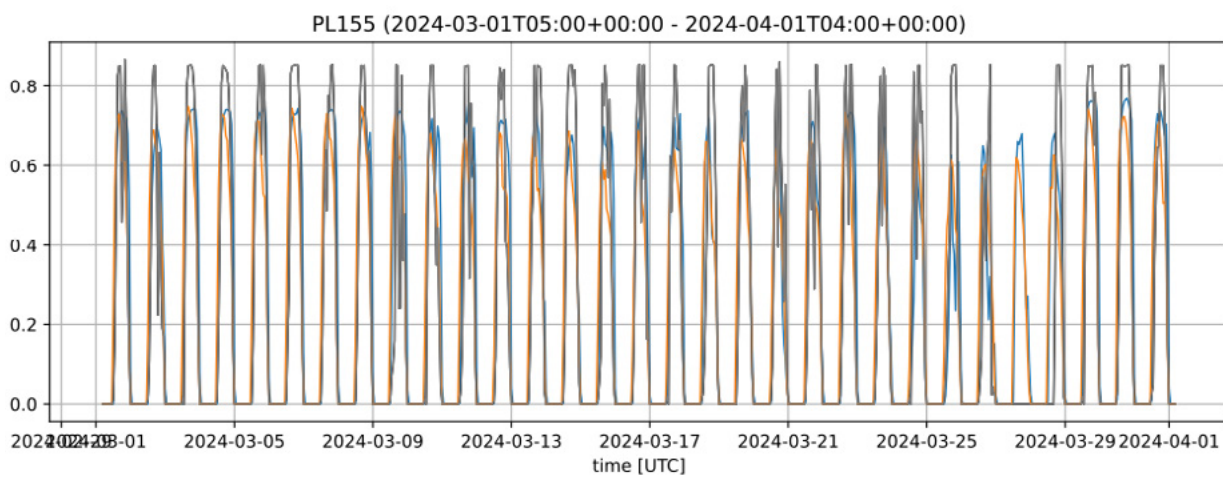
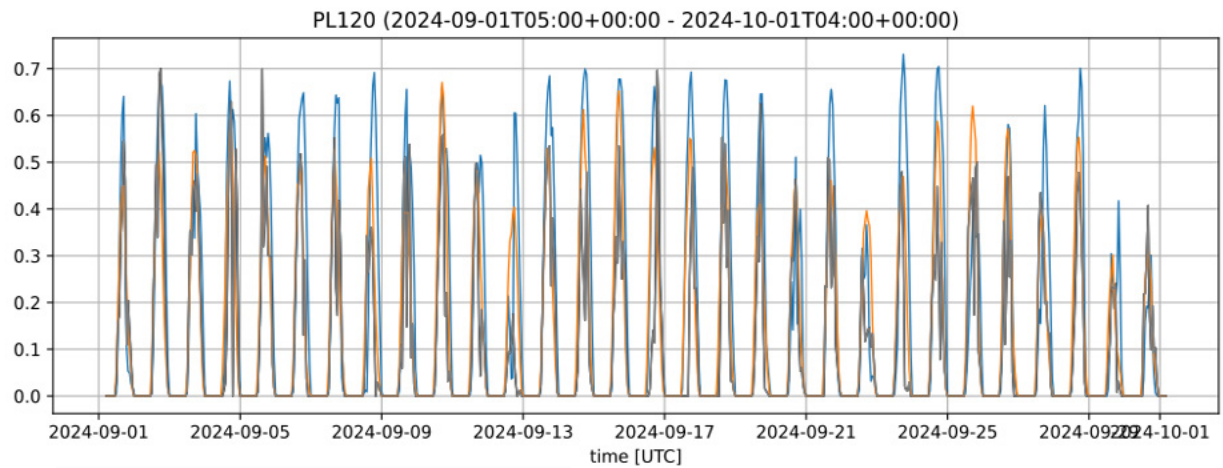


Fuente: emsys

La Figura 27 muestra algunos ejemplos de series temporales con pronósticos del backcast y de la herramienta web para parques seleccionados en distintos meses. En el caso de Ikako 1 (marzo de 2024), el backcast presenta con mayor precisión el nivel general de generación. Para Pocri (septiembre de 2024), se observa una desviación significativa en los pronósticos de la herramienta web. Para el parque Pese, ambos pronósticos presentan una desviación sistemática, sugiere inconsistencias en los datos de medición o en los datos técnicos disponibles—por ejemplo, una capacidad instalada superior a la especificada. En contraste, para Ikako 3 (septiembre de 2024), ambos pronósticos muestran un desempeño comparable y adecuado.

Figura 26: Series temporales de la potencia fotovoltaica medida (gris) y pronósticos del día siguiente del backcast (naranja) y de la herramienta web (azul) para parques fotovoltaicos y meses seleccionados. De arriba a abajo: Ikako 1 03/2024, Pocri 09/2024, Pese 03/2024, Ikako 3 09/2024.



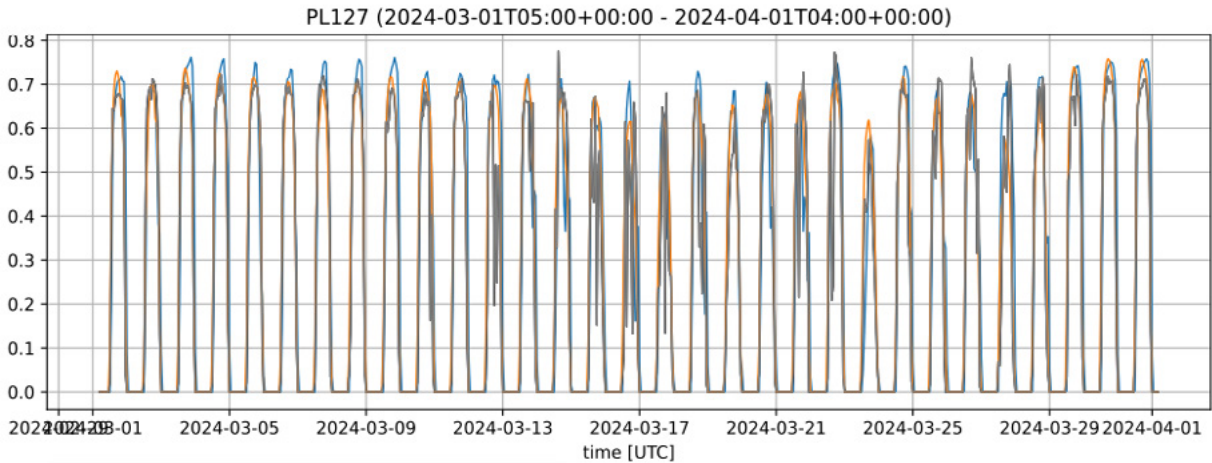


Fuente: emsys

En la comparación con el pronóstico del operador para el parque Ecosolar, ambos modelos muestran un desempeño similar en términos de MAE y RMSE. Sin embargo, el SESGO positivo es menor en el backcast. El rendimiento relativo varía según el mes: en algunos casos el backcast supera al operador, mientras que en otros ocurre lo contrario. Durante días con nubosidad intensa o presencia de tormentas, el modelo

del operador presenta una capacidad destacada para capturar las condiciones locales (véase el ejemplo en la Figura 28), lo que sugiere que el modelo NWP utilizado por el operador está ajustado a las características climáticas específicas de Panamá. En este estudio, el backcast utilizó únicamente modelos NWP estándar.

Figura 27: Extracto de la serie temporal de la potencia fotovoltaica medida (gris) y pronósticos del día siguiente del backcast (naranja) y del operador de la planta (azul) para Ecosolar.



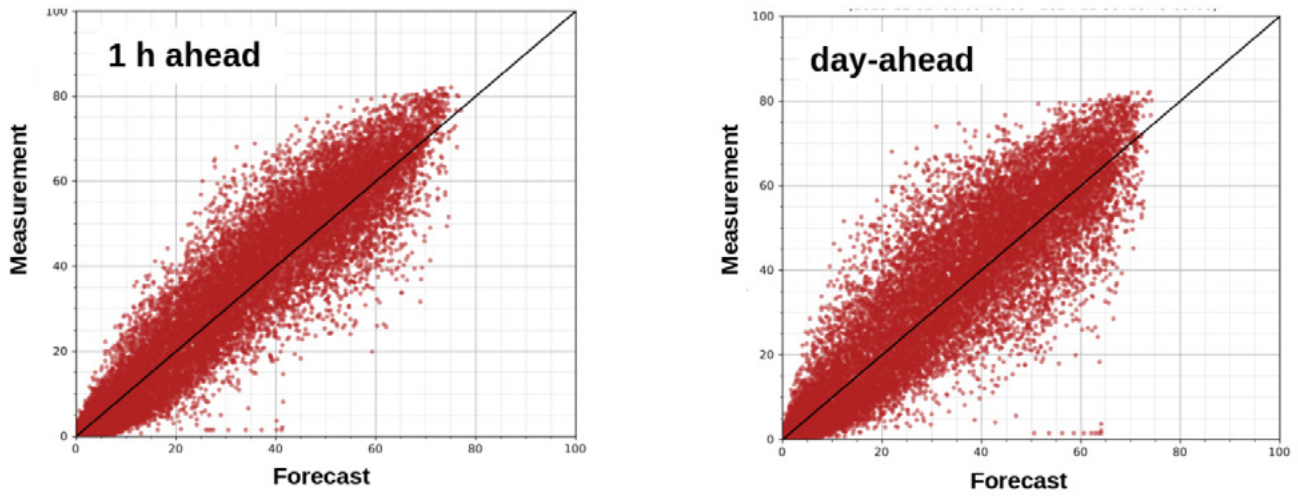
Fuente: emsys

4.4.3. Beneficio de los pronósticos a corto plazo utilizando datos en vivo

Al igual que en los pronósticos de viento, el backcast incluyó una corrección a corto plazo que utiliza las mediciones más recientes disponibles en tiempo real para optimizar los pronósticos de energía solar. Para demostrar el potencial de la corrección, se simuló en el backcast la disponibilidad de datos en vivo sin retrasos, condición que se cumple para muchos clientes donde los datos se reciben con pocos minutos de desfase. El modelo se ajustó para incorporar estos datos directamente en el proceso de pronóstico.

La Figura 29 muestra los diagramas de dispersión para el pronóstico a 1 hora de antelación con el del día siguiente, aplicado al agregado total de parques fotovoltaicos. Los valores de MAE correspondientes se detallan en la Tabla 8. Se observa una mejora significativa en la precisión de los pronósticos para horizontes de 5 a 10 horas. Sin embargo, esta mejora es menor que la registrada en los pronósticos eólicos: una reducción de MAE del 3% para pronósticos a 5 horas y del 15% para los de 1 hora. Esto se atribuye a que, en condiciones mixtas de sol y nubosidad, la potencia fotovoltaica presenta fluctuaciones más rápidas que la energía eólica. En tales casos, un pronóstico suavizado suele ofrecer mejor rendimiento que aquel que responde directamente a las mediciones en tiempo real. La corrección solar a corto plazo muestra su mayor beneficio en días con desviaciones pronunciadas entre las mediciones observadas y los pronósticos, especialmente cuando dichas diferencias se prolongan durante períodos de varias horas.

Figura 28: Diagramas de dispersión (pronóstico vs. medición) para el pronóstico a 1 h de antelación en comparación con el pronóstico del día siguiente y el agregado total de parques fotovoltaicos para todo el período de 1 año del backcast.



Fuente: emsys

4.5. Resumen de resultados

Especialmente la energía eólica, pero también la solar, presentan un comportamiento estacional característico. Durante la estación seca (diciembre a abril), la generación eólica es elevada y sigue un ciclo diurno pronunciado, que suele ser ligeramente subestimado por los modelos NWP. En paralelo, la generación fotovoltaica también alcanza niveles altos. En la estación lluviosa (mayo a diciembre), la generación eólica disminuye considerablemente en promedio, aunque se registran picos pronunciados en días específicos debido a tormentas, cuya magnitud y momento son difíciles de anticipar. La generación solar también se reduce en esta temporada, afectada por la mayor presencia de nubosidad.

