



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

ANEXO 1

EVALUACIÓN DE OBSERVACIONES DE OSINERGMIN



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

EVALUACION DE LAS OBSERVACIONES DE OSINERGMIN

I. OBSERVACIONES NO ABSUELTAS O ABSUELTAS PARCIALMENTE SEGÚN LA SECCIÓN 3 DEL INFORME N° 574-2022-GRT DE OSINERGMIN

En el presente anexo, se resumen y evalúan las observaciones formuladas por Osinergmin a la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, que según el Informe N° 574-2022-GRT “Revisión de la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión (período 2023-2032)”, manifiestan que no han sido subsanadas o han sido solo parcialmente subsanadas por el COES.

Al respecto en el Oficio N° 1313-2022-GRT del 12/10/2022, Osinergmin señala que: *“las observaciones efectuadas por Osinergmin a la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión han sido subsanadas parcialmente, encontrándose pendiente, entre otros, que el contenido mínimo referido a algunos Proyectos Vinculantes que no está acorde con lo exigido en el artículo 23 de la Norma aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM”*.

Por lo tanto, en el presente anexo se evalúa las implicancias y efectos de tales observaciones no absueltas en la Propuesta Definitiva del PT 2023-2032.

3.1. Observaciones sobre el cumplimiento de Criterios y Metodología (numeral 3.1. del Informe de Osinergmin)

3.1.1. Observación General (numeral 3.1.1. del Informe de Osinergmin)

Observación de Osinergmin

Esta observación se refiere a los criterios adoptados por el COES respecto a la oferta considerara para el caso de las centrales con energías renovables no convencionales (ERNC).

Específicamente se solicitó al COES sustentar con mayor detalle cómo había definido las magnitudes de generación con Energías Renovables, para la elaboración de los escenarios de oferta de generación.

Respuesta del COES

En su respuesta el COES indicó que ha utilizado la información correspondiente a los proyectos con Estudios de Pre-Operatividad (EPOs) aprobados y/o en revisión a noviembre 2021; por lo que ha planteado escenarios de oferta en magnitud y ubicación por zonas para este tipo de generación con ERNC.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Osinergmin indica que la potencia del universo de proyectos de ERNC es aproximadamente 18 GW, potencia que supera la máxima demanda del SEIN. Por lo tanto, los escenarios de generación tienen una gran incertidumbre, toda vez que se debe formular escenarios de generación acordes con la demanda del SEIN.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que en las normas actuales no existen criterios específicos para la expansión del parque generador con ERNC; sin embargo, en los criterios expuestos por el COES se considera que los márgenes de reserva no resulten afectados. A este respecto, el COES ha informado entre otras respuestas a los interesados que: “el



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

incremento de la participación de proyectos de ERNC en el SEIN debe ir acompañado con la provisión de Servicios Complementarios en lo que respecta a regulación de frecuencia, reserva rotante, inercia del sistema, así como soporte de tensión, entre otros”; asimismo, también ha manifestado: “Hay que tener en cuenta que la provisión de los Servicios Complementarios de generación no se encuentra en la normativa actual del Plan de Transmisión”

Finalmente, Osinergmin da por absuelta la observación, pero formula la siguiente recomendación: *“dado que la actual norma que establece los criterios para la elaboración del Plan de Transmisión, no contempla un criterio específico para la expansión del parque de generación con ERNC, corresponde que el Ministerio de Energía y Minas establezca dichos criterios, a fin de reducir la incertidumbre de la expansión de la generación con ERNC, y de considerarlo necesario, incluir el tratamiento de los márgenes de reserva, ya que la provisión de Servicios Complementarios de generación se incrementaría en medida que se incremente este tipo de generación no convencional”*.

Evaluación de la observación:

La recomendación de Osinergmin es pertinente y constituye una recomendación para futuras actualizaciones del PT.

3.1.2. Premisas del Estudio (numeral 3.1.2. del Informe de Osinergmin)

A. Criterios de Aplicación del Artículo 14.3 del Reglamento de Transmisión

iii. Configuración de Barras de las Subestaciones y Líneas de Transmisión

Observación de Osinergmin

Para definir las configuraciones de barras de los proyectos del PT 2023-2032 se deben realizar estudios de confiabilidad, sobre todo en el caso de configuraciones de baja confiabilidad, como las de simple barra y de anillo. Por ejemplo, la SE Paragsha de 138 kV que es del tipo barra simple, y la SE Aguaytia, de tipo anillo. Ambas se han ido ampliando manteniendo la configuración de barras. En estos casos lo recomendable es un estudio de confiabilidad. Lo mismo para las derivaciones en T.

Respuesta del COES

Para el desarrollo de los Anteproyectos se han considerado las configuraciones definidas en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 (PR-20) (aprobado por Osinergmin).

Para las ampliaciones de subestaciones existentes en 138 y 60 kV, se considera la misma configuración existente; no se considera la reconfiguración de barras debido a las limitaciones de espacio, pero, sobre todo, debido a la complejidad de la titularidad del equipamiento nuevo y el existente, que dificulta la asignación de la concesión de tales proyectos.

Se sugiere que los proyectos de reconfiguración de barras en subestaciones existentes, sean propuestas por los mismos titulares en el marco de los proyectos del PIT.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Si bien puede haber limitaciones de espacio o complejidad, y los problemas con la titularidad del equipamiento nuevo y el existente pueden ser resueltos por las empresas



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

distribuidoras como proyectos PIT, o por los titulares de las instalaciones, “esto no excluye de la responsabilidad al PT de encontrar una solución adecuada en cumplimiento del objetivo señalado para el PT”.

Por otra parte, el PR-20, cuando se refiere a modificaciones (reconversión, repotenciación, ampliación y reubicación de instalaciones existentes) no tiene definido un criterio de confiabilidad, por lo que en este extremo no obliga a los proyectos a demostrar que se mejore o mantenga la seguridad y fiabilidad del sistema.

En conclusión, Osinergmin indica que, con relación a los estudios de confiabilidad para definir la configuración de barras y sus conexiones a la red de transmisión, debe señalarse que, esta observación ha sido absuelta parcialmente.

Evaluación de la observación:

Se entiende que la parte no absuelta de la observación, es que el COES debió haber efectuado estudios de confiabilidad para determinar la modificación de la configuración de barras, y de ser el caso, incluir la modificación de barras en los proyectos que incluyen ampliaciones en subestaciones existentes, tal el caso de Paragsha y Aguaytía.

Sin embargo, Osinergmin finalmente otorga su conformidad y opinión favorable a los proyectos ITC donde se incluyen ampliaciones a subestaciones existentes.

