



Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional



Mejora del Marco de Pronósticos de la Energía Renovable Variable en el Perú

Resumen Ejecutivo

GET.transform is supported by



Elaborado por

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sede social

Bonn y Eschborn, Alemania

GET.transform

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36

53113 Bonn, Alemania

Tel.: +49 228 44601112

Correo electrónico: info@get-transform.eu

| www.get-transform.eu

| www.giz.de

© 2023 Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Todos los derechos reservados. Con licencia para la Unión Europea, el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania, la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo, el Ministerio de Asuntos Exteriores de los Países Bajos y la Agencia Austriaca para el Desarrollo, bajo ciertas condiciones.

Lugar y fecha de publicación

Lima, Septiembre 2023

Coordinación y edición técnica

César Butrón, COES

Pablo Vargas, COES

Freddy Portal, COES

Laura Gutierrez, GET.transform

Daniel Cumpa Exebio, GET.transform

Autor(es)

Ulrich Kaltenbach, emsys

Matthias Lange, emsys

Isabell Sonntag, emsys

energy & meteo systems es un proveedor líder internacional de sofisticadas soluciones TI (pronósticos de potencia solar y eólica, centrales eléctricas virtuales, plataforma para el redespacho) para una integración eficiente de los recursos energéticos distribuidos en los sistemas eléctricos. Con sus servicios de consultoría, la empresa alemana comparte sus profundos conocimientos sobre la transición energética a escala mundial.



Créditos de las fotografías

Cover © COES

La responsabilidad de los contenidos de los sitios web externos enlazados en esta publicación recae siempre en quienes los publican. GET.transform se desvincula expresamente de tales contenidos.

GET.transform es un programa europeo que ofrece a los países en desarrollo y emergentes servicios integrales de asesoramiento para avanzar en la transformación de su sector energético. Está alojado en la plataforma multidonante GET.pro (Global Energy Transformation Programme), y cuenta con el apoyo de la Unión Europea, Alemania, Suecia, los Países Bajos y Austria.

GET.transform is supported by



Introducción

En la última década, Perú ha sido una de las economías latinoamericanas de más rápido crecimiento. La economía emergente y el aumento significativo del acceso de la población a la red eléctrica han estimulado la demanda de electricidad. La capacidad instalada de las centrales eléctricas aumentó en promedio un 9% entre 2011 y 2018, la tasa de crecimiento más alta de la región. Hoy en día, el sistema eléctrico del país ocupa el sexto lugar en la región en términos de capacidad instalada.

Tradicionalmente, el sector eléctrico ha estado dominado por centrales a gas e hidroeléctricas, que cubren más del 90% de la demanda de electricidad. En los últimos años se han conectado a la red de transmisión centrales eólicas y solares de gran escala, lo que ha permitido que la cuota de renovables no convencionales (incluidas la eólica y la solar) crezca y supere el objetivo inicial del 5%. La creciente demanda de electricidad y el gran potencial de energías renovable, especialmente de las solares con una de las radiaciones más altas del planeta, así como de la eólica con altos factores de capacidad en las zonas costeras, sugieren una creciente participación de las renovables en un futuro próximo.

El operador del sistema eléctrico peruano, COES (El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), se encuentra actualmente ante la necesidad de introducir ajustes operativos para hacer frente a la producción de energías renovables dependiente de las condiciones meteorológicas. Su función es garantizar una integración eficiente de la generación fluctuante de energía solar y eólica y mantener la estabilidad de la red eléctrica. Con el fin de hacer frente a estos retos y crear soluciones para una mayor participación de las energías renovables en el sistema eléctrico peruano, el COES, en coordinación con GET.transform ha iniciado este estudio para mejorar el actual sistema de previsión de la inyección variable de electricidad renovable. De esta manera, este estudio pretende contribuir a optimizar los procesos operativos del sistema eléctrico, lo que también ayudará a incrementar la participación de las energías renovables de acuerdo con los objetivos nacionales definidos.

Resumen Ejecutivo

La integración eficiente en el sistema de la energía renovable variable (ERV) requiere nuevos procesos operativos y nuevas tecnologías. Una de las claves para gestionar la producción variable de electricidad y dependiente de las condiciones meteorológicas de las centrales solares y eólicas son las previsiones precisas de energía. Con el aumento de la participación de las energías renovables en el sistema eléctrico, los pronósticos de producción de energía proporcionan información crucial para una operación económica, fiable y segura de la red eléctrica.