Los pronósticos a nivel agregado muestran un desempeño superior al nivel individual, ya que las desviaciones locales tienden a compensarse estadísticamente. Para el horizonte del día siguiente, el MAE promedio es del 6.7% para parques eólicos agregados y 3.7% para parques fotovoltaicos agregados. A nivel individual, los parques eólicos presentan valores entre el 7% y el 9%, mientras que los fotovoltaicos oscilan entre 5% y 8%.

En comparación con la herramienta web, el backcast ofrece un rendimiento superior en todos los parques evaluados. La mejora típica en el MAE se sitúa entre 10% y 20%, y en algunos casos supera ese rango. El backcast también supera al pronóstico del operador del parque eólico Toabré, mientras que en Ecosolar ambos modelos muestran un desempeño similar. La combinación de pronósticos de alta calidad podría mejorar aún más la precisión predictiva, en comparación con el uso de los pronósticos individuales.

El backcast evidenció beneficios claros al incorporar correcciones a corto plazo utilizando mediciones en tiempo real, especialmente en pronósticos eólicos. Para el horizonte de 1 hora de antelación, el MAE se reduce en más del 40% respecto al pronóstico del día siguiente.

5 Introducción a las mejores prácticas en el pronóstico de potencia solar y eólica

5.1. Aplicación general de los pronósticos de ERV

Una vez que las turbinas eólicas y las plantas solares están construidas y conectadas a la red, su producción de electricidad debe integrarse al sistema eléctrico y, según el caso, también al mercado energético. Los pronósticos de las unidades de ERV permiten anticipar la cantidad de electricidad que será inyectada a la red en las próximas horas y días. Estos pronósticos de potencia se basan en predicciones meteorológicas específicas para cada sitio y son utilizados como referencia por diferentes actores del sistema. Los principales usuarios incluyen:

- Operadores de sistemas eléctricos
- Comercializadores de electricidad
- Agregadores que comercializan electricidad de sus propias plantas de ERV y de terceros
- Operadores de plantas eólicas y solares

Cada grupo emplea los pronósticos según sus necesidades operativas, utilizando distintos horizontes temporales:

- Pronósticos a medio plazo: entre 2 y 20 días
- Pronósticos a corto plazo: entre 6 y 48 horas
- Pronósticos a muy corto plazo: desde el próximo minuto hasta las próximas seis horas.

La Tabla 9 ofrece una visión general de la aplicación de los pronósticos de ERV por los principales grupos de usuarios según diferentes horizontes temporales.

Tabla 9. Aplicación de los pronósticos de ERV en diferentes procesos de los actores del sector eléctrico

| ESCALA DE TIEMPO DEL PRONÓSTICO | ÁREA DE APLICACIÓN | ACTOR |
|---------------------------------|---|--|
| Muy corto plazo (0-6 horas) | Comercialización en el mercado intradiario de energía Control de la reducción por precio de mercado negativo. Activación correcta de la potencia de regulación (reserva secundaria y terciaria) | Comercializadores de electricidad |
| | Impacto de la ERV en el precio de mercado | Especuladores |
| | Balance Redespacho de unidades Reducción de plantas de energía | 55,3 |
| Corto plazo (6-48 horas) | Comercialización en el mercado de energía del día siguiente Participación en el mercado de servicios auxiliares Impacto de la ERV en el precio de mercado | Comercializadores de electricidad |
| | Despacho de unidades Cálculos de flujo de carga Pronóstico de congestión del día siguiente | Operadores de red, centros de despacho de carga, operadores de sistemas independientes |
| Medio plazo (2-10 días) | Comercialización en mercados a largo plazo | Comercializadores de electricidad |
| | Pronóstico de congestión para dos días siguientes | Operadores de red, centros de despacho de carga, operadores de sistemas independientes |
| | Planificación a medio plazo del mantenimiento | Operadores de ERV |

Fuente: emsys

Dependiendo del diseño del mercado o de las necesidades operativas individuales del usuario del pronóstico, la configuración de las predicciones se especifica aún más. Por ejemplo, esto incluye la frecuencia de actualización de los pronósticos de energía (por ejemplo, una actualización por día o actualizaciones por hora) y su resolución (por ejemplo, valores horarios o de 15 minutos).

5.2. Técnica básica de pronóstico

Durante los últimos 20 años, por los esfuerzos internacionales para mejorar continuamente la calidad de los pronósticos, la habilidad técnica ha avanzado dinámicamente. Este progreso es impulsado principalmente por los proveedores de servicios de pronóstico comerciales que buscan mejorar continuamente sus metodologías de pronóstico debido a la situación altamente competitiva a la que están expuestos.

Diferentes conceptos de pronóstico y sistemas de modelado han sido probados y puestos en operación por proveedores de servicios e instituciones. De las experiencias con diferentes enfoques, han surgido las mejores prácticas sobre cómo producir pronósticos de energía eólica y solar ajustados. A continuación, se presentan los hechos y conceptos básicos, tal como se utilizan actualmente en el pronóstico operativo de energía de ERV.

Los sistemas de pronóstico de potencia eólica y solar establecidos generalmente utilizan modelos meteorológicos numéricos como entrada. Esto es necesario para cubrir horizontes de pronóstico de varias horas o días, porque solo los modelos meteorológicos numéricos pueden simular lo que sucederá en la atmósfera en el futuro, particularmente en lo que respecta a las velocidades del viento y la radiación solar. Los métodos de pronóstico que se basan puramente en datos de observación, por ejemplo, mediciones de energía, solo son beneficiosos para períodos de tiempo muy pequeños de unos pocos minutos o, en situaciones climáticas muy especiales, con patrones que se repiten de manera confiable. Sin embargo, los datos de observación son muy útiles para el proceso de pronóstico.

Los principales modelos de predicción numérica del tiempo (NWP) son desarrollados y operados por centros meteorológicos nacionales, como el Centro Europeo de Pronósticos Meteorológicos a Medio Plazo (ECMWF) o los Centros Nacionales de Predicción Ambiental (NCEP). Estas organizaciones utilizan una amplia gama de enfoques de modelos que hacen que los modelos NWP difieran ligeramente en la forma en que simulan las condiciones climáticas del futuro. Por lo tanto, entregan resultados ligeramente diferentes para los mismos puntos en el tiempo del futuro. Debido al aumento de la potencia computacional en los últimos 20 años, los modelos NWP han avanzado mucho en calidad. Para resolver las ecuaciones físicas relevantes, los modelos NWP dividen la atmósfera en cajas tridimensionales (celdas de cuadrícula). Los parámetros meteorológicos, como la velocidad del viento o la radiación solar, están disponibles con la resolución espacial de estas celdas de cuadrícula para cada punto en el tiempo. En la dirección horizontal, el tamaño de

las celdas de cuadrícula varía entre unos pocos cientos de metros y 25 kilómetros, dependiendo del alcance del modelo.

Para obtener valores de velocidad del viento o radiación solar en una ubicación específica, estos parámetros meteorológicos deben interpolarse a partir de los datos de las celdas de cuadrícula vecinas. Es por eso que los pronósticos de ERV siempre tienen una precisión limitada. Otra razón para esto es el hecho de que los procesos dentro de las celdas de cuadrícula, p. ej., variaciones de la velocidad del viento, no pueden simularse directamente. Se deben hacer suposiciones para incluir estos procesos a una escala mayor. Lo mismo ocurre con la estructura detallada de la superficie dentro del área de una celda de cuadrícula que típicamente induce procesos adicionales de subescala. La resolución del modelo también varía en dirección vertical. En general, los niveles inferiores, que son importantes para el pronóstico de ERV, están cubiertos por pasos no equidistantes, típicamente alrededor de 10 m, 30 m, 100 m o 200 m. El número de niveles de altura y las posiciones exactas varían de un modelo a otro. Dado que las velocidades del viento cambian mucho con la altura en la atmósfera inferior, es crucial calcular la velocidad del viento a la altura del cubo de las turbinas eólicas con la mayor precisión posible. Los sistemas de pronóstico de energía difieren ampliamente en la forma en que realizan esta interpolación vertical.

Es importante señalar que una mayor resolución de los modelos NWP, en dirección horizontal o vertical, no conduce automáticamente a mejores pronósticos de energía. Los modelos de alta resolución pueden simular más detalles, p. ej., fluctuaciones debidas a cambios en las condiciones del viento, la extensión de nubes o niebla o el desarrollo de nubes que los modelos de resolución más gruesa no podrían mostrar con tanto detalle. Sin embargo, si el pronóstico de alta resolución se equivoca en el momento de estas fluctuaciones, la precisión disminuye drásticamente. Los modelos de resolución gruesa son mejores para describir el panorama general. Resultó muy beneficioso combinar la salida de estos dos tipos de modelos: modelos NWP globales con una resolución más gruesa, por un lado, y modelos NWP regionales con una resolución más fina por el otro. Se pueden encontrar más detalles sobre el método de pronósticos combinados en la sección 5.3.

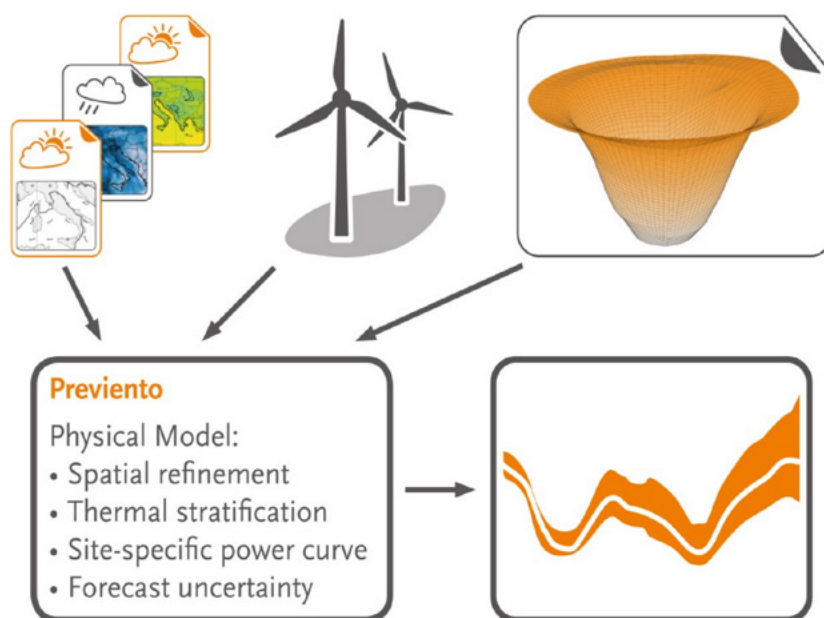
Tan pronto como hay una predicción de los parámetros meteorológicos necesarios, en particular la velocidad del viento y la irradiación solar (típicamente la radiación solar superficial descendente, abreviada como SSRD), el siguiente paso es convertir estos datos en la producción de energía de las unidades de ERV. En la historia del pronóstico de energía, han surgido dos enfoques principales para esta conversión: (i) un enfoque estadístico, por un lado, y (ii) un enfoque físico por el otro. En los sistemas estadísticos, una relación matemática entre las predicciones meteorológicas numéricas como entrada y la producción de energía medida se “entrena” o “aprende” basándose en los datos disponibles. En contraste, los sistemas físicos utilizan métodos de meteorología de la capa límite y esquemas de transferencia de irradiación para recalculer la entrada meteorológica basándose en los datos NWP, p. ej., la velocidad del viento a la altura de buje, y luego utilizan curvas de potencia para transferirla a electricidad. Los desarrollos recientes de los sistemas de pronóstico modernos muestran que ambos enfoques

convergen en el sentido de que los métodos físicos y estadísticos se combinan cuando es necesario para lograr una mayor precisión.