Por lo tanto, se debe considerar esta observación como una recomendación para futuras actualizaciones del PT.

iv. Verificación de las condiciones de operación del sistema en los estudios eléctricos del diagnóstico, planteamiento de soluciones y definición de compensación reactiva inductiva shunt

Observación de Osinergmin

Para garantizar que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas, el COES debe utilizar en primera instancia todos los medios disponibles para el control de tensión, entre ellos: modificar la tensión de referencia de la barra de envío, los taps de los transformadores, la capacidad de generación reactiva de los generadores. En particular, para las condiciones extrema de operación, el COES debe definir los requerimientos de reactores shunt que permitan la reposición rápida de las líneas en caso de colapsos del sistema y la operación en mínima demanda.

Respuesta de COES

En los estudios eléctricos del PT se estudian escenarios extremos de generación y demanda, y también para épocas de estiaje y avenida. Ante problemas de operación en mínima demanda se propusieron reactores shunt de barra en distintos puntos del sistema en las versiones anteriores del PT.

Asimismo, en los Anteproyectos se realiza el análisis de requerimiento de reactores shunt del proyecto, dado que estos son requerimientos de carácter operativo.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

No se concuerda con el criterio de que los reactores shunt sean definidos en la etapa de los Anteproyectos, dado que estos son requerimientos de carácter operativo. Al respecto, se debe indicar que el Planeamiento de la expansión de la transmisión define cómo se va operar el sistema en su horizonte de estudio, no habiendo diferencia de criterios técnicos, ya que no se podrá operar bien un sistema que no tiene los equipos que se requieren para este fin.

En la operación real se debe desconectar líneas de transmisión para controlar los niveles de tensión en las horas de menor demanda, a pesar que el COES recomendó reactores shunt en diversos puntos del sistema.

En conclusión, Osinergmin considera que debe revisarse los estudios para verificar el requerimiento de reactores shunt en el sistema.

Evaluación de la observación:

Esta es una observación de carácter general, y no precisa que proyectos del PT 2023 propuestos por el COES deben ser revisados o modificados, o eventualmente deban ser retirados del PT 2023. Por el contrario, Osinergmin ha otorgado su conformidad y opinión favorable a los proyectos propuestos en el PT

Por lo tanto, se recomienda que esta observación sea tomada en cuenta para futuras actualizaciones del PT.

B. Proyección de la Demanda

i. Inclusión de la Electromovilidad en la Proyección de la Demanda

Observación de Osinergmin

En el mundo, incluyendo a algunos países de Latinoamérica, se viene desarrollando la industria de la electromovilidad; sin embargo, a pesar de todos los pronósticos altamente prometedores, la electromovilidad aún tiene una baja participación del mercado peruano, pero se espera que en los próximos años se dé un crecimiento importante en la medida que los costos de su funcionalidad disminuyan y que las redes de carga crezcan.

Dado lo que viene sucediendo en otros países es inminente que el desarrollo de esta tecnología se dará en el período del estudio del PT 2023-2032, por lo que corresponde considerarla.

Por lo tanto, Osinergmin recomienda que el COES considere el efecto de la electromovilidad en la demanda del sistema en el PT 2023-2032.

Respuesta de COES

La incorporación de la electromovilidad (EMV) o la generación distribuida (GD) implica nuevos desafíos en el modelamiento de la demanda. Los efectos de estas actividades sobre la demanda son diversos, mientras que un incremento de la GD implica una reducción de la demanda de energía a nivel generación, el incremento de la EMV implicaría un aumento en la demanda global.

Los actuales modelos econométricos para pronóstico de la demanda no son capaces de captar estos efectos porque no existe suficiente información histórica. Una



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

vez que se consolide la participación de la ELM y la GD, se podrá incorporar su comportamiento y su efecto en la demanda global.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

El COES debe aplicar la experiencia internacional para incorporar esta demanda, que bien puede ser la de Chile u otros países de similar desarrollo al nuestro en el próximo PT 2025-2034

Evaluación de la observación:

La observación de Osinergmin recomienda que se aplique la experiencia internacional para incorporar la carga de electromovilidad en la actualización del próximo Plan de Transmisión (PT 2025-2034). Por lo que, es pertinente que el COES tome en cuenta esta recomendación para la próxima actualización del PT, así como se efectúen las modificaciones a la Norma.

C. Futuros de Oferta

i. Se registra errores en el texto sobre Agrupamiento de la Oferta

Observación de Osinergmin

En el numeral E.1 del Anexo E, el COES indica que “las centrales modeladas se clasificaron en 5 grupos importantes ordenados de mayor a menor certeza en cuanto a su ejecución, los cuales se presentan en el Anexo D”. Así mismo, indican del modelamiento de la variabilidad de la generación de energía renovable no convencional (ERNC) haciendo mención al Anexo D.

Al respecto, la observación es que el Anexo D trata de los futuros de Demanda y no de las centrales ni el modelamiento indicado.

Respuesta de COES

Se ha actualizado el Anexo correspondiente en la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Al actualizarse el Anexo, debe señalarse que esta ha sido parcialmente subsanada.

Evaluación de la observación:

Esta es una observación de forma, subsanada con el cambio de denominación del Anexo E. Por lo tanto, fue subsanada en la presentación de la Propuesta Definitiva.

ii. Objetividad en la Definición de Nudos de Oferta de generación

Observación de Osinergmin

Para la definición de los planes de expansión, el COES establece cinco grupos de centrales de generación:

Grupo 1: proyectos comprometidos hasta el 2024.

Grupo 2: proyectos de ERNC.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Grupo 3: proyectos de centrales térmicas CC en el sur que pueden ser construidas con el gaseoducto del Sur y centrales de CC en el norte por posible gaseoducto al norte.

Grupo 4: proyectos de centrales hidroeléctricas declaradas, según lista priorizada.

Grupo 5: proyectos de centrales térmicas para reserva fría.

Así mismo, COES señala que la tendencia actual de expansión de la generación en el mundo es el desarrollo de generación ERNC en reemplazo de grandes hidroeléctricas. Sin embargo, no incluya información objetiva de la situación de estos grandes proyectos de generación que avale su conclusión.

Adicionalmente, no queda claro la manera objetiva que le permite definir los futuros tipo “A” y “B” y los niveles de reserva de éstos. Es claro que los futuros tipo “B” tiene una mayor participación eólica, pero el COES no justifica cómo se establece el valor de reserva de 60% (por qué no 55% o 65% u otro valor); así mismo, es claro que la reserva para un futuro con mayor componente eólico es mayor que para un futuro térmico, pero tampoco justifica o sustenta el valor de 40% de reserva.