Basándose en el interés del COES en evaluar las opciones para mejorar las condiciones de los pronósticos de la ERV en Perú, se ha realizado un estudio con el apoyo del programa global europeo GET.transform, con energy & meteo systems como expertos principales. El **objetivo del estudio** es analizar el marco actual de pronósticos de la ERV en el país y ofrecer sugerencias sobre cómo puede mejorarse, con el fin de apoyar en la operación de la red y la incorporación eficiente de la producción de energía solar y eólica en el sistema eléctrico.

En la actualidad, el suministro de electricidad en Perú está dominado en gran medida por las centrales eléctricas convencionales, en particular centrales de gas. En 2021, 14 parques eólicos y solares a gran escala con una capacidad total de 682 MW contribuyeron en un 5% al suministro nacional de electricidad. Aunque la participación de la ERV sigue siendo relativamente baja, Perú tiene la ambición de aumentar la cuota de producción de energía solar y eólica hacia el 20% para 2030.

En materia de predicciones de la producción de ERV, el **sistema de pronósticos en Perú** tiene una estructura descentralizada, lo que significa que los operadores de las plantas de energía eólica y solar deben enviar pronósticos de producción al COES, cuyo mandato no incluye efectuar un pronóstico de producción centralizado para el sistema. Las programaciones se remiten para horizontes semanales y diarios y las actualizaciones de dichas programaciones intradiarias pueden enviarse con tres horas de antelación. Los pronósticos proporcionados por los operadores de las centrales se utilizan para la planificación diaria y para los ajustes intradiarios. Con el nivel actual de penetración de la ERV, la flexibilidad que proporcionan las centrales de gas permite al COES equilibrar los errores de previsión durante el día.

Aunque la calidad de los pronósticos no representa actualmente un problema relevante para el sistema, en el mediano y largo plazo, a medida que aumente la cuota de ERV, también aumentará la necesidad para la operación en el muy corto plazo de servicios complementarios. Esto puede resultar en costos de integración adicionales para las ERV, lo cual pueden incrementar aún más cuando los pronósticos de la ERV no son precisos.

Para proporcionar un asesoramiento con fundamento sobre cómo mejorar el marco de previsión, se llevó a cabo una sólida **evaluación de la calidad de los pronósticos actuales**, analizando los datos históricos de predicción de los operadores de las centrales y comparándolos con las previsiones

históricas ("backcasts") creadas por energy & meteo systems. El análisis abarcó los 14 parques solares y eólicos durante el periodo comprendido entre el 1 de junio de 2020 y el 1 de junio de 2021.

Las conclusiones más importantes sobre los **pronósticos de las centrales eólicas**:

- El terreno accidentado y la proximidad a la costa suponen un reto para el pronóstico de producción y en general, conducen a valores de error más elevados.
- Los valores de error medio absoluto (MAE) de las previsiones de los operadores oscilan entre el 16.5% y el 22.5% para el horizonte diario.
- Con la excepción de una planta, las previsiones de todas las otras plantas muestran un sesgo negativo, lo que significa que los parques eólicos suelen producir más energía de la programada.
- Los valores de MAE de las previsiones de referencia para el día siguiente realizadas por energy & meteo systems oscilan entre el 11.2% y 17.2%.
- En promedio, el MAE de la previsión de referencia es un 4.6% de la capacidad instalada mejor que el pronóstico de los operadores, representando una mejora de alrededor del 25%.
- Cuando no se tienen en cuenta las indisponibilidades de los parques en el proceso de previsión, los errores de previsión aumentan considerablemente.

Las conclusiones más importantes sobre los **pronósticos de las centrales solares**:

- En los parques solares, la producción de energía alcanza su punto máximo en los meses cercanos a diciembre, y el nivel de producción general más bajo se da en junio.
- Entre diciembre y abril, el paso de las nubes provoca fluctuaciones entre débiles y fuertes en la producción diaria de energía, lo que naturalmente conduce a mayores errores de previsión.
- Los pronósticos diarios de los operadores muestran fluctuaciones notablemente fuertes en los días nublados, lo que puede indicar que la previsión no se basa en modelos meteorológicos numéricos (a excepción de una central).
- En el caso de algunos parques solares, faltan muchos pronósticos diarios por parte de los operadores de las plantas.
- A menudo, el operador envía pronósticos idénticos para varios días, lo que sólo es aceptable en días sin nubes, pero no con condiciones meteorológicas variables, lo que sugiere nuevamente la falta de un pronóstico basado en modelos meteorológicos.
- Los valores del error medio absoluto (MAE) de las previsiones de los operadores oscilan entre el 4.4% y 9.3% para el horizonte diario.
- De media, el MAE de la previsión de referencia realizada por energy & meteo systems es un 2.8% de la capacidad instalada mejor que la previsión entregada por los operadores, lo que representa una mejora de alrededor del 40%.
- Cuando no se tienen en cuenta las indisponibilidades de los parques en el proceso de previsión, los errores de previsión aumentan considerablemente.