Para comprender cómo se implementan estos dos enfoques, se describirán brevemente ejemplos de dos sistemas de predicción de energía eólica establecidos aquí. Un ejemplo de uno de los primeros sistemas estadísticos comercialmente exitosos para predecir la energía eólica es el Wind Power Prediction Tool (WPPT), desarrollado por la Universidad Técnica de Dinamarca (Nielsen et al. 1998). Ha sido mejorado para un propósito operativo bajo la marca WindFor por la empresa danesa ENFOR. La idea básica del WPPT es la calibración continua del sistema mediante métodos de inteligencia artificial, dado un flujo constante de datos de modelos NWP y datos de producción de plantas de ERV. Esta calibración permanente permite que el sistema de pronóstico estadístico adapte los pronósticos de potencia, por ejemplo, a la condición técnica de las plantas o a las variaciones estacionales del recurso meteorológico. Una desventaja, sin embargo, es que las situaciones climáticas que no han sido observadas previamente por el sistema, o que solo ocurren muy rara vez, están menos cubiertas por el pronóstico.

Un ejemplo de un sistema físico comercialmente exitoso para predecir la energía eólica se llama Previento, desarrollado por la Universidad de Oldenburg en Alemania. Actualmente es operado y ha sido mejorado por la empresa alemana energy & meteo systems. El esquema general de Previento se muestra en la Figura 30.

Figura 29: Esquema básico de un sistema de pronóstico de energía basado en NWP.



Fuente: emsys

Para configurar un pronóstico de energía para unidades ERV, el modelo físico requiere al menos los datos estáticos de las centrales solares y eólicas (capacidad instalada, ubicación, altura de buje o ángulo de inclinación de los módulos solares, etc.) y los pronósticos meteorológicos proporcionados por los modelos NWP.

El modelo físico se basa en un refinamiento espacial horizontal de los datos del modelo NWP. Calcula la velocidad del viento a la altura del cubo utilizando diferentes niveles de altura de la velocidad del viento del modelo NWP de acuerdo con el perfil de viento vertical actual. Este perfil describe el cambio de la velocidad del viento con la altura. Su forma depende en gran medida de la condición meteorológica. La consideración de estos fenómenos físicos permite que los sistemas físicos proporcionen una velocidad del viento precisa a la altura del buje para el mismo horizonte temporal que ofrecen los modelos NWP. La velocidad del viento a la altura del buje se convierte luego en potencia mediante una curva de potencia adecuada. Al final de este proceso, se han calculado pronósticos de potencia eólica y solar para las ubicaciones individuales en pasos de tiempo equidistantes, p. ej., de 15 a 60 minutos de ancho. Esto no solo es posible a nivel de parque individual, sino también para diferentes agregaciones de parques ERV, ya sea una cartera regional o una cartera de comercialización que contenga plantas de varias regiones. Los pronósticos cubren hasta 15 días en el futuro, con una incertidumbre creciente. Luego se entregan y utilizan por diferentes usuarios.

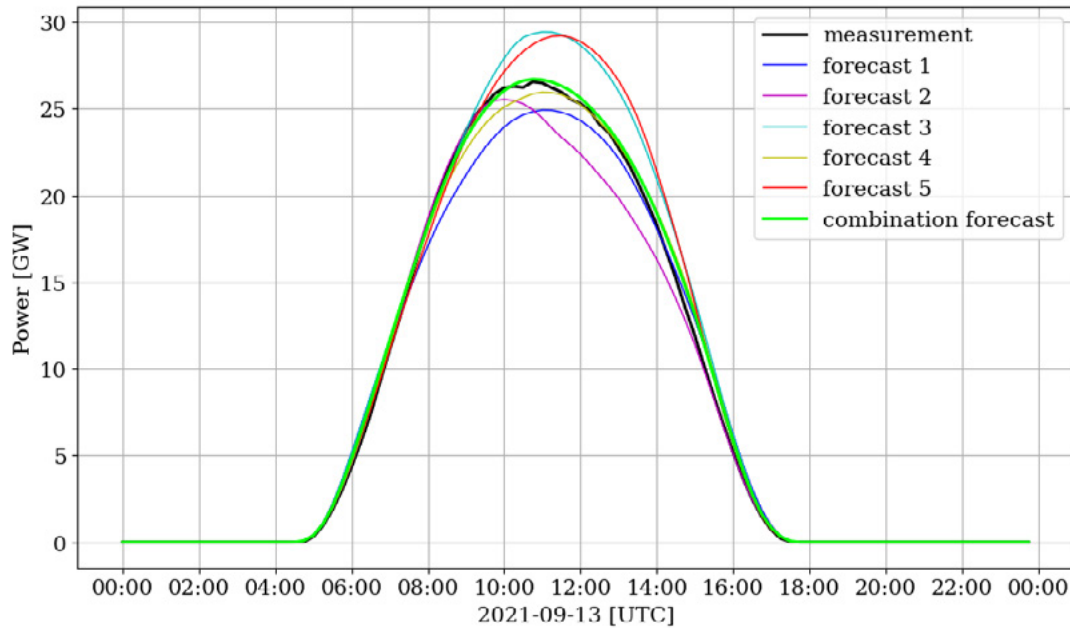
En los últimos años, la distinción entre enfoques estadísticos y físicos se ha vuelto menos pronunciada, ya que tiene mucho sentido incluir ambas metodologías para generar un buen pronóstico. Además, los métodos de aprendizaje automático e inteligencia artificial (IA) se utilizan cada vez más en el pronóstico de potencia eólica y solar. Esta tendencia continuará a medida que haya disponibles tecnologías más potentes y con el desarrollo de modelos meteorológicos numéricos basados en IA.

5.3. Entrada de múltiples modelos meteorológicos

Es de vanguardia en el pronóstico de energía eólica y solar no depender solo del pronóstico meteorológico de un único modelo NWP. Los sistemas de pronóstico comerciales suelen utilizar varios modelos meteorológicos como entrada para generar un pronóstico combinado que pondera los modelos meteorológicos individuales según su rendimiento. Se han desarrollado varias estrategias para encontrar la mejor ponderación de los modelos bajo condiciones específicas. El enfoque combinado no solo conduce a una notable reducción del error general del pronóstico, sino que funciona particularmente bien en situaciones en las que ocurren eventos extremos. La precisión del pronóstico combinado es generalmente mejor que la precisión de cada pronóstico individual basado en un solo modelo NWP.

En la Figura 31, se muestra un pronóstico de potencia solar para 24 horas, donde las líneas de colores representan pronósticos de potencia calculados a partir de la salida de diferentes modelos NWP; la línea verde representa el pronóstico combinado y la línea negra las mediciones reales. Los diferentes pronósticos de potencia demuestran que el pronóstico combinado es el más preciso en el período de tiempo dado.

Figura 30: Efecto de combinar varios modelos NWP para un pronóstico de energía solar.



Fuente: emsys

La razón de las diferentes actuaciones es que cada modelo meteorológico numérico tiene su propia forma de

- 1) resolver el sistema de ecuaciones diferenciales que describen los procesos físicos de la atmósfera,
- 2) resolver procesos de subescala (procesos por debajo de la resolución de la cuadrícula) utilizando diferentes parametrizaciones e
- 3) introduciendo datos de medición atmosféricos, dependiendo de la resolución del modelo, el estilo de la cuadrícula y el área que cubren, lo que lleva a un estado atmosférico ligeramente diferente desde donde se puede iniciar el cálculo.

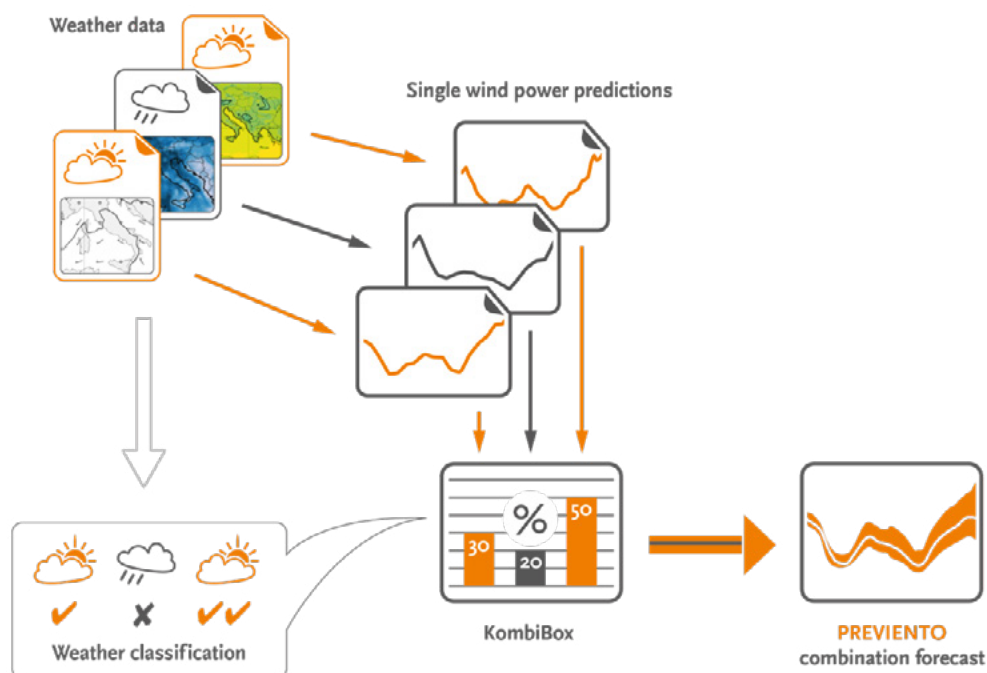
Estas diferencias conducen a diferentes resultados del modelo para la misma ubicación y hora, lo que se utiliza como una fortaleza en el pronóstico combinado. Un análisis estadístico (no incluido aquí) mostró que el error se minimiza con el uso de cinco a seis modelos NWP diferentes. Diferentes resoluciones espaciales y temporales de los modelos NWP, así como diferentes frecuencias de actualización, son beneficiosas para cubrir una gama más amplia de fenómenos meteorológicos.

Existen dos tipos generales de modelos NWP. Los modelos NWP globales cubren todo el mundo con menor resolución temporal y espacial. Los anchos de malla típicos son de 10 a 25 kilómetros; el modelo meteorológico global más fino hoy en día tiene un ancho de malla de 9 kilómetros. Los modelos NWP regionales solo cubren un área definida, son alimentados por un modelo NWP global en sus bordes y pueden ofrecer una resolución espacial y temporal más fina, así como una mayor frecuencia de actualización. Los anchos de malla típicos de los modelos regionales varían de 1 a 5 kilómetros. Los modelos NWP globales suelen actualizarse cada seis o cada 12 horas, mientras que algunos modelos NWP regionales o locales pueden entregar

un nuevo pronóstico cada hora, dependiendo de su configuración. Al combinar estos dos tipos de modelos, se puede lograr una aproximación más precisa para los parámetros meteorológicos en una ubicación determinada, ya que las ventajas de un tipo de modelo compensan parcialmente las desventajas del otro tipo de modelo. Como resultado, se debe combinar al menos un modelo NWP global y un modelo NWP regional si los recursos son limitados. Tenga en cuenta que un NWP regional no debe usarse de forma independiente, sino que siempre debe combinarse con un modelo NWP global porque una mejor resolución no conduce automáticamente a un mejor pronóstico. Si un modelo NWP regional no está disponible, y su configuración y mantenimiento serían demasiado costosos, el uso de dos modelos NWP globales ya mejoraría mucho el pronóstico de potencia en comparación con un pronóstico de un solo modelo NWP. Aunque los modelos NWP regionales no están disponibles para todas las ubicaciones del mundo, existen varios buenos modelos NWP globales para cubrir todas las áreas del mundo. Esta situación garantiza la creación de un buen pronóstico combinado a nivel mundial. Algunas agencias de pronóstico del tiempo incluso ofrecen algunos productos de forma gratuita, como el Servicio Meteorológico Alemán (llamado DWD) que publica abiertamente los últimos resultados de su modelo global 'ICON' en su plataforma de datos abiertos (<https://www.dwd.de/EN/ourservices/opendata/opendata.html>).