Respuesta de COES

Las premisas asumidas como criterio de reserva instalada de generación: 30% para futuros térmicos y 40% para futuros renovables, son valores referenciales dado que la reserva instalada de generación considerada en el estudio varía por cada caso.

Igualmente, el margen de reserva que garantiza una adecuada seguridad es establecido por el Osinergmin y se denomina Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO), cuyo valor actual es 33,47%. A la reserva resultante se descontó el aporte de las unidades definidas como Reserva Fría de Generación (RFG), con el cual se obtuvo un resultado de MRFO igual a 21,41% para el periodo mayo 2021 – abril 2025.

Tomando en cuenta que a futuro se espera una mayor participación de generación ERNC, para los escenarios con mayor inserción de ERNC se consideró una mayor reserva en el sistema de manera referencial, cuyo valor final será definido en los futuros estudios que desarrolle el OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

El COES señala que ha considerado la reserva del sistema, sin embargo, revisando el manual del MODPLAN no se evidencia que el modelo considere la reserva como parte de su modelamiento.

Evaluación de la observación:

La planificación de la generación no es parte de la elaboración del PT. Lo que establece la norma es que se formulen escenarios posibles de demanda-oferta, pero no establece el procedimiento o criterios para determinar los márgenes de reserva. Por lo tanto, se entiende que el COES al preparar los escenarios de demanda-oferta, asume ciertos criterios de margen de reserva razonables. El cálculo del MRFO, tal como lo señala el COES, es un proceso detallado, en el cual se considera la composición real del equipamiento de generación y los factores de indisponibilidad de cada planta.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Por otra parte, aunque Osinergmin encuentra que en el modelo MODPLAN no se evidencia que se considere el margen de reserva como parte de su modelamiento, esto no contradice los valores que figuran en los cuadros presentados por el COES como sustento.

Por lo tanto, esta observación no altera o modifica la composición de los proyectos vinculantes ni los de largo plazo, propuestos por el COES.

iii. Inclusión de Futuros con Penetración de Generación Distribuida y micro Generación Distribuida en las redes de Distribución y Subtransmisión

Observación de Osinergmin

El COES debe considerar escenarios futuros con diferentes niveles de desarrollo de la generación distribuida y micro generación distribuida, conectados a las redes de distribución y subtransmisión, que impactará en el horizonte de estudio, sobre todo en las zonas de mayor potencial eólico y solar.

Se debe tener en cuenta que, a pesar de no existir normas regulatorias precisas en nuestro país, desde hace pocos años se vienen instalando paneles solares y eólicos con o sin baterías de almacenamiento en la pequeña industria y viviendas que toman una parte de su demanda.

Respuesta de COES

La generación distribuida se encuentra dentro del Sistema de Distribución, por lo que no se modela como parte de la oferta sino como un descuento de la demanda.

De manera similar a la demanda por electromovilidad, la GD se podrá incorporar a los modelos de predicción de demanda una vez que se consolide su participación en el sistema peruano.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

La GD debe ser modelada como un descuento de la demanda, el COES debe verificar que está oferta haya sido incluida en la información recibida por los Agentes. Al respecto, se recomienda incluirla en el PT 2025-2034

Evaluación de la observación:

La observación de Osinergmin recomienda que el efecto de la GD se considere en la actualización del PT 2025. Por lo tanto, es pertinente que el COES tome en cuenta esta recomendación para la próxima actualización del PT.

iv. Cuadros Incompletos en la Formulación de la Lista de Proyectos con Mayor Posibilidad de ser Implementados en el Período de Estudio

Observación de Osinergmin:

En el numeral E.4 del Anexo E, el COES establece unos criterios para definir la lista de proyectos con mayor posibilidad de ser implementados en el largo plazo, para el período 2028-2032.

Al respecto, indica que para ordenar los proyectos según su certidumbre de implementación se evaluaron cuatro aspectos, siendo que la tabla de calificación del primer criterio, referido al tipo de concesión que tiene el proyecto o el que está en trámite, no ha



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

sido consignado, lo cual debe ser subsanado por el COES. En este sentido, no se logra entender qué significa las letras S, D y T de la Tabla E.12. en la cual se muestra el orden de la certidumbre de implementación de los proyectos hidroeléctricos. En el numeral 7.4 del Informe COES/DP-02-2022, se indica que se analizó la capacidad de transmisión para el desarrollo de tecnologías de generación de centrales con energías renovables no convencionales (ERNC) considerando los proyectos vinculantes del PT 2023-2032 en operación.

Además, se indica que, en abril de 2022, Osinergmin realizó diversas observaciones a la propuesta del Plan de Transmisión, respecto a los proyectos con certidumbre de implementación mostrados en la Tabla E.12 del Anexo E:

Respuesta de COES

Las potencias consideradas en el modelo corresponden a la última información de los proyectos enviados por sus titulares en la campaña de Información.

A continuación, detalla el sustento de los factores que se tomaron en cuenta en la elaboración de la tabla de clasificación para los proyectos enumerados en la observación de Osinergmin.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Respecto al numeral E.4 del Anexo E, se ha verificado que el COES ha efectuado la corrección en la PROPUESTA DEFINITIVA, para el periodo correspondiente (2028-2032); sin embargo, en la Tabla E.12 aún no se consigna la referencia de los valores utilizados como clasificador de la Concesión. Al respecto esta observación se encuentra parcialmente subsanada.

Sobre los otros puntos de la observación, Osinergmin encuentra las siguientes observaciones como parcialmente subsanadas:

- C.H. Santa Teresa II: COES no adjunta la última ficha entregada por la empresa, donde figura la potencia de 290 MW.
- C.H. Tingo I, C.H. Tingo II y C.H. Tingo III: Las potencias de los proyectos son de 302 MW, 222 MW y 67 MW, respectivamente; sin embargo, el COES no indica si se solicitó información para la actualización del PT 2023-2032
- C.H. Anto Ruiz III y C.H. Anto Ruiz IV: Las potencias de los proyectos son de 102 MW y 102 MW, respectivamente; sin embargo, el COES no indica si se solicitó información para la actualización del PT 2023-2032
- C.H. Belo Horizonte, figura con una potencia de 240 MW, sin embargo, el COES no considera que mediante RD N° 238-2016-MEM/DGAAE, se declaró la no conformidad al Informe Técnico para el Incremento de potencia, por lo que debería seguir consignándose la potencia instalada de 180 MW.
- C.E. Wayra Extensión y la C.E. Clemesi: se observó que las potencias consideradas no se encontraban acordes con la concesión (108 MW y 116.45 MW). El COES indica que ha actualizado las potencias a 165,3 MW para Wayra y 114,9 MW para Clemesi según los últimos EPO aprobados recientemente. Sin embargo, Osinergmin observa que, en el caso de la C.E. Wayra Extensión el COES no adjunta la ficha que sustente la potencia de 165,3 MW.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Evaluación de la observación:

La observación pendiente de absolución respecto a la tabla E.12, son sólo de forma, por lo que no influye en los resultados ni en la propuesta del PT 2023-2032.