Del análisis de los datos y de la comparación entre la previsión del operador y la de referencia, se puede concluir que existe un **potencial significativo para mejorar la precisión de los pronósticos de producción de las ERV.**

Es importante que Perú aproveche este potencial de mejora de las previsiones. La experiencia y los estudios muestran la creciente importancia de la precisión de los pronósticos de producción con el aumento de la participación de las ERV y los impactos positivos relacionados con:

- La seguridad del operativa del sistema
- La mejora de la programación de la generación
- Reducción de la reserva operativa
- Disminución del vertimiento de generación proveniente de ERV

En lo que respecta a la forma en cómo se proporcionan los pronósticos, un análisis de los mercados internacionales de previsión de producción de energía muestra una **tendencia hacia un sistema de pronósticos centralizado** en el cual las **previsiones son provistas por un proveedor de servicios de pronósticos** (a veces combinado con previsiones descentralizadas proporcionadas por los operadores de las centrales). Esto garantiza una alta calidad de las previsiones y una reducción de los costes de desarrollo o contratación de previsiones a nivel de los operadores de las centrales de generación. Según las experiencias internacionales, se observan las siguientes ventajas de tener un sistema centralizado y con un proveedor de servicios de pronósticos:

- Pronósticos agregados para todas las centrales de ERV
- Fiabilidad de los pronósticos
- Enfoque de pronósticos coherente aplicado a todas las centrales
- Posibilidad de abarcar también pequeñas centrales eléctricas
- Coordinación y evaluación directa del proveedor de servicios de previsión por parte del operador del sistema
- Bajos costos de los servicios de pronóstico (economías de escala)
- Prácticas de vanguardia (estado del arte) para los pronósticos

En consecuencia, la mayoría de los operadores de sistemas de transmisión en Europa, Estados Unidos y también un número creciente en América Latina (Chile, República Dominicana, El Salvador, Uruguay) han introducido un sistema de pronósticos centralizado junto con cambios operativos.

- **Chile** consiguió reducir los errores de pronósticos del 13% (2017) al 9% (2019).
- Tras un proyecto piloto, el operador del sistema de **República Dominicana** contrató a un proveedor de servicios de pronóstico. Los resultados muestran una precisión notablemente mayor.
- En un proyecto piloto de un año en **México**, los pronósticos centralizados demostraron ser significativamente más precisos. Los pronósticos diarios centralizados redujeron los valores de MAE en el día para la energía eólica del 17% al 13% y para la energía solar del 9% al 6%. El operador del

sistema, CENACE, informó de que la mayor precisión de los pronósticos se tradujo en un ahorro sustancial gracias a la mejora de la programación de las unidades generadoras.

Si se evalúan otras alternativas a los sistemas centralizados, se observan ejemplos de algunos países con un sistema de pronóstico descentralizado que decidieron introducir un **esquema de penalizaciones** para incentivar a los operadores de las centrales a presentar previsiones más precisas. Aunque no se conoce el efecto en la precisión de las previsiones, el sistema de penalizaciones ha generado disputas legales y su funcionamiento requiere esfuerzos considerables. La experiencia de la República Dominicana y Chile muestra que, cuando se introdujeron las previsiones centralizadas (mientras que las descentralizadas seguían realizándose), eso fue suficiente incentivo para que mejorara la calidad de las predicciones de los operadores de las plantas. Esta mejora se vio apoyada por una mayor concienciación sobre la importancia de las previsiones para el funcionamiento del sistema eléctrico.