La experiencia demuestra que los modelos NWP tienen capacidades diferentes según la situación meteorológica actual, donde, por ejemplo, un NWP es muy bueno para pronosticar frentes de tormenta, y otro para pronosticar situaciones de alta presión o niebla matutina. Esto permite que el sistema de pronóstico de potencia clasifique automáticamente las situaciones meteorológicas relevantes para la predicción de energía eólica y solar y aplique factores de ponderación específicos para permitir una combinación óptima de diferentes entradas de NWP.

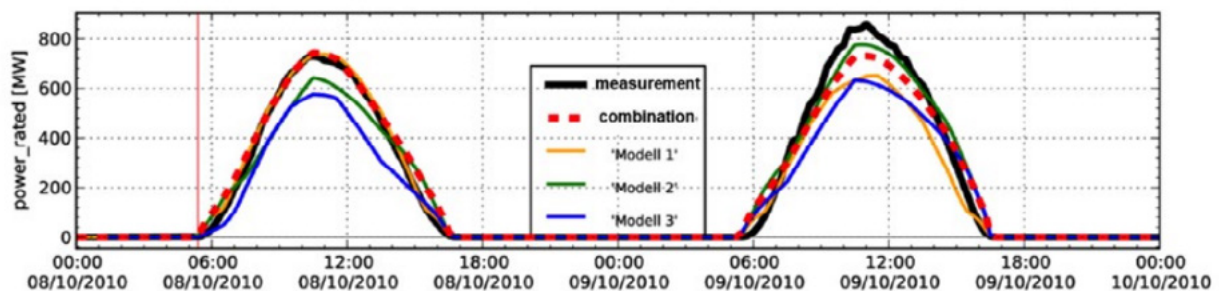
Figura 31: Ejemplo de combinación de pronósticos de energía eólica con ponderación de la entrada NWP según la situación meteorológica.



Fuente: emsys

Como resultado de una combinación dependiente del clima, la ponderación de los modelos NWP puede ser muy diferente, como se muestra en la Figura 33. El primer día, los factores de ponderación prefieren el modelo 1, de modo que el pronóstico de combinación casi corresponde a este modelo. El segundo día, que tuvo una situación meteorológica diferente, la ponderación del modelo 2 es muy alta, mientras que el modelo 1 tiene un peso menor. Esta clasificación meteorológica es un paso muy avanzado en el proceso de pronósticos combinados y, por lo tanto, no se considera obligatoria.

Figure 32: Pronóstico de energía solar para dos días basado en una combinación dependiente del clima.



Fuente: emsys

5.4. Entrenamiento frecuente del modelo con datos de medición

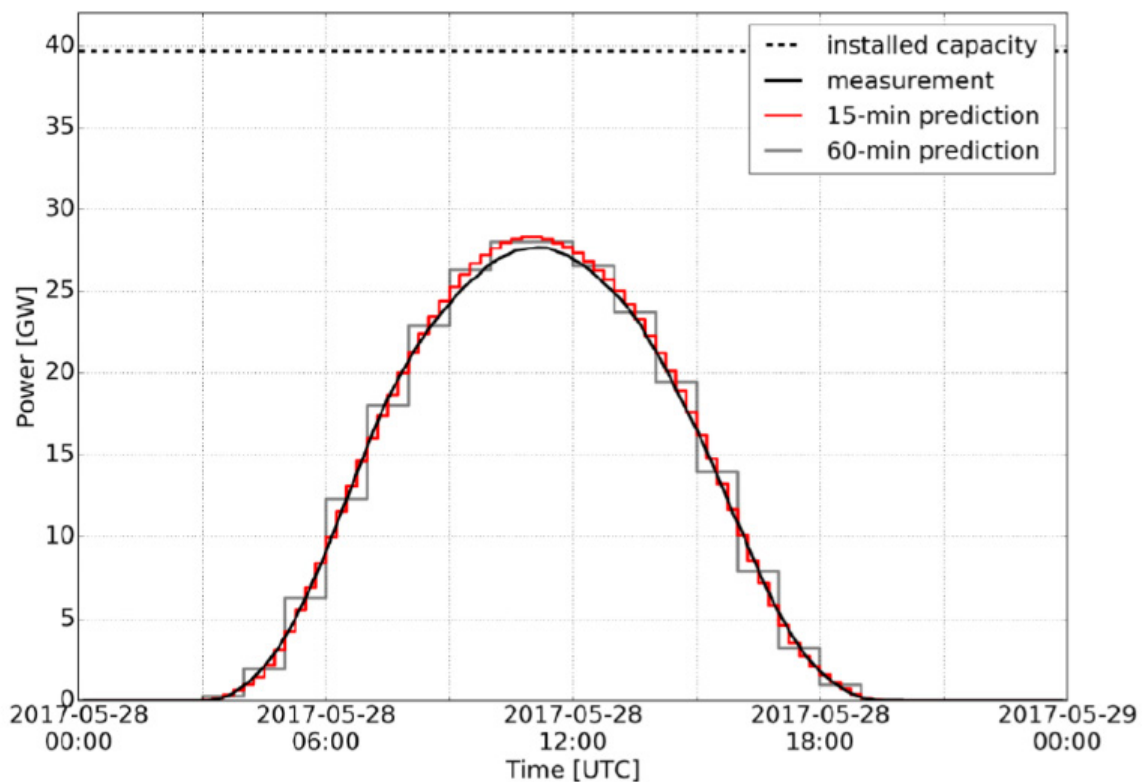
Los sistemas de pronóstico de potencia necesitan mantenerse al día con los cambios estacionales del recurso eólico y solar, y considerar los patrones de producción específicos del sitio. Los proveedores de pronósticos de potencia han desarrollado sus propias técnicas para entrenar frecuentemente sus sistemas de pronóstico con datos de medición de las granjas ERV. El entrenamiento adecuado con datos de medición en diferentes etapas del proceso de pronóstico es clave para la creación de pronósticos de potencia de alta calidad. Además, la profunda experiencia meteorológica y un proceso consistente de control de calidad son necesarios para mantener la alta calidad de los pronósticos durante estos cambios estacionales y para incluir los efectos locales en el entrenamiento del modelo. Para el entrenamiento inicial de un sistema de pronóstico, se requiere al menos un año de datos históricos de medición de las plantas ERV.

5.5. Intervalos de tiempo cortos en las series temporales de pronóstico

En el caso de rampas en las series temporales de producción de ERV, los pronósticos con pasos de tiempo más pequeños funcionan mejor porque pueden capturar mejor los rápidos aumentos o disminuciones de la producción de electricidad. La producción solar, por ejemplo, tiene una rampa pronunciada muy característica que no se describe bien utilizando un promedio de 60 minutos. La Figura 34 ilustra este efecto comparando promedios de 15 y 60 minutos. Aunque el pronóstico es bueno

para describir el valor medio de la hora correspondiente, una menor resolución temporal provoca desviaciones considerables con respecto a los datos medidos. Este comportamiento influye particularmente en la gestión de despacho intradiario. Al preparar los procesos en el mercado eléctrico y la planificación del despacho para incluir una mayor proporción de generación ERV, o en caso de errores frecuentes durante las situaciones de rampa, esto es un problema a considerar.

Figure 33: Impacto de una mayor resolución temporal en la precisión de los pronósticos de potencia



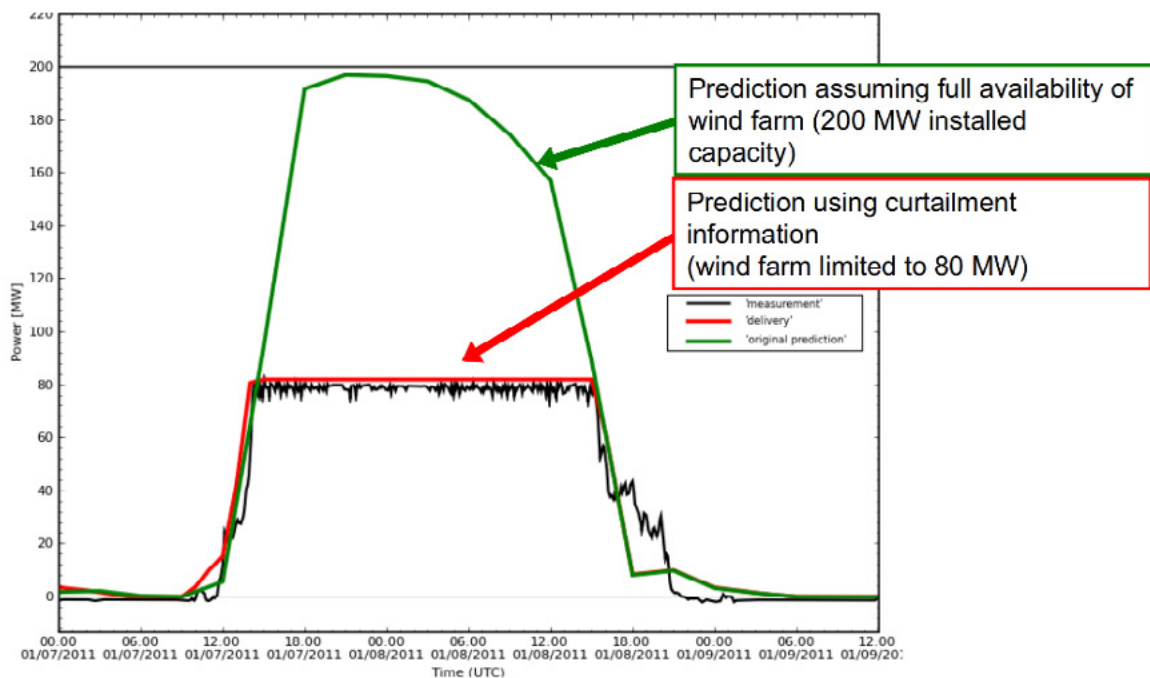
Fuente: emsys

5.6. Incluir información de disponibilidad y limitación de las plantas ERV

Un pronóstico de potencia basado en datos puramente meteorológicos proporciona la producción de electricidad de una planta eólica o solar con plena disponibilidad. Sin embargo, en la práctica, la generación de electricidad real de la planta puede reducirse temporal o permanentemente debido a diferentes razones, por ejemplo, trabajo de mantenimiento. Por lo tanto, el sistema de pronóstico debe considerar la disponibilidad en tiempo real, los cierres programados, las limitaciones planificadas de los parques eólicos y los límites de capacidad de la red, al calcular los pronósticos de potencia. Para ello, los operadores de plantas y de la red eléctrica deben proporcionar

información adecuada al sistema de pronóstico. Desde el punto de vista del usuario del pronóstico, puede haber una diferencia significativa si una planta está en pleno funcionamiento o no. El ejemplo de la Figura 35 muestra un pronóstico de potencia para un gran parque eólico con 200 MW de potencia instalada, donde una predicción original vería un aumento de la producción de electricidad hasta casi plena carga (curva verde). Sin embargo, debido a la limitación del punto de conexión a la red por parte del operador de la red, la generación máxima se limitó a 80 MW. Como la información de la limitación había sido conocida por el agente de pronóstico antes de que se produjera el pronóstico, el pronóstico entregado lo tuvo en cuenta (curva roja). El ejemplo muestra que es indispensable para una alta precisión de pronóstico incluir la información de disponibilidad y limitación en el proceso de pronóstico. Estas interrupciones pueden considerarse en el pronóstico (curva roja) si se anuncian de manera oportuna. También se puede proporcionar la predicción asumiendo la disponibilidad total (curva verde).