Respecto a las observaciones sobre las potencias de los proyectos y los respectivos sustentos o falta de fichas, se observa que son de forma, y que no afectan o influyen en los resultados del PT 2023-2032.

v. ¿Cómo se asegura que el desarrollo conjunto de la generación y transmisión sea el más económico para el SEIN?

Observación de Osinergmin

El Plan de Transmisión no contempla el efecto de tecnologías de almacenamiento tipo BESS, en el uso de los sistemas de transmisión, para compensar la intermitencia de la generación renovable no convencional y/o para brindar servicios complementarios de reserva de generación.

Respuesta de COES

La normativa actual no contempla el uso de bancos de baterías como activo del sistema de transmisión.

Los servicios complementarios están en el ámbito de la generación y no de la transmisión, y deben ser analizados bajo un enfoque sistémico, mientras que el Plan de Transmisión tiene un alcance enfocado solo a la expansión del sistema de transmisión.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

La planeación de la expansión de un sistema de transmisión tiene que simular la operación del sistema en su conjunto con todos los recursos, entre ellos las BESS, y los servicios complementarios necesarios que la tecnología lo permita. Con la mayor penetración de ERNC esto se hace más urgente.

Se recomienda que en el próximo PT 2025-2034 se incluya todos los elementos disponibles que permitan optimizar la expansión del sistema de transmisión, incluyendo la simulación de la operación en su conjunto de los recursos disponibles.

Evaluación de la observación:

Osinergmin recomienda se incluyan todos los elementos disponibles que permitan optimizar la expansión del sistema de transmisión, lo cual deberá considerar el COES al elaborar la actualización del próximo PT 2025-2034. Así como, incluirse las adecuaciones en la Norma respectiva para incluir las tecnologías de almacenamiento.

vi. Los resultados de los despachos del MODPLAN no reflejan que se cubran los costos de generación eficiente

Observación de Osinergmin

Si bien la RM 129-2009 no contempla criterios de planificación de generación para determinar el Plan de Transmisión, es razonable esperar que los precios de las simulaciones del MODPLAN cubran los costos de inversión del inversionista, dado que lo que se busca es reflejar condiciones reales de uso del sistema de transmisión.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Para obtener una mejor representación del desarrollo de la generación más probable a desarrollarse a futuro, es necesario hacer una selección apropiada de los proyectos de generación, verificando que los CMGs cubran la inversión; lo ideal es que el MODPLAN pueda hacer la selección en base a que este modelo considere los costos nivelados de los proyectos de generación como datos de entrada u otra opción con otro modelo que complemente al MODPLAN.

Asimismo, dada la importancia en los resultados del PT, se recomienda que se realice una auditoría especializada a los modelos MODPLAN y TORC, por expertos internacionales, para verificar, como mínimo, la filosofía, criterios y la representación matemática de los equipos. Eventuales modificaciones deben poder ser aplicadas en la elaboración de futuras actualizaciones del PT.

Respuesta de COES

En los alcances de la normativa para elaborar el PT, no se contempla la planificación de generación, tampoco el análisis de proyectos de inversión de generación.

En el proceso de optimización de la transmisión, los resultados de costos marginales son solo indicativos.

Hay que tener en cuenta, de acuerdo con la Norma, que la planificación de la Transmisión Troncal no se formula exclusivamente por criterios de mínimo costo, como en las metodologías determinísticas, sino con una metodología de manejo de incertidumbre, con criterios de compromiso de la robustez en la utilización de la instalación, economía y confiabilidad.

Adicionalmente, al modelo MODPLAN fue aprobado por OSINERGMIN para su uso en la elaboración del Plan de Transmisión.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Se debe señalar que la ubicación de la generación es relevante para proyectar los flujos en las líneas de transmisión, si se consideran proyectos de generación en periodos donde los Costos Marginales no cubren su CAPEX y OPEX, se estaría sobredimensionando la capacidad de transmisión en las áreas donde tienen influencia estas centrales.

Evaluación de la observación:

Osinergmin no concluye en indicar si esta observación ha sido o no subsanada; sin embargo, se entiende que es válida la recomendación de realizar una auditoría especializada a los modelos MODPLAN y TORC por expertos internacionales. Por ser Osinergmin, el ente fiscalizador, correspondería a esta entidad efectuar la auditoría recomendada.

D. Futuros de Precios de Combustibles

i. Información presentada en el Anexo G

Observación de Osinergmin

En el Anexo G del Informe COES/DP-02-2022, las tablas G.4 y G.5 incluyen unidades de generación térmica que en la actualidad se encuentran fuera de Operación Comercial, e incluso ya han sido retiradas como en el caso de la Central de Emergencia Piura, entre otras.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Respuesta de COES

El Anexo G ha sido actualizado en la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Se ha verificado que en las tablas G.4 y G.5 del Anexo G aún figura la C.T. Tumbes la cual ya concluyó su Operación Comercial.

Por otro lado, se observa que en las tablas el COES no ha actualizado la potencia de algunas unidades de generación, como por ejemplo TG2 de la C.T. Aguaytía; asimismo, aún se aprecian diferencias en la potencia efectiva de algunas unidades como los ciclos simples y medios ciclos de la C.T. Ventanilla o el ciclo simple de la C.T. Las Flores

Evaluación de la observación:

Esta es una observación de forma que no afecta o altera los resultados del PT.

ii. ¿Por qué se adopta como referencia para el precio del gas natural en Perú, el precio del “Shale gas” utilizado por la EIA en Estados Unidos?

Observación de Osinergmin

Es necesario que el COES indique por qué se adopta la referencia de precios del gas natural utilizado por la US Energy Administration Information (EIA) para distintos escenarios del “Shale gas” en Estados Unidos, correspondientes al Energy Outlook 2019, siendo que la estructura de costos de GN de Estados Unidos es diferente al Perú.

Los Precios de GN en Estados Unidos se forman en un mercado de competencia, mientras que el precio del GN en Perú corresponde al de boca de pozo de Camisea, y responde a un precio con fórmula de actualización. Considerar para los proyectos de generación en Perú los precios de GN del EIA significa que el GN que utilicen sería importado.