A partir del análisis de los datos y de las experiencias y tendencias internacionales, se identifica un **conjunto de recomendaciones** destinadas a **mejorar el actual sistema de pronósticos en Perú**. Las recomendaciones distinguen entre medidas a corto plazo (que probablemente podrían establecerse dentro del plazo de un año) y recomendaciones a medio y largo plazo (cuya preparación y aplicación probablemente requeriría más de un año). Este conjunto de medidas ofrece un menú de opciones entre las que se pueden elegir alternativas basadas en la situación actual. La relevancia de cada recomendación variará en función del momento en que se aplique y de la interdependencia que pueda tener con otras medidas elegidas.

Recomendaciones accionables a corto plazo

- 1) Hacer cumplir el envío diario de los pronósticos.** El análisis de los datos mostró que los operadores de las centrales a veces no cumplen con su obligación de proporcionar los pronósticos de producción en forma diaria al COES. Se debe hacer cumplir el Procedimiento Técnico correspondiente.
- 2) Introducir un formato estandarizado para los pronósticos.** El marco actual no define un formato de datos para los pronósticos proporcionados por los operadores de las centrales. Es necesario estandarizar el formato para garantizar la uniformidad de las previsiones suministradas.
- 3) Evaluar periódicamente los pronósticos.** Establecer una evaluación periódica de la calidad de los pronósticos, a través de un intercambio con los operadores de las centrales para compartir conocimientos sobre los temas de previsión y los beneficios de pronósticos precisos para el sistema.
- 4) Establecer un intercambio de datos automatizado entre el COES y los operadores de las centrales.** Una plataforma de transmisión de datos ayudaría a aumentar la calidad de éstos y a informar sobre los eventos que afectan a la producción de ERV (por ejemplo, la falta de disponibilidad debido al mantenimiento o las restricciones de las plantas).

Recomendaciones accionables a mediano y largo plazo

- 1) **Implementar un registro nacional de plantas.** Establecer un registro nacional de plantas que contenga información técnica detallada sobre todas las centrales (renovables, pero también generadores convencionales, sistemas de almacenamiento, etc.) instaladas en Perú. El registro es crucial para hacer un seguimiento de la instalación de plantas de energía solar y eólica y sus características técnicas y es una base de datos indispensable para la realización de los pronósticos centralizados. Además, esto ayudará a la integración de la generación distribuida cuando su despliegue se incremente en el futuro.
- 2) **Utilizar pronósticos basados en modelos meteorológicos.** Los procesos de previsión de los operadores de las centrales son desconocidos. Algunas características de estos pronósticos permiten suponer que no todos emplean modelos meteorológicos para sus pronósticos. El Procedimiento Técnico podría modificarse para solicitar a los responsables de los pronósticos, hoy en día los operadores de las centrales, que proporcionen sus previsiones basadas en modelos meteorológicos.
- 3) **Considerar los pronósticos combinados.** En promedio, una combinación óptima de varios modelos meteorológicos da lugar a pronósticos más precisos, y este enfoque no parece ser aplicado de forma consistente por los operadores de las centrales. El Procedimiento Técnico podría modificarse para solicitar la aplicación de previsiones combinados.
- 4) **Cambiar a pronósticos centralizados suministrados por un proveedor de servicios externo.** La experiencia internacional muestra que se consiguen mayores niveles de calidad y eficiencia mediante pronósticos centralizados proporcionados por un proveedor de servicios para todas las centrales de ERV. Por lo tanto, se recomienda cambiar el marco normativo que faculta al COES para contratar un servicio de pronósticos de ERV. Los costes anuales del servicio de pronósticos se estiman entre 20,000 y 30,000 USD para las 16 centrales solares y eólicas analizadas.
- 5) **Introducir una mayor frecuencia de actualización de las previsiones de energía basada en datos de producción en tiempo real.** En la actualidad, los operadores de las centrales sólo entregan al COES sus previsiones diarias y pueden realizar actualizaciones intradiarias con 3 horas de antelación. Sin embargo, las simulaciones realizadas en este estudio muestran que la consideración de los datos de producción en tiempo real en las previsiones intradiarias puede mejorar significativamente la precisión de los pronósticos. Por tanto, las previsiones intradiarias de corto plazo (por parte de los operadores de las centrales o del sistema centralizado de previsión) podrían incorporarse a los datos de producción en tiempo real.
- 6) **Trabajar con una mayor resolución temporal.** Actualmente, el funcionamiento del sistema eléctrico y los pronósticos suministrados se basan en intervalos de 30 minutos. Una mayor resolución temporal (por ejemplo, **15 minutos**) captaría mejor los rápidos cambios de producción de la generación de ERV, asegurando mayor precisión.
- 7) **Incorporar la dispersión de modelos en los pronósticos.** Cuando se utilizan pronósticos combinados, la dispersión de modelos puede visualizarse para indicar posibles desviaciones del pronóstico nominal de producción basada en diferentes modelos meteorológicos. Esto sirve como

información adicional para preparar al COES ante pronósticos más inciertos debido a situaciones meteorológicas complejas.