Figure 34: Horarios de cierres parciales/totales o limitaciones planificadas



Fuente: emsys

En la práctica, establecer y mantener el flujo de datos relacionado con esta información requiere cierto esfuerzo. Debe considerarse que los tiempos de disponibilidad reducida de las unidades ERV son generalmente conocidos por el operador, mientras que los períodos de mantenimiento de las líneas eléctricas o las limitaciones en la red son conocidos por el operador de la red. Estas piezas clave de información deben transferirse al proveedor de pronósticos. La forma más efectiva de organizar esto es recopilando esta información de forma centralizada, por ejemplo, a través del operador de la red o el regulador, de modo que el proveedor de pronósticos pueda recuperar la información completa.

El primer paso es establecer un sistema confiable para recopilar los horarios de disponibilidad reducida de las unidades ERV y las secciones de red relacionadas. El segundo paso es aumentar la granularidad temporal. Para fines prácticos, es deseable tener información de disponibilidad con la misma granularidad temporal que el pronóstico, es decir, cada hora para pronósticos horarios, y cada cinco minutos para pronósticos de cinco minutos.

5.7. Pronósticos ERV a corto plazo que procesan mediciones en tiempo real

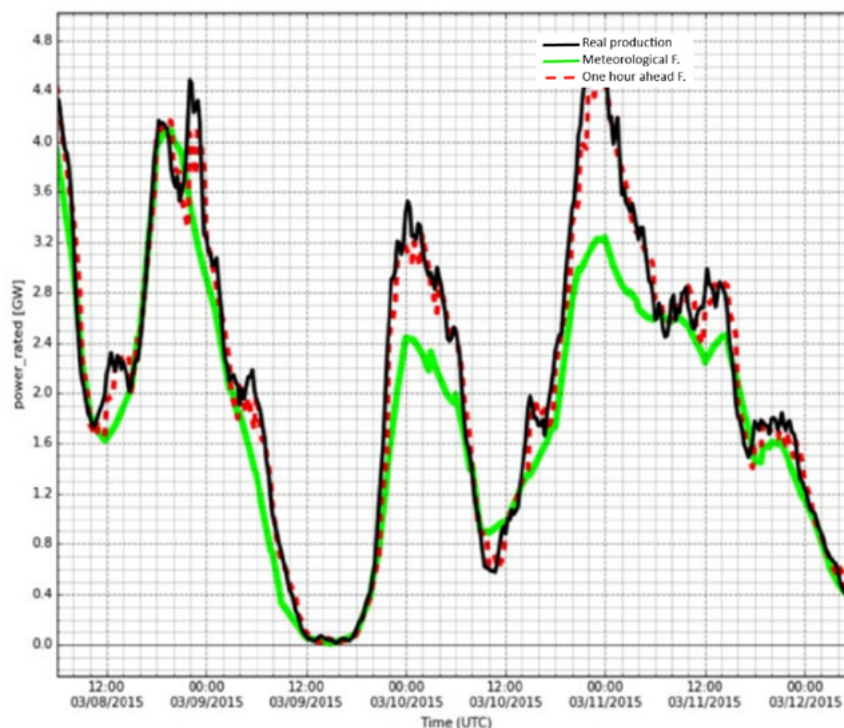
Como se observó en la sección 3.7, los pronósticos a corto plazo no están disponibles para CND. Sin embargo, las actualizaciones frecuentes de los pronósticos de potencia eólica y solar son muy beneficiosas para la estabilidad de la red al mejorar, por ejemplo, la gestión de redespacho dentro del día, es decir ajustes en la generación o consumo de electricidad para evitar o resolver problemas de congestión en la red eléctrica.

La práctica estándar de los proveedores de pronósticos de energía ERV es emitir nuevos pronósticos de potencia tan pronto como una actualización del modelo NWP llega a su servidor. Una vez más, la razón de esto es que los tiempos de anticipación más cortos del modelo NWP ofrecen mejores resultados en promedio. Con estas actualizaciones, todas las partes interesadas se benefician de los pronósticos de potencia más recientes y precisos basados en los resultados del modelo meteorológico.

Cuando se incluyen mediciones en tiempo real de los sitios ERV en el proceso de pronóstico de potencia, se pueden emitir actualizaciones a muy corto plazo que pueden ofrecer una imagen aún mejor de las próximas horas. Aquí, los pronósticos de potencia basados en modelos NWP se combinan con datos de medición en tiempo real en un proceso y entrega de generación de pronósticos de alta frecuencia, por ejemplo, cada 30 minutos. Particularmente durante situaciones meteorológicas con errores de pronóstico de los modelos NWP, la incorporación de mediciones en tiempo real en el proceso de pronóstico reduce fuertemente las desviaciones en el pronóstico durante las próximas horas.

En el ejemplo de un pronóstico de potencia eólica regional en la Figura 36, la predicción a muy corto plazo se generó cada hora basándose en datos de producción recientes de los últimos quince minutos antes de la hora y el pronóstico de combinación original. La ventaja en términos de precisión de este pronóstico a muy corto plazo en comparación con el pronóstico original es obvia. En una situación meteorológica difícil, el pronóstico a muy corto plazo para una hora de anticipación (línea roja) está mucho más cerca de la producción real (línea negra) en comparación con el pronóstico más reciente basado únicamente en datos de pronóstico meteorológico (línea verde).

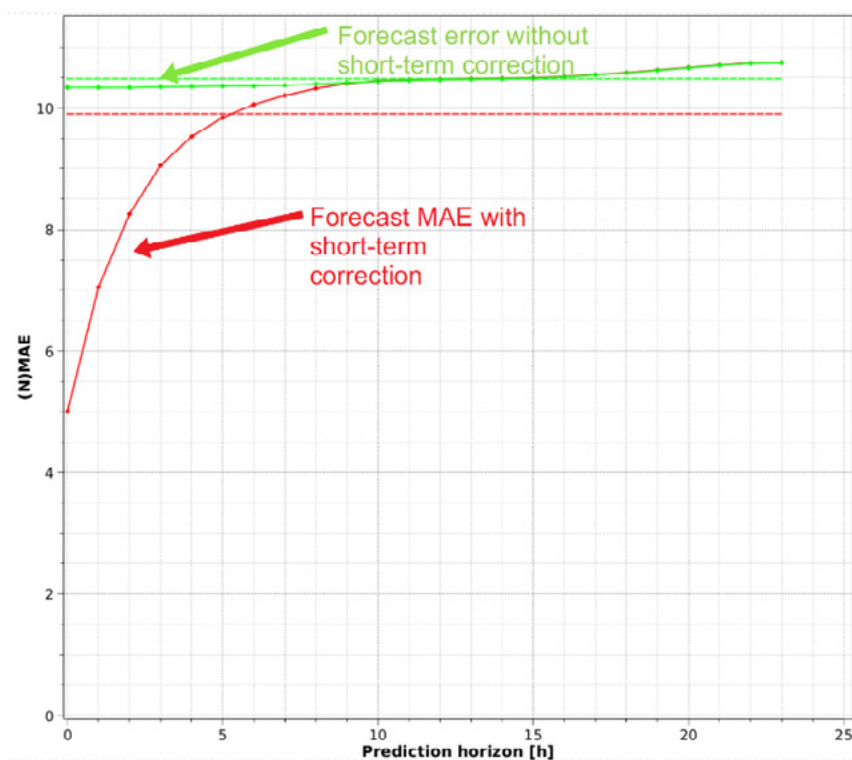
Figure 35: Beneficio de la predicción a muy corto plazo basada en datos en tiempo real



Fuente: emsys

La Figura 37 ilustra que este método reduce sustancialmente las desviaciones entre el pronóstico y la medición cuando se observa el rango a corto plazo. Muestra el resultado para un parque eólico individual aleatorio, mediante valores de MAE normalizados por la potencia instalada. Esta corrección es más efectiva para las próximas horas.

Figura 36: Mejora del pronóstico de corregido con mediciones en tiempo real



Fuente: emsys

Los requisitos para los datos en tiempo real que se utilizan para los pronósticos ERV a muy corto plazo son muy altos. La parte más crucial es que el retraso entre la recopilación de los datos de las plantas y su procesamiento en el pronóstico debe ser lo más pequeño posible, porque cada minuto de retraso adicional conduce a mayores errores de pronóstico. Por ejemplo, si se necesitan actualizaciones de quince minutos, la antigüedad del valor de la medición no debe exceder los diez minutos. Con la tecnología de la información moderna, esto es generalmente factible. Los tiempos de procesamiento que se pueden lograr actualmente sin enormes esfuerzos son menos de un minuto. Para los pronósticos que se utilizan para el comercio intradiario o el redespacho de unidades, los pronósticos a muy corto plazo son indispensables.

5.8. Responsabilidades en el pronóstico de potencia ERV: opciones, tendencias internacionales y costos

Una opción principal de diseño de un sistema de pronóstico es si los pronósticos de potencia serán administrados centralmente por el operador del sistema o provistos de forma descentralizada por los operadores de las plantas de energía solar y eólica. La decisión por un concepto de pronóstico centralizado o descentralizado define diferentes roles y responsabilidades de los operadores de plantas y del TSO. Sin embargo, ambos conceptos no son mutuamente excluyentes e incluso se combinan en varios países.

En un sistema de pronóstico descentralizado, los propietarios de plantas de energía solar y eólica están obligados a presentar pronósticos de potencia al TSO. La autoridad reguladora, o el TSO, define qué plantas (tamaño mínimo) deben enviar pronósticos con cierta resolución, calidad, frecuencia de actualización, etc. Los operadores de plantas, por su parte, producen los pronósticos ellos mismos o contratan a un proveedor de servicios profesional. En los casos en que se establece un control de calidad, combinado con un esquema de penalización, los operadores de plantas tenderán a contratar un proveedor de servicios para asegurar un cierto nivel de calidad. Como se describe en la sección 3.7, el sistema de pronóstico panameño es descentralizado, con CND dependiendo principalmente de los pronósticos de potencia proporcionados por los operadores de las plantas.

El concepto alternativo es un sistema de pronóstico centralizado donde una entidad central, la mayoría de las veces el operador del sistema de transmisión, administra directamente los pronósticos. Esto puede hacerse estableciendo una solución interna o contratando a un proveedor de servicios profesional (solución externa).

1. La primera opción es establecer un sistema de pronóstico interno. En este caso, el usuario del pronóstico gestiona todo el proceso de pronóstico internamente. Esto incluye desarrollar o comprar un sistema de pronóstico, obtener modelos NWP, asegurar capacidades de TI suficientes para manejar grandes volúmenes de datos y contratar o especializar personal en temas de pronóstico. La ventaja es que el usuario acumula su propia experiencia en pronóstico de potencia solar y eólica y tiene la posibilidad

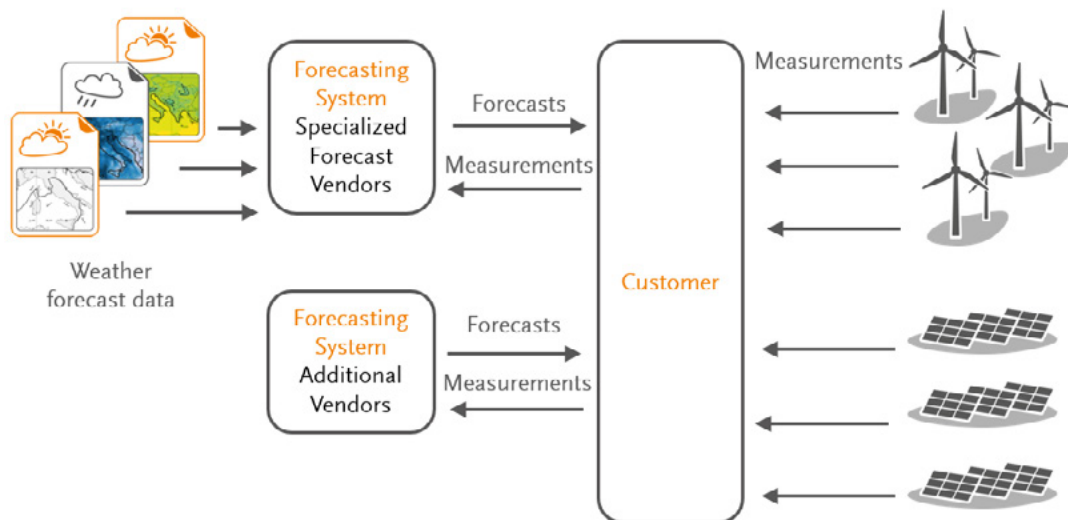
de controlar y mejorar todos los procesos. Sin embargo, este enfoque implica altos costos de compra o desarrollo de un sistema de pronóstico y de su mantenimiento. Usualmente, solo mercados ERV muy grandes con muchas plantas pueden justificar el establecimiento de un sistema de pronóstico interno.