Respuesta de COES

Para proyectar el precio del gas natural del año 2022 al año 2028 y 2032 se utilizan las tasas de crecimiento del precio proyectado de Gas Natural del EIA; es decir, se utiliza como referencia para calcular el Factor de Ajuste del precio de Gas en Boca de Pozo, considerando la estructura de precios de gas natural del Perú

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Se fuerza los precios de GN a seguir la tendencia internacional de variación de precios, cuando lo que se debe proyectar son las variables indexadas del factor de actualización del precio en boca de pozo de Camisea.

Evaluación de la observación:

Si bien es razonable la observación de Osinergmin, no se precisa cuál es su efecto en los resultados del PT. Según la Norma, aplicando el criterio energético el PT resulta de la formulación de distintos escenarios de generación-demanda, uno de cuyos factores es el precio del GN que determina los CMg que, como indica el COES, sólo son referenciales.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

En consecuencia, este es un aspecto que debe ser considerado en futuras actualizaciones del PT y los criterios y métodos para proyectar los precios de los combustibles, incluido el GN, deberían incorporarse en la Norma.

H. Base de Datos MODPLAN

iv. Proyectos de Centrales Hidráulicas en los Escenarios

Observación de Osinergmin

En el PT se ha considerado nueve (9) escenarios Generación- Demanda que involucran a los proyectos de centrales hidroeléctricas, embalses y trayectorias dentro de las cuales consideran que habrá más proyectos renovables que térmicas. El COES debe justificar la ausencia de proyectos hidráulicos en 10 escenarios teniendo en cuenta que para los grupos térmicos están considerando 19 escenarios y en el Plan de Transmisión anterior (P.T. 2021-2030) se consideró la misma cantidad de escenarios (17) para térmicos e hidráulicos

Respuesta de COES

Los escenarios de generación se elaboran considerando diferentes posibilidades de expansión de la generación para cubrir los escenarios de demanda.

Se considera mayor crecimiento diferenciado por zonas: Centro, Norte y Sur con diferentes tecnologías de generación para tener mayor exigencia en los enlaces de transmisión entre zonas

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Es correcto que se haga diferenciación por zonas, pero los valores deben corresponder con posibles escenarios reales de generación, los cuales deben cubrir su CAPEX y OPEX con los costos marginales que se obtengan, por lo cual esta observación se considera levantada parcialmente.

Evaluación de la observación

La observación respecto a que los CMg deben cubrir el CAPEX y OPEX de los proyectos.

v. Inconsistencias en parámetros registrados en el MODPLAN

Observación de Osinergmin

Con Oficio N° 488-2022-GRT del 25 de abril de 2022, Osinergmin realizó diversas observaciones a la propuesta del Plan de Transmisión, referidas a los parámetros de diversas centrales registradas en el MODPLAN. Entre los parámetros de las centrales observadas están:

- CT Tumbes, que está fuera de operación comercial desde julio 2021
- La unidad TG6 de la CT Malacas (50,76 MW) que se encuentra en Operación Comercial
- Central Fotovoltaica Yarucaya de 1,29 MW, que no ha sido considerada
- Falta modelar la unidad TG6 (CT Malacas 1 TG6), considerando la restricción del suministro de gas en la CT Malacas
- C.H. Lluclla: debe utilizarse la potencia de la Concesión Definitiva (288 MW) y no el valor de 300 MW que esta como dato del MODPLAN



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- C.E. Wayra Extensión, que está siendo considerada con una potencia de 165,3 MW
- La unidad TG2 de la CT Aguaytía corresponde actualizar su potencia a 90,04 MW.
- Ciclo combinado de la CT Ventanilla: corresponde actualizar su potencia ya que actualmente tiene una potencia de 471,62 MW con fuego adicional y 437,20 sin fuego adicional
- C.E. Tres Hermanas: debe consignarse 97.15 MW y no 90 MW
- C.E. Wayra I: su potencia instalada es de 132.3 MW, pero en MODPLAN figura 126 MW

Así mismo, una mayor inserción de generación RER no convencional tiene un impacto en el requerimiento de mayores valores de RPF y en mayor medida aumenta la RSF. Cada escenario de generación debe tener un grado aproximado de RSF en proporción al nivel de penetración. Por lo anterior, no considerar el efecto de la RPF y RSF en los despachos de generación afectan los análisis energéticos y eléctricos

Respuesta de COES

El COES dio respuesta a cada una de las observaciones indicando lo siguiente:

MODPLAN puede modelar los gasoductos, pero en el caso de Malacas no se dispone de la información necesaria.

Para la C.H. Lluclla, se está utilizando los datos de la última Ficha entregada por la empresa

Para la C.E. Wayra Extensión, Enel Green Power presentó a COES una actualización de su EPO modificando la potencia de 108 MW a 165,3 MW.

Las potencias efectivas de las centrales existentes CT Aguaytía-TG2, CT Ventanilla- Ciclo Combinado, CT Ventanilla-con fuego directo, CE Tres Hermanas, CE Wayra I, se actualizaron a las potencias efectivas indicadas de 90,04 MW, 471,62 MW, 437,20 MW, 97,15 MW y 132,3 MW respectivamente.

Respecto a la RPF y la RSF, están modeladas de manera indirecta en el margen de reserva de cada escenario. Por otro lado, dada la incertidumbre de la oferta de generación en el Largo Plazo y la metodología del PT, este modelamiento no tendría un efecto significativo en las conclusiones del estudio

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Osinergmin, luego de analizar las respuestas del COES encuentra lo siguiente:

- Sobre la C.T. Tumbes: observación subsanada
- Unidad TG6 de la C.T. Malacas: no ha sido considerada en la versión final
- Gasoducto de la C.T. Malacas: se acepta lo indicado
- C.H. Lluclla: COES no adjunta la ficha
- C.E. Wayra: COES no adjunta la ficha
- Unidad TG2 de la C.T. Aguaytía, el ciclo combinado de la C.T. Ventanilla, la C.E. Tres Hermanas y la C.E Wayra I: el COES ha efectuado las correcciones en el MODPLAN. Aceptado.

Modelamiento de la RPF y RSF: deben ser modelados de manera directa, ya que su efecto cada vez será mayor en la medida que aumente el nivel de penetración de la ERNC tal como



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

se prevé en los escenarios de generación del PT 2023 – 2032 y los criterios adicionales que defina el MINEM para el tratamiento de estos proyectos.

Evaluación de la observación:

Las Observaciones sobre los datos de las centrales de generación, si bien son pertinentes, las diferencias están dentro de los márgenes de incertidumbre de las proyecciones de demanda-oferta con los cuales se formulan los escenarios de estudio; por lo que no afectan los resultados del planeamiento de transmisión.