Las medidas mencionadas abordan las causas de los problemas detectados en los pronósticos de producción de energía solar y eólica al momento de la realización del estudio y tienen como objetivo aumentar los niveles generales de precisión. Se espera que su aplicación ayude eficazmente al Perú a integrar con éxito una mayor proporción de energías renovables variable en el futuro, garantizando al mismo tiempo costos eficientes en el sistema.

Como resultado de las recomendaciones presentadas en este estudio, los agentes peruanos han priorizado indicativamente las medidas a implementar para mejorar el sistema de pronósticos de producción. La siguiente tabla representa un estado preliminar de las discusiones en el momento de la redacción y puede estar sujeta a cambios posteriores.

Recomendación		Situación actual	Tipo de medida	Responsable de la propuesta y promulgación	Responsable de la ejecución, aplicación y supervisión	Implicaciones para el COES (y su interacción con los operadores de las centrales)	Esfuerzo y costos	Relevancia para la calidad del pronóstico (alta, media, baja)
Plazo	Acción recomendada							
Corto plazo (< 1 año)	Hacer cumplir la presentación diaria de pronósticos	La regulación exige que los operadores de plantas envíen programaciones con un día de anticipación, pero a veces los operadores de Energía Renovable Variable (vRE) no cumplen con esta obligación.	Se necesita hacer cumplir el procedimiento técnico existente	Propuesta: medida operativa, no se requiere propuesta	COES: Notificar a Osinermin en caso de incumplimientos en la presentación regular de pronósticos Osinermin: tomar medidas para hacer cumplir la regulación	Comunicarse directamente con los operadores de plantas (o solicitar a Osinermin que lo haga) para cumplir con la regulación, con el fin de evitar sanciones	COES: Poco esfuerzo y costos Osinermin: Poco esfuerzo y costos	Alta
Corto plazo (< 1 año)	Introducir un formato estandarizado para los pronósticos de energía	Formato estandarizado no establecido	Medida operativa que no requiere ningún cambio normativo	Propuesta: medida operativa, no se requiere propuesta adicional. COES instruye a los operadores de plantas sobre el formato estandarizado	COES: Controlar el cumplimiento del formato estandarizado.	Organizar reuniones con los operadores de las plantas para explicar el formato estandarizado	COES: poco esfuerzo y costos mínimos	Media
Corto plazo (< 1 año)	Evaluación regular de la calidad de los pronósticos	COES no realiza evaluación	Eventos informativos para compartir perspectivas sobre los problemas y beneficios de la precisión de los pronósticos	Propuesta: no es necesaria una propuesta regulatoria	COES: establecer un diálogo frecuente con los operadores de plantas sobre temas de pronóstico	Organizar reuniones con los operadores de plantas para discutir los problemas de pronóstico de Energía Renovable Variable (vRE) y sensibilizarlos sobre la importancia de una previsión precisa de la energía	COES: poco o medio esfuerzo y costos	Media (El impacto depende significativamente de la capacidad de respuesta de los operadores de las plantas)
Corto plazo (< 1 año)	Intercambio automático mutuo de datos entre COES y los operadores de plantas para mejorar la calidad de los datos e informar sobre eventos (restricciones/no disponibilidades) que	No existe un intercambio automático de información sobre las no disponibilidades entre COES y los operadores. No se ha implementado una plataforma de transmisión automática de datos	Es necesario modificar la Norma Técnica por parte del MINEM para exigir a los operadores de plantas que habiliten la comunicación bidireccional	Propuesta: COES presenta una propuesta a MINEM Aprobación: MINEM aprueba la modificación de la Norma Técnica	COES: Se requiere ajustar procesos, identificar incumplimientos y notificar a Osinermin Osinermin: imponer sanciones si los operadores de plantas no cumplen con la Norma	Crear o tener un sistema de información capaz de intercambiar datos, identificación automática y notificación en caso de incumplimiento por parte de los operadores de la planta	MINEM: Esfuerzo mediano para emitir la modificación a la Norma Técnica COES: Esfuerzo mediano, costos bajos para la infraestructura de IT Operadores de plantas: Poco esfuerzo y costos Osinermin: Poco esfuerzo	Alta