2. En el modelo de pronóstico como servicio, proveedores de servicios especializados ofrecen pronósticos de potencia solar y eólica. El sistema de pronóstico es completamente gestionado por el proveedor de servicios, incluyendo la selección de modelos NWP y todo el proceso de conversión de predicciones meteorológicas en pronósticos de potencia. Dado que los proveedores de pronósticos llegan a muchos usuarios, los costos fijos (sistema de pronóstico, compra de modelos NWP) se distribuyen en función de un efecto de economía de escala. Los costos varían significativamente con el alcance de la personalización y la complejidad de los requisitos. Un servicio de pronóstico que incluye el procesamiento de datos de producción en tiempo real para pronósticos de energía a muy corto plazo será más costoso que un pronóstico estándar del día siguiente. Además, los costos de pronóstico por unidad tienden a disminuir con un número creciente de activos, ya que los costos de configuración del sistema de pronóstico específico del cliente se comparten en una cartera más grande. Debido a un número creciente de proveedores de servicios, el mercado internacional de pronósticos ERV se caracteriza por un alto nivel de competencia. Por lo tanto, los pronósticos de potencia de alta calidad son accesibles a bajo costo.

Desde la perspectiva del TSO, un desafío importante en el enfoque descentralizado es garantizar un alto nivel de precisión del pronóstico. El TSO generalmente no conoce la fuente de los pronósticos y no tiene control sobre el proceso de pronóstico. Al provenir de diferentes fuentes, los pronósticos a nivel de planta a menudo tienen una amplia gama de niveles de calidad. Un sesgo sistemático en el pronóstico también puede ser causado por incentivos del mercado de energía o incluso por un régimen de penalización. Con un número creciente de plantas ERV y diversidad de operadores, se convierte en una tarea que consume mucho tiempo para el TSO garantizar pronósticos de potencia completos y precisos. Por lo tanto, el sistema de pronóstico descentralizado es solo una opción para los sistemas de energía con un menor número de plantas ERV y una menor proporción de producción ERV.

En los sistemas de pronóstico centralizados, la gran mayoría de los TSO eligen proveedores de servicios externos en lugar de construir su propio sistema de pronóstico, por lo que la primera opción no se discutirá en detalle. En la figura siguiente, se visualiza el flujo de datos para el sistema de pronóstico centralizado donde se contrata a un proveedor de servicios. En este caso, el usuario del pronóstico recibe datos de medición de las plantas de energía solar y eólica y los proporciona al proveedor de servicios de pronóstico. El proveedor de servicios, a su vez, selecciona predicciones meteorológicas de diferentes modelos NWP. Basándose en los datos permanentes, datos de medición, datos meteorológicos y su propio sistema de pronóstico, el proveedor de servicios calcula pronósticos de potencia y los proporciona al usuario en el formato acordado.

Figura 37: Flujos de datos en un sistema de pronóstico centralizado



Fuente: emsys

El sistema de pronóstico centralizado tiene múltiples ventajas en comparación con el sistema de pronóstico descentralizado:

1. Mayor consistencia en los resultados de pronóstico debido a la aplicación de una metodología única
2. Los resultados de pronóstico son neutrales y no están distorsionados, por ejemplo, por incentivos orientados al mercado
3. Las plantas ERV a pequeña escala (por ejemplo, plantas fotovoltaicas en tejados) también pueden cubrirse a bajo costo en el pronóstico
4. La relación contractual entre el TSO y el proveedor de servicios permite la comunicación directa con respecto a los problemas de calidad y las necesidades del servicio
5. Posibilidad de tener varios pronósticos por planta si se contrata a más de un proveedor de servicios
6. Los pronósticos a corto plazo se pueden configurar más fácilmente si se manejan de forma centralizada

Por lo tanto, la tendencia internacional muestra un cambio continuo hacia un sistema de pronóstico centralizado. Basándose en su conocimiento del mercado emsys estima que el 80% de los TSO a nivel mundial confían principalmente en los pronósticos de potencia centralizados:

1. La gran mayoría de los TSOs en los países europeos
2. Todos los Operadores de Sistemas Independientes en los Estados Unidos
3. Todos los Operadores de Sistemas Independientes en Canadá

4. El Operador del Mercado de Australia

Con muy pocas excepciones, los operadores de sistemas confían en los pronósticos de energía proporcionados por proveedores de servicios externos. En América Latina, ambos sistemas de pronóstico están en uso y a menudo se combinan. Sin embargo, aquí también la tendencia general muestra una preferencia por el enfoque centralizado, particularmente en países con mayores o crecientes porcentajes de ERV. Entre los países que han adoptado un sistema de pronóstico centralizado se encuentran Argentina, Uruguay, Chile, El Salvador y la República Dominicana. En muchos casos, estos países comenzaron con un sistema de pronóstico descentralizado y luego decidieron introducir un sistema centralizado, mientras continuaban solicitando predicciones a los operadores de plantas (por ejemplo, Chile, República Dominicana, El Salvador). Nunca se ha observado que un país haya abandonado un sistema de pronóstico centralizado para cambiar a un sistema descentralizado.

CUADRO 2. Pronóstico de la generación ERV a pequeña escala

Un aspecto importante del pronóstico de potencia es cómo cubrir la generación ERV distribuida. Esto se refiere particularmente a la generación de electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos en tejados. En algunos sistemas de energía, estos generadores a pequeña escala se han instalado en grandes cantidades y dominan la generación fotovoltaica solar. Por ejemplo, a finales de 2021, Alemania tenía dos millones de plantas de energía solar instaladas. Las plantas fotovoltaicas en tejados representaban el 75% de la capacidad total de energía solar de 59 GW. Por razones económicas, desafíos de gestión de datos y aspectos de precisión, no es útil exigir a cada operador, a menudo hogares privados, industria y comercio, que proporcione pronósticos de potencia. Es por eso que los sistemas de pronóstico puramente descentralizados no son una solución adecuada para los sistemas eléctricos con una proporción significativa de sistemas fotovoltaicos en tejados. Los pronósticos centralizados, por el contrario, pueden cubrir fácilmente también generadores más pequeños. Si se dispone de un registro completo de plantas, que contenga al menos la capacidad instalada y la ubicación de cada planta, se puede crear un pronóstico de potencia basado en NWP para toda la capacidad instalada. Si se necesitan predicciones para niveles de agregación definidos, por ejemplo, para un área de equilibrio o subestaciones individuales, el pronóstico se puede adaptar asignando las plantas en consecuencia.

La siguiente tabla presenta estimaciones de costos para un sistema de pronóstico interno y el modelo de pronóstico como servicio. En el caso del sistema de pronóstico interno, se presentan ambas opciones, es decir, el software de pronóstico comercial autodesarrollado o comprado.

Tabla 10. Estimaciones de costos para diferentes soluciones de pronóstico

| Solución de pronóstico | Proceso de configuración | Tiempo requerido | Costo inicial | Costo operativo |
|---|---|--|--|--|
| Sistema de pronóstico interno | Auto-desarrollado | Tarda entre 2 y 4 años en desarrollarse, dependiendo del alcance del software y los recursos desplegados | <p>2-3 expertos a tiempo completo (meteorólogo, desarrollador de software) durante 2-4 años</p> <p>Costos iniciales de hardware (por ejemplo, servidores, almacenamiento, infraestructura de red) y software (por ejemplo, bases de datos de licencias): \$25,000 - \$150,000 dependiendo de la configuración</p> | <p>2-3 expertos para mantener y operar el sistema de pronóstico</p> <p>Compra de datos de modelos NWP (modelos de pago): entre \$2,000 y \$25,000/año por modelo</p> |
| Software comercial de pronóstico | Sistema listo para usar de un proveedor comercial | 1-2 años estimados para evaluar el software de pronóstico, para la negociación y configuración del sistema de pronóstico | <p>El software es caro, se estima que cuesta \$500,000 - \$1 millón o más dependiendo del alcance del software.</p> <p>Surgen costos significativos adicionales si se requiere personalización del software.</p> <p>Costos iniciales de hardware (por ejemplo, servidores, infraestructura de red, almacenamiento) y software (por ejemplo, bases de datos de licencias): \$25,000 - \$150,000 dependiendo de la configuración</p> | <p>2-3 expertos para mantener y operar el sistema de pronóstico</p> <p>Compra de datos de modelos NWP (modelos de pago): entre \$2,000 y \$25,000/año por modelo</p> |

| Solución de pronóstico | Proceso de configuración | Tiempo requerido | Costo inicial | Costo operativo |
|------------------------------|---|--|--|--|
| Solución de servicio externo | Servicio de pronóstico contratado mediante licitación o negociación directa | 1-6 meses para la licitación/ negociación (excluyendo la prueba de pronóstico) | Preparación de la licitación/ negociación Costos iniciales de hardware (por ejemplo, servidores, para intercambio de datos) y software (por ejemplo, API): \$5,000 – \$20,000 dependiendo de la configuración | El rango de costo anual estimado por proveedor es aproximadamente entre \$2,000 USD (una sola planta) y \$600 por planta (en una cartera más grande de aproximadamente 100 plantas), también depende de los requisitos específicos del pronóstico 1 - 2 expertos para monitorear y evaluar los pronósticos y para coordinar al proveedor de servicios |

Como se puede observar, la solución de servicio puede implementarse a corto plazo y a bajo costo, por lo que la mayoría de los TSO prefieren este enfoque. Se debe esperar un amplio rango de precios dependiendo del tamaño de la cartera pronosticada y la complejidad de los requisitos. El uso de proveedores de servicios externos implica que es posible cambiar de proveedor sin grandes interrupciones y no implica vincularse a un software o sistema específico: teniendo en cuenta los grandes beneficios y mejoras que se esperan de los continuos avances en el uso de la IA, no vincularse a un software específico también puede considerarse una ventaja.

A modo de indicación, la tarifa mensual de un proveedor de pronósticos para suministrar pronósticos horarios para un solo parque eólico se estima en un rango de 2,000 USD por año. Si se proporciona el mismo servicio para una cartera más grande (por ejemplo, 100 parques eólicos), el precio puede bajar a 600 USD por planta. Los costos anuales absolutos a nivel de sistema se consideran insignificantes considerando el valor añadido de pronósticos de potencia más precisos, como una mayor estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico, una programación mejorada de la generación, menor demanda de energía de reserva y menos curtailments de plantas ERV.

6 Conclusiones y Recomendaciones para el sistema de pronóstico ERV panameño

6.1. Conclusiones: los principales desafíos del sistema de pronóstico de energía de Panamá

Panamá cuenta con un sistema de pronóstico descentralizado, en el cual el CND depende de los pronósticos de potencia proporcionados por los operadores de parques solares y eólicos. Sin embargo, la regulación nacional vigente no establece los requisitos técnicos detallados, como la metodología aplicada, los datos de entrada, el formato de transmisión o la estructura de los datos. Incluso, los pronósticos de potencia no son obligatorios, ya que la normativa solo hace referencia a pronósticos meteorológicos. Únicamente el código de red para la energía fotovoltaica exige a los operadores el suministro de pronósticos de energía. En contraste, la regulación regional del MER establece requisitos más específicos para los Estados miembros del SIEPAC. Panamá ya ha superado el umbral definido por el MER, a partir del cual se requiere la implementación de un sistema de pronóstico centralizado que incluya predicciones a corto plazo.