De manera similar los valores de RPF y RSF están dentro de los márgenes de incertidumbre de las proyecciones, y en la etapa de planeamiento se consideran dentro del margen de reserva total. Por lo tanto, si bien la observación es pertinente, su inclusión en la definición de los planes de transmisión no tendría un impacto significativo. Sin embargo, este aspecto podría incluirse en las eventuales modificaciones a la Norma y al modelo MODPLAN.

3.1.3. Plan de transmisión de Largo Plazo (numeral 3.1.3. del Informe de Osinergmin)

C. Impacto de la generación en el costo marginal

Observación de Osinergmin

Se verifica inconsistencias en los costos marginales obtenidos para diversos escenarios, los cuales son más bajos que los necesarios para que el inversionista en generación recupere su inversión (CAPEX y OPEX).

Se sugiere que el COES evalúe y se pronuncie con el sustento respectivo sobre la tecnología, potencia instalada y ubicación de generación estratégica requerida por el sistema a fin de mantener costos marginales uniformes en los bloques de demanda y que sean consistentes con un desarrollo auto sostenible de la generación eléctrica

Respuesta de COES

El objetivo de los escenarios de generación en las simulaciones del MODPLAN es estimar la variabilidad de los flujos de potencia en el sistema de transmisión, por lo que los costos marginales son solo referenciales.

Evaluar, proponer y sustentar la tecnología, potencia instalada y ubicación de generación estratégica requerida por el sistema, como se indica en la observación, corresponde a un ejercicio de planificación energética o de generación, lo cual no es parte del alcance del PT.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Los CMg son referenciales; sin embargo, el considerar proyectos de generación cuyos costos de inversión no sean cubiertos por los CMg no es una representación real de las condiciones de inversión de los Agentes y por lo tanto de su operación y por tanto los flujos en la transmisión no representarían condiciones posibles de ocurrir

Evaluación de la observación:

El desarrollo de nuevas plantas de generación en el Perú no está planificado ni regulado, las decisiones de inversión están en manos de los agentes privados, quienes deciden sus inversiones de acuerdo a sus propios criterios y expectativas. Por ello, el modelo de planificación de la transmisión se base en la formulación de diversos escenarios



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

razonablemente posibles. Además, la rentabilidad de los proyectos de generación no está determinada sólo por los CMg, sino por los precios esperados en los mercados de largo plazo y mercado libre.

En consecuencia, la observación de Osinergmin, no aporta mayor precisión al proceso de planificación de la transmisión.

D. Revisión de Proyectos de Largo Plazo

3. Proyecto “Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha – San Juan”

Observación de Osinergmin

Según lo indicado por el COES, este proyecto se origina como resultado de la solución por Análisis Energético. Consiste en la repotenciación de una línea en 67% adicional a su capacidad actual, pero que no necesariamente implica cambios de conductores o estructuras, y señala que las líneas en el país son de capacidades “declaradas” que son “bajas” comparadas a las capacidades nominales en otros países para el mismo nivel de tensión.

Cabe indicar que la capacidad de la línea tiene que ver con la decisión que se tomó cuando se diseñó la línea para la carga requerida a transmitir, por lo que, para incrementar su capacidad se requiere efectuar diferentes adecuaciones.

En el Anteproyecto se señala que se aumentará la capacidad de 152 MVA a 250 MVA, pero no muestra cálculos justificativos de la capacidad requerida con simulaciones eléctricas, ni qué acciones efectuará para llegar a esa capacidad.

Se considera que este proyecto debe revisarse en su alcance y su precisión determinando lo que será necesario hacer para llegar a la potencia requerida.

Respuesta de COES

El conductor de fase de la línea de transmisión 220 kV Pomacocha – San Juan es el ACSR Curlew de 592 mm², que, para un límite térmico de 75 grados, puede transportar una potencia superior a 300 MVA; en este sentido, no sería necesario el cambio de conductor, y el trabajo se enfocaría en lograr cumplir las distancias de seguridad del conductor al terreno.

No obstante, el proyecto se prevé para el largo plazo y su propuesta como parte del plan vinculante dependerá del desarrollo del sistema.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Este proyecto deberá ser verificado en su magnitud y alcance en los siguientes PT.

Evaluación de la observación:

Este proyecto fue aprobado en el PT 2013-2022 y posteriormente retirado en el PT 2021-2030, por no haberse logrado su implementación. Por lo tanto, el COES debería considerar esta situación al momento de plantear alternativas de refuerzo de esta línea.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

4. Proyecto “Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca”

Observación de Osinergmin:

Similar al proyecto Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha – San Juan

Evaluación de la observación

Este proyecto fue aprobado en el PT 2013-2022, y posteriormente retirado, en el PT 2021-2030, por no haberse logrado su implementación. Por lo tanto, el COES debería considerar esta situación al momento de plantear alternativas de refuerzo de esta línea.

5. Proyecto “Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma – Marcona

Observación de Osinergmin

Según el COES este proyecto se origina como resultado de la solución por Análisis Energético.

Se propone pasar de una potencia actual de 180 MVA a 450 MVA, y no se trata de aumentar su capacidad en 75% sobre su capacidad nominal actual, sino en más del 150%, teniendo en cuenta que anteriormente se hicieron obras para repotenciar esta línea para pasar de 152 MVA a 180 MVA.

El Anteproyecto señala que se aumentará la capacidad de 180 MVA a 450 MVA, pero no muestra cálculos justificativos de la capacidad requerida con simulaciones eléctricas, ni qué acciones efectuará para llegar a esa capacidad.

Respuesta de COES

El conductor de la línea de transmisión es ACAR de 442 mm², que con un límite térmico de 75°C puede transportar una potencia del orden de 300 MVA; por lo que será necesario el cambio de conductor; una alternativa podría ser el cambio a dos conductores por fase y reforzar las estructuras de la línea, además de verificar cumplir las distancias de seguridad del conductor al terreno para la futura potencia de transmisión; otra alternativa sería el empleo de conductores de alta capacidad térmica, con el cual no sería necesario reforzar las estructuras.

Puesto que es un proyecto a largo plazo, en futuras actualizaciones del PT podrá evaluarse mejor este proyecto.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

El análisis es similar al realizado para el proyecto “Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan. Se agrega que el proyecto en magnitud es completamente diferente al planteado por lo que se recomienda que este tipo de proyectos deben tener un nivel de Ingeniería mínimo.

Evaluación de la observación:

Los proyectos de repotenciación deben ser cuidadosamente evaluados en futuras actualizaciones del PT, tomando en cuenta las dificultades de asignación del proyecto (concesión). Además, deben contar con un anteproyecto detallado que identifique las modificaciones o cambios a realizar.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

6. Proyecto “Nueva SE Hub San José 500/220 kV (Tercer Transformador)”

Observación de Osinergmin

Según lo indicado por el COES, este proyecto se origina como resultado de la solución por Análisis Eléctricos de seguridad y calidad de la operación del sistema.