Recomendación		Situación actual	Tipo de medida	Responsable de la propuesta y promulgación	Responsable de la ejecución, aplicación y supervisión	Implicaciones para el COES (y su interacción con los operadores de las centrales)	Esfuerzo y costos	Relevancia para la calidad del pronóstico (alta, media, baja)
Plazo	Acción recomendada							
	afectan a la producción de vRE				Técnica Operadores de plantas: deben contar con equipos de tecnología de la información para el intercambio de datos		(dependiendo del cumplimiento)	
Largo plazo (> 1 año)	Implementación de un registro nacional de plantas	No existe un registro nacional de plantas completo	Modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas	<p>Propuesta: COES presenta la importancia del registro nacional de plantas al MINEM</p> <p>Aprobación: El MINEM aprueba una nueva normativa legal, con contribuciones de COES, Osinerghmin y las distribuidoras, que requiere que el operador de cualquier unidad de energía (planta, sistema de almacenamiento, etc.) presente los datos de la planta en el registro nacional de plantas</p>	<p>MINEM: Implementar el registro nacional de plantas</p> <p>Osinerghmin: Supervisar el cumplimiento de los operadores de plantas en el registro</p>	Participar en el proceso y asegurarse de que se cumplan completamente los requisitos	<p>MINEM: Esfuerzo mediano a alto para aprobar la normativa legal y para implementar el registro nacional de plantas</p> <p>COES: Poco esfuerzo/costos para participar en el proceso legislativo</p> <p>Osinerghmin: Mediano esfuerzo y costos</p>	Alta
Largo plazo (> 1 año)	Requerir un enfoque de pronóstico basado en modelos meteorológicos	Algunos operadores de parques no parecen utilizar modelos meteorológicos para el pronóstico de energía	El Procedimiento Técnico existente se modifica para que requiera que los operadores de plantas existentes y futuros presenten un pronóstico basado en modelos meteorológicos	<p>Propuesta: COES presenta un informe sobre los beneficios de los pronósticos basados en modelos meteorológicos en comparación con la situación actual.</p> <p>Aprobación: Osinerghmin, después de una consulta pública ('Proceso de audiencia pública')</p>	<p>Operadores de plantas: implementación de un sistema de pronóstico basado en el clima.</p> <p>Osinerghmin: validar que se estén utilizando modelos meteorológicos y realizar auditorías de cumplimiento.</p>	Revisar los pronósticos y notificar a Osinerghmin en caso de indicios de que no se está aplicando un modelo meteorológico	<p>COES: Esfuerzo mediano (propuesta), costos bajos</p> <p>Osinerghmin: Poco a mediano esfuerzo</p> <p>Operadores de plantas: Al menos dos modelos globales disponibles de forma gratuita; podrían incurrir en costos aquellos que aún no utilicen un modelo meteorológico</p>	Alta

Recomendación		Situación actual	Tipo de medida	Responsable de la propuesta y promulgación	Responsable de la ejecución, aplicación y supervisión	Implicaciones para el COES (y su interacción con los operadores de las centrales)	Esfuerzo y costos	Relevancia para la calidad del pronóstico (alta, media, baja)
Plazo	Acción recomendada							
Largo plazo (> 1 año)	Requerir un pronóstico que combine de manera óptima varios modelos meteorológicos	El pronóstico combinado no se aplica de manera consistente por parte de los operadores de plantas	El Procedimiento Técnico existente se modifica para que requiera que los operadores de plantas presenten un pronóstico combinado basado en al menos dos modelos meteorológicos	Propuesta: COES presenta un informe sobre los beneficios del pronóstico combinado, en comparación con la situación actual. Aprobación: Osinergmin, después de una consulta pública ('Proceso de audiencia pública')	Operadores de plantas: implementación del pronóstico combinado. Osinergmin: validar la existencia de un pronóstico combinado y auditar el cumplimiento	Revisar los pronósticos y notificar a Osinergmin en caso de indicios de que no se está aplicando un pronóstico combinado	COES: medium effort (proposal), low costs Osinergmin: little to medium effort Plant operators: no extra cost if combination forecasts are already in place, otherwise medium costs for implementation	Media
Largo plazo (> 1 año)	Implementar pronósticos centralizados con un proveedor de servicios externo	No existe un sistema centralizado de pronósticos en funcionamiento	Cambio de la Ley de Electricidad 28832 y Reglamento para COES. Modificación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real. Modificación del Procedimiento Técnico existente o introducción de una nueva regulación para COES	Propuesta: COES presenta un informe sobre los beneficios de los pronósticos centralizados de energía a MINEM y Osinergmin Aprobación: MINEM cambia la Ley de Electricidad 28832 y el Reglamento para COES para implementar pronósticos centralizados Osinergmin aprueba la modificación del Procedimiento Técnico después de una consulta pública	COES: preparar y llevar a cabo una licitación para contratar un proveedor de pronósticos	1-2 expertos para monitorear y evaluar pronósticos y coordinar con el proveedor de servicios	COES: Esfuerzo mediano para preparar la licitación y coordinar con el proveedor de pronósticos; estimación de costos anuales para un proveedor de servicios entre \$2,000 USD (una sola planta) y \$600 por planta (en un portafolio más grande de alrededor de 100 plantas), también dependiendo de los requisitos específicos de pronóstico. Para las 16 plantas actuales, el costo estimado es de 20,000 a 30,000 USD Osinergmin: Poco a mediano esfuerzo	Alta