El análisis de datos revela que, en la práctica, solo un número limitado de operadores suministra pronósticos del día siguiente, lo que representa apenas el 25% de la capacidad solar y eólica instalada en Panamá. Los pronósticos semanales disponibles se limitan a datos meteorológicos y estimaciones promedio de producción. Además, la evaluación comparativa entre los pronósticos disponibles y el backcast evidencia que la precisión de los pronósticos puede mejorarse significativamente. Las desviaciones entre los pronósticos y la producción real de ERV generan costos adicionales en la operación del sistema eléctrico, lo que confirma las limitaciones típicas de los sistemas de pronóstico descentralizados.

La herramienta web utilizado por CND ha sido útil en ausencia de pronósticos por parte de los operadores. No obstante, el backcast demuestra que su precisión es limitada, dado que se trata de una herramienta automatizada y no de un modelo de pronóstico personalizado y actualizado. Actualmente, el CND no dispone de un sistema centralizado de pronóstico, ni interno ni provisto por un proveedor especializado.

La experiencia internacional indica que los operadores de sistemas de transmisión (TSO) prefieren contar con sistemas de pronósticos centralizados por razones como:

1. Mayor fiabilidad operativa
2. Mayor precisión en la estimación de generación
3. Consistencia en los resultados
4. Imparcialidad en los pronósticos
5. Cobertura de plantas solares de pequeña escala
6. Capacidad de generar pronósticos para agregaciones definidas individualmente con bajo margen de error
7. Interacción directa con el proveedor de pronósticos
8. Facilidad para implementar pronósticos de corto plazo utilizando mediciones en tiempo real
9. Acceso a múltiples modelos de pronóstico por planta, suministrados por distintos proveedores

Los resultados de este estudio confirman que el sistema actual de pronóstico de potencia no está diseñado para responder adecuadamente a los requerimientos técnicos y operativos, y que la calidad y disponibilidad de los pronósticos no cumplen los estándares esenciales.

Por lo tanto, es necesario fortalecer el sistema de pronóstico en el corto plazo para enfrentar los desafíos derivados de la rápida expansión de la generación solar y eólica en Panamá.

6.2. Recomendaciones: opciones para un sistema de pronóstico avanzado

Panamá dispone de dos alternativas para fortalecer su sistema nacional de pronóstico de potencia. La primera consiste en implementar un sistema centralizado de pronóstico, altamente recomendado por sus múltiples ventajas, entre ellas la provisión de pronósticos precisos a corto plazo requeridos por el CND. Este enfoque debería ser priorizado por los tomadores de decisión, ya que permitiría una integración más eficiente de las energías renovables en el sistema eléctrico nacional.

Una vez que el CND recibe los pronósticos centralizados, el sistema de pronóstico descentralizado pierde relevancia operativa. Desde el punto de vista técnico, no se identifica valor añadido significativo en recibir pronósticos adicionales de operadores individuales. Esta conclusión se respalda en el backcast que mostró una precisión superior de forma consistente para casi todos los parques eólicos y solares. Las limitaciones inherentes de los pronósticos descentralizado persisten y, ante la expansión

proyectada de la generación solar y eólica en Panamá, los esfuerzos necesarios para coordinar y agregar un número creciente de pronósticos descentralizados individuales aumentarán aún más.

No obstante, si Panamá opta por mantener el modelo descentralizado, la sección 6.7 detalla las medidas correctivas necesarias para abordar los déficits identificados. Cabe señalar que, dada la situación actual del sistema descentralizado, actores clave como el CND y ASEP deberán invertir capacidades técnicas y operativas significativas para implementar dichas recomendaciones.

Independientemente del modelo adoptado, se proponen recomendaciones adicionales para mejorar la calidad de los pronósticos y adaptar el marco regulatorio y operativo del sistema eléctrico, con miras a una integración más eficiente de la energía renovable variable.

6.3. Priorizar la introducción de un sistema de pronóstico centralizado con un proveedor de servicios

Como se describe en este estudio, los pronósticos centralizados pueden ser suministrados por proveedores externos especializados o calculados internamente. Sin embargo, la creación de un sistema de pronóstico interno requiere recursos significativos, incluyendo modelos NWP, infraestructura de TI, desarrollo de software, contratación de personal técnico y operación continua del sistema. A nivel internacional, solo unos pocos TSO con sistemas eléctricos de gran escala han optado por desarrollar sus propios modelos, aunque la mayoría también contrata servicios externos. Se estima que alcanzar niveles de precisión comparables a los de los principales proveedores de pronóstico internacionales requerirá al menos tres años de desarrollo técnico especializado. Desde una perspectiva económica, como se detalla en la sección 5.8, se recomienda la contratación de uno o varios proveedores externos, lo cual resulta más eficiente, especialmente para sistemas eléctricos más pequeños como Panamá.

Dada la creciente participación de ERV en el sistema eléctrico nacional de Panamá, se recomienda iniciar un proceso de licitación para contratar servicios de pronóstico con un proveedor experimentado. El mercado internacional de servicios de pronóstico de potencia se ha desarrollado dinámicamente en los últimos 20 años con esfuerzos continuos para mejorar la calidad de las predicciones. El mercado es muy competitivo con muchos proveedores de servicios, cada uno con diferentes niveles de experiencia en términos de tiempo en el mercado, trayectoria internacional y capacidad de energía solar y eólica pronosticada.

Los costos de contratación varían según los requisitos técnicos. Para el suministro de pronósticos básicos (por ejemplo, cuatro actualizaciones diarias) para las plantas conectadas al SIN, se estima una tarifa anual entre USD 35,000 y USD 60,000. Estos servicios incluyen la entrega de pronósticos en formatos compatibles con los sistemas del CND, interfaces gráficas para visualización y herramientas de análisis automatizado de errores históricos, lo que facilita el monitoreo y la evaluación del desempeño

del proveedor. La introducción de un sistema de pronóstico centralizado no exige inversiones significativas adicionales por parte del CND en términos de personal o infraestructura de TI. Por el contrario, reduce la carga operativa asociada a la gestión de datos descentralizados. El personal existente podría asumir la coordinación del proveedor, y los pronósticos externos podrían reemplazar o complementar las predicciones entregadas por los operadores de planta. La asignación de costos depende del diseño del mercado eléctrico. En los mercados eléctricos liberalizados, los gastos del TSO son supervisados por la autoridad reguladora. En Alemania, por ejemplo, la autoridad BNetzA aprueba los gastos de los TSO en servicios de pronóstico, reconociendo su papel esencial en la integración eficiente de ERV. Además, la normativa alemana exige la combinación de al menos tres fuentes de pronóstico para mejorar la precisión y reducir los costos por desequilibrios.

En el caso de Panamá, los costos asociados podrían incorporarse en el presupuesto de futuras ediciones del “Plan de Transmisión”. Adicionalmente, la adopción de un sistema centralizado también permitiría cumplir con los requisitos establecidos por la regulación del MER.

6.4. Introducir pronósticos a corto plazo que procesen mediciones en tiempo real

Hasta ahora, la regulación panameña contempla únicamente el suministro de pronósticos diarios y semanales al CND. Sin embargo, el propio CND ha manifestado la necesidad de contar con pronósticos a corto plazo actualizados de forma continua, con el fin de gestionar de manera más eficiente las fluctuaciones intradiarias en la producción de ERV, las cuales no se reflejan con precisión en los pronósticos diarios.

El análisis de datos confirma que los pronósticos a corto plazo permiten reducir significativamente los niveles de MAE. Estos pronósticos capturan con mayor precisión las rampas de generación que los modelos NWP no detectan en ciertas ubicaciones. Por ejemplo, en el parque eólico Toabré, el MAE del backcast para la predicción a 1 hora de antelación fue de 5,81%, frente al 9,15% del pronóstico del día siguiente y al 10,93% del operador. Esto representa una reducción de casi el 50% respecto al pronóstico del operador. A nivel agregado, el MAE para toda la cartera de parques eólicos se redujo aún más, alcanzando 3,9%. Si estos pronósticos a corto plazo son generados por un proveedor profesional y entregados al CND de forma continua, contribuirían a decisiones de despacho más precisas y a una reducción de los costos de integración de ERV.

Para lograrlo, los pronósticos deben alimentarse con mediciones en tiempo real, lo cual se habilita mediante el sistema SCADA que proporciona los datos al CND. En un sistema de pronóstico centralizado con un proveedor de servicios externo, se requiere una transmisión bidireccional de datos. Por parte de CND, debe implementarse un sistema automatizado para enviar datos en vivo al proveedor, quien los procesa continuamente y devuelve pronósticos actualizados, por ejemplo, cada 15 minutos.

Las API o servidores sftp son canales adecuados para este intercambio dinámico. Dado que CND no opera actualmente con pronósticos de alta frecuencia, será necesario introducir nuevas rutinas operativas para integrar estas actualizaciones en los procesos de balance, las medidas de redespacho y gestión de restricciones con el fin de aprovechar al máximo las ventajas derivadas del uso de los pronósticos centralizadas de un proveedor de servicios.

En un sistema de pronóstico centralizado, también es esencial que los operadores de plantas informen las no disponibilidades planificadas de sus plantas. De lo contrario, como se detalla en la sección 5.6, el sistema de pronóstico podría generar errores significativos, por ejemplo, durante los períodos de mantenimiento. Esta información puede ser transmitida directamente por el operador de la planta a través de una interfaz web al sistema de pronóstico del proveedor.

Finalmente, la implementación de un sistema de pronóstico a corto plazo permitiría a Panamá cumplir con los requisitos de la regulación MER para esta metodología.

6.5. Cambiar pronósticos y mercado eléctrico a valores de 15 min

Se recomienda trabajar con intervalos de tiempo más cortos para los pronósticos de energía, a fin de capturar con mayor precisión la producción volátil de fuentes solares y eólicas. En particular, las plantas solares presentan rampas naturales de generación durante la mañana y la tarde, que no pueden ser representadas adecuadamente mediante pronósticos con resolución de 60 minutos, como los actualmente utilizados en Panamá. La sección de mejores prácticas demostró que reducir la granularidad temporal a una resolución de 15 minutos permite mejorar la precisión de los pronósticos para tecnologías renovables intermitentes. Como se describe en la sección 3.8, la regulación MER exige que Panamá cuente con un sistema de pronóstico centralizado que suministre valores de 15 minutos para los pronósticos con al menos 4 horas de antelación. Por tanto, se recomienda incluir este requisito en el pliego de licitación para la contratación de servicios de pronóstico.

En coherencia con una mayor granularidad temporal, Panamá debería considerar la transición del mercado eléctrico a una resolución de 15 minutos, tanto para los mercados del día siguiente como para los mercados intradiarios. Esta medida representa un avance hacia un mercado eléctrico más dinámico, capaz de gestionar con mayor eficacia la integración de fuentes renovables intermitentes y de preservar la estabilidad del sistema.

Independientemente del modelo de pronóstico adoptado, se proponen recomendaciones adicionales para mejorar la calidad de los pronósticos y adaptar el marco regulatorio y operativo del sistema eléctrico, con miras a una integración optimizada de la energía renovable variable.