Pero tal inversión debe sustentarse en su oportunidad con proyectos y compromisos de inversión a firme.

Con respecto a la alternativa única presentada, se solicita evaluarla en el contexto de la decisión que se pueda tomar con el ITC del Área de Demanda 9 para el sistema eléctrico Repartición- Mollendo

Respuesta de COES

El proyecto se prevé para el largo plazo debido al alto requerimiento de instalación de proyectos renovables propuestos en los EPOs. Sin embargo, para ser considerado como parte del plan vinculante en futuras actualizaciones del PT, dependerá del desarrollo de los nuevos proyectos de generación en San José.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Este proyecto de largo plazo deberá revisarse en los siguientes PT, y se debe evaluar en el contexto de la decisión que se pueda tomar con el ITC del Área de Demanda 9 para el sistema eléctrico Repartición- Mollendo.

Evaluación de la observación:

El proyecto vinculante ITC “Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición, ampliaciones y subestaciones asociadas” tiene opinión favorable de Osinergmin. En este proyecto se incluye la primera etapa de la SE Hub San José y la adquisición del terreno para la SE completa. Por lo tanto, la observación queda absuelta.

7. Proyecto “FACTS Serie en LT 500 kV Poroma - Ocoña”

Observación de Osinergmin

Según el COES, este proyecto resulta de la solución por Análisis Eléctricos de seguridad y calidad de la operación del sistema. Al respecto, se debe tomar en cuenta las observaciones a los demás proyectos sobre la utilización de FACTS Serie como única alternativa.

Respuesta de COES

El proyecto se prevé para el largo plazo por lo que podrá ser revisado en futuras actualizaciones del PT en función del desarrollo de mayores flujos de carga en el enlace Centro-Sur, puesto que los equipos FACTS Serie fueron propuestos para el control de los mencionados flujos. Cabe indicar que estos equipos presentan características como la neutralidad a la resonancia subsíncrona o la posibilidad de controlar la exposición a este fenómeno.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Este proyecto de largo plazo deberá revisarse en los siguientes PT. Al respecto, debe tomarse en cuenta lo señalado en el análisis en el ítem v literal A del numeral 3.1.2 Criterios de aplicación de Análisis de Resonancia Subsíncrona (RSS).

Evaluación de la observación:

Se concuerda en que el proyecto de compensación serie mediante equipos FACTS en la línea Ocoña-Poroma deberá ser revisado en futuras actualizaciones del PT. Sin embargo, Osinergmin ha dado su conformidad a 3 proyectos vinculantes del PT 2023-2032 que incluyen la instalación de equipos FACTS serie: “Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV”, “Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba” y el proyecto ITC “Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho”.

Por lo tanto, el proyecto “FACTS Serie en LT 500 kV Poroma – Ocoña” quedará condicionada a la revisión de los proyectos de largo plazo en el PT 2025-2034.

8. Proyecto “Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera en la SE Pariñas 500/220 kV”

Observación de Osinergmin

De acuerdo con lo indicado por el COES, este proyecto se origina como resultado de la solución por Análisis Eléctricos de seguridad y calidad de la operación del sistema.

El escenario de generación que COES señala como sustento para el Proyecto no ha sido considerado en los escenarios de generación.

La opción no ha sido evaluada a través del MODPLAN, no se presenta análisis de Operación en estado estacionario en condiciones normales. Así mismo, el COES no realiza un análisis de Máxima Inserción / Inyección de RER-NC que podría conectarse individualmente por área o subestación del SEIN.

Respuesta de COES

En la versión de la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión se incluyen los sustentos del análisis N-1 de la Norma.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Se considera que este proyecto de largo plazo deberá revisarse en los siguientes PT, en función a las condiciones que se presenten. Sin embargo, consideramos que debe haber una coherencia entre la capacidad de inyección con los escenarios de generación incluidos.

Evaluación de la observación:

Se concuerda con Osinergmin en la necesidad de que este proyecto debe revisarse en futuras actualizaciones del PT.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

9. Proyecto “SE “Hub” Montalvo y transformación 500/220 kV

Observación de Osinergmin:

Según lo indicado por el COES, este proyecto se origina como resultado de la solución por Análisis Eléctricos de seguridad y calidad de la operación del sistema.

COES señala como sustento para su inclusión en el largo plazo, por el potencial de 2150 MW de proyectos solares (EPOs aprobados y en revisión) por lo que se requiere un tercer transformador para poder evacuar esta magnitud de generación.

El escenario de generación que COES señala como sustento para el Proyecto, no ha sido considerado en los escenarios de generación

La opción propuesta por COES no ha sido evaluada a través del MODPLAN, no se presenta análisis de Operación en estado estacionario en condiciones normales. Así mismo, el COES no realiza un análisis de Máxima Inserción / Inyección de RER-NC que podría conectarse individualmente por área o subestación del SEIN.

Por otra parte, la valorización de los costos de inversión debe ser detallados, e incluso revisar el documento del Anteproyecto.

Respuesta de COES

El proyecto en mención se prevé para el largo plazo y dependerá de un mayor desarrollo de proyectos ERNC en las subestaciones Moquegua y Montalvo.

Asimismo, en la versión de la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión se incluyen los sustentos solicitados por Osinergmin.

Finalmente, en cuanto a la valorización, se corrigió el texto y detallaron los costos del Anteproyecto de Largo Plazo

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Este proyecto es de largo plazo y deberá revisarse en los siguientes PT. Al respecto, consideramos que debe haber una coherencia entre la capacidad de inyección con los escenarios de generación incluidos.

Evaluación de la observación:

Se concuerda con Osinergmin, en la necesidad de que este proyecto debe revisarse en futuras actualizaciones del PT.

10. Proyecto “Ampliación de la SE Yarabamba Transformador 500/220 kV (2do)”

Observación de Osinergmin:

Según lo indicado por el COES, este proyecto se origina como resultado de la solución por Análisis Eléctricos de seguridad y calidad de la operación del sistema, indicando que dará un punto de acceso adicional al potencial RER de la zona.

Sin el proyecto, en condiciones de contingencia del año 2032 se calculan altas sobrecargas, desde 43% hasta 82% en las líneas de 220 kV Socabaya – Moquegua, para los escenarios de generación mayormente renovable y térmico, mientras que se



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

presentarán sobrecargas de 25% para la línea Muyurina – Cotaruse para los escenarios de generación mayormente renovable.