Recomendación		Situación actual	Tipo de medida	Responsable de la propuesta y promulgación	Responsable de la ejecución, aplicación y supervisión	Implicaciones para el COES (y su interacción con los operadores de las centrales)	Esfuerzo y costos	Relevancia para la calidad del pronóstico (alta, media, baja)
Plazo	Acción recomendada							
Largo plazo (> 1 año)	Mayor frecuencia de actualización de pronósticos basada en datos en tiempo real	Actualmente, solo se proporcionan pronósticos con un día de anticipación y actualizaciones intradiarias tres horas antes	Modificación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real. Se modifica el Procedimiento Técnico existente para requerir pronósticos intradiarios a corto plazo de parte de los operadores de plantas y proveedores de servicios	Propuesta: COES presenta un informe sobre los beneficios de los pronósticos intradiarios a corto plazo Aprobación: Osinergmin aprueba la modificación del Procedimiento Técnico después de una consulta pública	Operadores de plantas/proveedores de servicios: implementación de más actualizaciones de pronósticos utilizando datos en tiempo real. Osinergmin: validar la entrega de pronósticos a corto plazo	Considerar pronósticos a corto plazo en la operación y proporcionar datos en tiempo real al proveedor de pronósticos	Operadores de plantas: costos bajos a medianos para establecer pronósticos a corto plazo	Alta
Largo plazo (> 1 año)	Mayor resolución temporal (cada 15 minutos)	Actualmente, valores cada 30 minutos			Operadores de plantas/proveedores de servicios: proporcionar pronósticos con una resolución de 15 minutos. COES: considerar valores cada 15 minutos en la operación	Ajustar procesos para habilitar el uso de valores cada 15 minutos	Operadores de plantas/proveedores de servicios: ningún o muy poco esfuerzo y costos. COES: poco esfuerzo para ajustar procesos y formatos para incorporar/requerir valores cada 15 minutos	Alta

Recomendación		Situación actual	Tipo de medida	Responsable de la propuesta y promulgación	Responsable de la ejecución, aplicación y supervisión	Implicaciones para el COES (y su interacción con los operadores de las centrales)	Esfuerzo y costos	Relevancia para la calidad del pronóstico (alta, media, baja)
Plazo	Acción recomendada							
Largo plazo (> 1 año)	Incorporar dispersión de modelos en los pronósticos	Los operadores de centrales no proporcionan dispersión de modelos en sus pronósticos	Modificación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real. Se modifica el Procedimiento Técnico existente para que exija a los operadores de las centrales que presenten un modelo extendido con su previsión	Propuesta: COES presenta un informe sobre los beneficios de las diferencias entre modelos para la operación del sistema y la propuesta de modificación de los Procedimientos Técnicos. Aprobación: Osinergmin, después de una consulta pública ('Proceso de audiencia pública')	Operadores de plantas/proveedores de servicios: proporcionar pronósticos de producción considerando la dispersión de modelos	Considerar la dispersión de modelos en la planificación y operación diaria.	Operadores de plantas/proveedores de servicios: ningún o muy poco esfuerzo y costos	Media



Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Nacional



GET.transform c/o Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
E info@get-transform.eu
I www.get-transform.eu
I www.giz.de

GET.transform is supported by