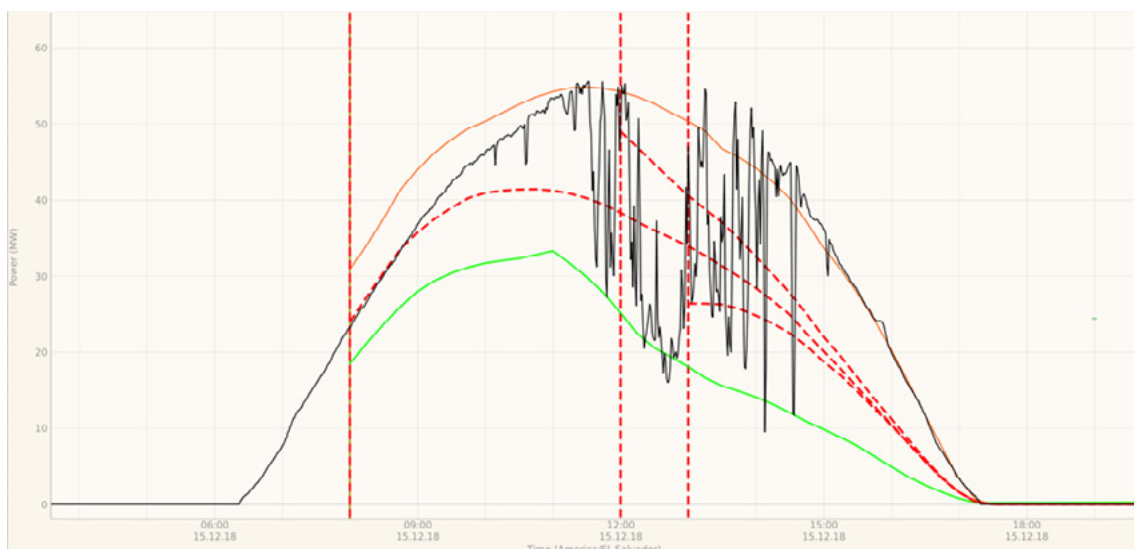
6.6. Incorporación de información sobre la incertidumbre de la predicción

Los pronósticos de potencia proporcionados por los operadores de plantas y la herramienta web se basan exclusivamente en valores deterministas. Sin embargo, las condiciones meteorológicas complejas suelen ser difíciles de anticipar mediante modelos NWP, lo que genera divergencias entre los distintos modelos y, en consecuencia, una mayor incertidumbre en los pronósticos de energía.

Para proporcionar a CND información adicional sobre la incertidumbre de los pronósticos deterministas, los pronósticos de energía deberían incorporar lo que se conoce como dispersión del modelo. Esta dispersión actúa como una banda de error, indicando el rango en el que la producción de energía podría variar respecto al valor determinista, según las diferencias entre los modelos meteorológicos utilizados. Esta información resulta clave para que el CND pueda anticipar necesidades de balance y ajustes operativos.

Como ejemplo, la siguiente figura muestra una predicción de energía solar para un horizonte de 24 horas, incluyendo una dispersión climática específica. Las líneas verde y roja delimitan el rango de dispersión, el cual representa adecuadamente la variabilidad observada en la producción solar (línea negra). En escenarios meteorológicos difíciles de pronosticar, esta dispersión ofrece información valiosa para los usuarios del sistema.

Figura 38: Dispersión del pronóstico basada en diferentes modelos NWP



Fuente: emsys

La incorporación de indicadores de incertidumbre, como la dispersión de modelos, puede ser implementada por proveedores profesionales de pronóstico sin costo adicional o con costos marginales. Por ello, se recomienda incluir este servicio como parte de los requisitos técnicos en los documentos de licitación para la contratación de pronósticos de potencia.

6.7. Implementación de un registro nacional de plantas

Un registro nacional completo de plantas de energía renovable y otros recursos energéticos distribuidos es esencial para monitorear la expansión de generadores y otras unidades en un sistema eléctrico. A menudo, en las etapas iniciales de desarrollo de estas tecnologías, no suele existir un mecanismo sistemático de recopilación de información técnica detallada. Sin embargo, la implementación de pronósticos centralizados requiere contar con datos completos y precisos sobre la ubicación geográfica y las características técnicas de cada unidad, lo cual resulta indispensable para asegurar la calidad del sistema de previsión. Además, un registro nacional integral representa una valiosa fuente de información para otros fines estratégicos, incluyendo la planificación energética y la formulación de políticas energéticas.

En el caso de Panamá, actualmente existen dos registros separados: uno gestionado por la ASEP y otro por el CND. Si bien ambos contienen información esencial, ASEP también recopila datos sobre las plantas conectadas a las redes de distribución.

Se recomienda establecer un único registro centralizado, accesible en línea, que facilite el acceso rápido a información detallada sobre las plantas instaladas en el país. Los siguientes datos permanentes deben recopilarse y mantenerse actualizados en dicho registro:

1. Identificador único para cada unidad
2. Tecnología del generador (por ejemplo, solar, eólica, biogás, sistema de almacenamiento)
3. Capacidad instalada total de cada planta
 - para sistemas solares: potencia instalada del inversor y del conjunto de módulos
4. Para parques eólicos: número de turbinas, altura de buje y diámetro del rotor
5. Para plantas solares: tipo de módulos, ángulo de inclinación, orientación, sistema de seguimiento o estructura de montaje fija
6. Ubicación geográfica precisa de cada generador
7. Fecha de inicio de operación y, cuando aplique, fecha de desmantelamiento
8. Punto de conexión a la red eléctrica

Se ha demostrado útil implementar un proceso que permita la recopilación de esta información de manera centralizada y estandarizada. La regulación también debe garantizar que la información sea completa y precisa.

Como ejemplo, el regulador alemán, la Agencia Federal de Redes de Electricidad, Gas, Telecomunicaciones, Correos y Ferrocarriles (BNetzA), implementó un “Registro de datos clave del mercado de la energía” para agrupar los datos previamente dispersos de todas las unidades de energía en una única base de datos. El registro entró en vigor el 1 de julio de 2015 y, desde entonces, todo operador de una unidad de energía de cualquier tecnología (solar, eólica, biogás, almacenamiento...) está obligado, por regulación, a registrar la planta en un portal en línea dentro de un mes después de la puesta en marcha de la unidad de energía. Para garantizar que los operadores cumplan con el registro, se aplica una penalización que puede incluir la pérdida de la tarifa de alimentación. La base de datos permite la configuración de pronósticos para todos los generadores de energía renovable, incluidas también las unidades más pequeñas, como las plantas fotovoltaicas en tejados, para diferentes niveles de agregación (por ejemplo, área de equilibrio, sección de red, nivel de código postal). Puede encontrar más información en: <https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/CoreEnergyMarketDataRegister/start.html>

6.8. Medidas para mejorar los pronósticos descentralizados

Como se ha señalado, la recomendación de este reporte es establecer un sistema de pronóstico centralizado con una solución de servicio externo y dismantelar los sistemas de pronóstico descentralizados. Esto significa que los operadores de plantas ya no estarían obligados a enviar pronósticos de potencia a CND.

Sin embargo, si se toma la decisión de mejorar la disponibilidad y precisión de los pronósticos descentralizados, se recomiendan las siguientes medidas clave para abordar los desafíos identificados.

- Definir con más detalle los requisitos para los pronósticos de potencia en la regulación

La regulación actual carece de requisitos detallados para los operadores. Se recomiendan los siguientes ajustes:

1. Pronósticos de potencia de operadores de plantas solares y eólicas

La regulación actual describe que los operadores de plantas deben proporcionar pronósticos meteorológicos, no pronósticos de potencia. Solo el código de red para la energía fotovoltaica determina que los operadores de plantas deben suministrar pronósticos de potencia. Por lo tanto, la regulación debe ajustarse para requerir pronósticos de generación de energía solar y eólica.

2. Pronóstico basado en modelos meteorológicos

La experiencia internacional muestra que los operadores de plantas no siempre utilizan modelos meteorológicos para generar pronósticos de potencia. Para garantizar los estándares de calidad, los operadores de plantas deberían estar obligados a aplicar un enfoque de pronóstico basado en modelos meteorológicos.

3. Pronósticos combinados

Como se describe en la sección 5.3, la precisión de los pronósticos de energía aumenta si se utilizan varios modelos meteorológicos. Por lo tanto, la regulación debería definir que se deben utilizar y combinar al menos dos modelos meteorológicos para generar el pronóstico de energía.

4. Formato estandarizado de pronósticos de potencia

El formato de los pronósticos debe estandarizarse para permitir un procesamiento efectivo de los datos por parte de CND. Un formato estandarizado permite comparar fácilmente los datos y tener procesos estándar para los pronósticos que provienen de diferentes fuentes. Esto significa que se debe acordar si se utilizará el formato .csv, .xml u otros. El formato del contenido del archivo debe definirse con precisión, incluyendo los siguientes aspectos:

1. Marca de tiempo (inicio del intervalo o final del intervalo; formato común, como dd-mm-aa hh:mm)
2. Unidades (MW, MWh o kW)
3. Información mínima a proporcionar (potencia)
4. Formato de no disponibilidades
5. Frecuencia de actualización posible (se recomiendan al menos cuatro por día para el pronóstico del día siguiente)
6. Información adicional posible (por ejemplo, dispersiones)

5. Suspensión del proceso de certificación

Según los estándares internacionales, es una práctica muy inusual certificar pronósticos. El enfoque en la evaluación de los datos de pronóstico de irradiancia y velocidad del viento utilizados por el operador de la planta no es suficiente para garantizar un pronóstico de potencia de alta calidad. Además, el proceso de certificación en muchos casos se retrasa o nunca se ha iniciado, con la consecuencia de que CND no tiene pronósticos en absoluto para una gran parte de las plantas ERV, lo que pone en riesgo la operación segura y eficiente del sistema eléctrico panameño. Por lo tanto, se recomienda suspender el proceso de certificación al tiempo que se garantiza una mayor calidad de los pronósticos del operador de la planta mediante el establecimiento de una regulación más detallada, como se describe anteriormente.

6. Evaluación regular de la calidad de los pronósticos del operador

CND debería introducir un control de calidad para evaluar frecuentemente la exhaustividad y precisión de los pronósticos proporcionados. Los resultados y las observaciones deben compartirse con los operadores de plantas como una base común de entendimiento con respecto a los errores de pronóstico y las dificultades durante los meses anteriores. La experiencia en otros países muestra que iniciar un diálogo entre el TSO y los operadores de plantas aumenta la conciencia sobre la importancia de los pronósticos de potencia, lo que posteriormente ha llevado a una mayor calidad de los pronósticos proporcionados.

7 Literatura

ASEP: Código de Redes – Fotovoltaico. (En línea):

https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/anexos/anexo_b_12003_elec.pdf

ASEP: Estadística Anual de 2024. (En línea):

<https://asep.gob.pa/direcciones/services/estadisticas-de-electricidad/>

ASEP: Licencias y Concesiones. (En línea):

<https://asep.gob.pa/direcciones/services/concesiones-y-licencias/>

Banco Mundial: Atlas Solar Mundial. (En línea):

<https://globalsolaratlas.info/download/panama>

BNetzA (Agencia Federal de Red de Alemania: Registro de datos del mercado energético. (En línea):

<https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/CoreEnergyMarketDataRegister/start.html>

CND: Metodologías de Detalles. (En línea):

<https://cnd.com.pa/index.php/acerca/documentos/normas/981-metodologias-de-detalle-2>

ETESA: Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2025. (En línea):

<https://www.etsa.com.pa/es/plan-expansion-del-sistema-interconectado-nacional>

ETESA: Mapa del Sistema Interconectado Nacional de Panamá. (En línea):

<https://www.etsa.com.pa/es/plan-expansion-del-sistema-interconectado-nacional>

International Energy Agency (IEA): Integrating Solar and Wind. Global experience and emerging challenges, Septiembre 2024. (En línea):

<https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind>

Lahmeyer International, ETESA y PNUD: Status of the Development of Renewable

Energy Projects in the Republic of Panama, Mayo 2011. (En línea): https://www.researchgate.net/publication/316894068_Status_of_the_development_of_renewable_energy_projects_in_the_Republic_of_Panama

Lange, Matthias/Focken, Ulrich: Physical Approach to Short-Term Wind Power Production. Springer Verlag, 2005.

Ley N° 45 de 2004 Régimen de incentivos para fuentes renovables y limpias. (En línea):

https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/transparencia/articulo_9/9_2-politicas_institucionales/marco_legal/electricidad/leyes_sectoriales/ejecutivo_45.pdf

St. James, Carlos: Mapa del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). (En línea):

<https://www.piensageotermia.com/america-central-avanza-en-la-interconexion-del-corredor-de-energia-renovable/siepac-transmission-grid-through-central-america/>

Implementado por