Se recomienda incluir un análisis similar en estado estacionario y contingencias para el año 2037, de manera que la magnitud del proyecto tenga validez en el largo plazo. Además, se necesita incluir el análisis dinámico del sistema, ante contingencias en el sistema.

Respuesta de COES

El proyecto en mención se justifica en el año 2032, por lo que para años posteriores (2037) su necesidad será mayor, en consecuencia, no será necesario evaluaciones adicionales. Los análisis dinámicos considerando diversas contingencias en el sistema se realizaron para el año 2032.

En cuanto a la valorización, se corrigió el texto y detallaron los costos del Anteproyecto de Largo Plazo.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Este proyecto es de largo plazo, por lo que deberá revisarse en los siguientes PT en función de las condiciones que se presenten.

En cuanto a la corrección de textos y costos se han corroborado su inclusión.

Evaluación de la observación:

Se concuerda con Osinergmin, en la necesidad de que este proyecto debe revisarse en futuras actualizaciones del PT.

11. Proyecto “SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV”

Observación de Osinergmin:

El COES indica que este proyecto se origina como resultado de la solución por Análisis Eléctricos de seguridad y calidad de la operación del sistema, y además, dará un punto de acceso adicional al potencial RER de la zona.

Se recomienda incluir un análisis similar en estado estacionario y contingencias para el año 2037, de manera que la magnitud del proyecto tenga validez en el largo plazo. Además, se necesita incluir el análisis dinámico del sistema, ante contingencias en el sistema para el año 2037.

También es necesario se presente el detalle de los costos de las alternativas de proyecto,

Respuesta de COES

El proyecto se justifica para el año 2032, por lo que para años posteriores (2037) su necesidad será mayor, en consecuencia, no será necesario evaluaciones adicionales. Los análisis dinámicos considerando diversas contingencias en el sistema se realizaron para el año 2032.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

En cuanto a la valorización, se corregirá el texto del Anteproyecto y detallará la valorización de costos del Anteproyecto de Largo Plazo.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Este proyecto es de largo plazo, por lo que deberá revisarse en los siguientes PT en función de las condiciones que se presenten. En cuanto a la corrección de textos y costos se ha corroborado su inclusión.

Evaluación de la observación:

Se concuerda con Osinergmin, en la necesidad de que este proyecto debe revisarse en futuras actualizaciones del PT.

3.1.4. Plan Vinculante (numeral 3.1.4 del Informe de Osinergmin)

A. Análisis y Propuestas de Solución

1. Todos los Planes planteados para el análisis Trade-Off / Risk / Minimax, deben contener proyectos en cada Zona Eléctrica, que resuelvan total o parcialmente los problemas identificados en cada zona

Observación de Osinergmin

Todos los Planes planteados para el análisis Trade-Off / Risk / Minimax, deben contener proyectos en cada Zona Eléctrica, que resuelvan total o parcialmente los problemas identificados en cada zona.

Se observa que hay 1 proyecto que se considera en todos los planes, el proyecto “Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas”, mientras que hay otros proyectos que solo se consideran en un plan, como “Seccionamiento de la LT 220 kV Mantaro -Pachachaca en la SE Huayucachi”, “Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma – Marcona” y “SE “Hub” San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV”. Al respecto el COES debe explicar por qué no se realiza una mejor combinación de los proyectos, de manera que se tenga planes que compitan tanto técnica como económicamente.

Respuesta de COES

Según la metodología utilizada en el PT el análisis de Trade-Off/Risk se realiza para el año horizonte donde se determina el Plan de Largo Plazo (2032). En base a este Plan de Largo Plazo se proponen los planes candidatos para el Plan Vinculante (2028), el cual es un adelanto del Plan de Largo Plazo.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Se reitera la observación. Adicionalmente se observa que los proyectos deben tener una ingeniería mínima de manera que sus costos sean razonables y compitan adecuadamente.

Evaluación de la observación:

Los planes para el análisis Trade Off / Risk / Minimax, se formulan en las etapas iniciales de elaboración del PT. La selección de los proyectos de cada plan resulta del diagnóstico



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

inicial y como consecuencia de ello algunos proyectos resultan ser únicos, cuando no hay alternativas posibles. Además, debe considerarse las restricciones sobre el número posible de combinaciones que pueden ser evaluadas.

Por otra parte, Osinergmin no precisa si esta observación afecta el proceso de elaboración del PT y por lo tanto sus resultados. Por el contrario, al aprobar los proyectos resultantes del Plan Vinculante, avala y otorga conformidad a los resultados del PT.

En consecuencia, esta observación debería ser considerada en futuras actualizaciones del PT y en eventuales modificaciones a la Norma o al RT.

Asimismo, con la finalidad de que estas observaciones no se formulen en la etapa final de elaboración del PT, sería conveniente que Osinergmin participe activamente desde el inicio del proceso de actualización del PT y pueda validar oportunamente los planes que se evalúan por el método Trade Off Risk / Minimax.

B. Consolidado y Descripción del Plan Vinculante

1. La importancia económica de los análisis complementarios al análisis TradeOff/Risk/MINIMAX es muy alta en el Plan Vinculante de 2028 y han sido incorporados sin participar en el proceso de optimización técnico-económica del análisis TOR/MINIMAX. ¿Cómo se demuestra que son proyectos que están en el codo de la superficie multidimensional de atributos?

Observación de Osinergmin

La importancia económica de los análisis complementarios al análisis TradeOff/Risk/MINIMAX es muy alta en el Plan Vinculante del 2028 y han sido incorporados sin participar en el proceso de optimización técnico-económica del análisis TOR/MINIMAX. ¿Cómo se demuestra que son proyectos que están en el codo de la superficie multidimensional de atributos?

El Plan de Transmisión Vinculante o de Largo Plazo, logrado por la aplicación de las técnicas Trade-Off / Risk / MINIMAX, es incompleto porque solo trata de solucionar las necesidades de transmisión para asegurar que en la condición N; es decir, con el sistema de transmisión completo, no habrá congestiones o sobrecargas de líneas y transformadores.

El análisis de confiabilidad N-1, se aplica a los casos en que sale un elemento de transmisión por mantenimiento o una contingencia, y se forma una isla en el SEIN. Sin embargo, este criterio, a diferencia del criterio Trade-Off / Risk / MINIMAX, no hace competir a varios proyectos que puedan resolver el problema; el proyecto individualizado es incorporado automáticamente al Plan de Transmisión.

Respuesta de COES

Según la Norma, el análisis de confiabilidad N-1 y los análisis eléctricos sustentados en el Artículo 14.3 de la Norma se encuentran separados del análisis Trade-Off/Risk. El análisis de confiabilidad N-1 se aplica en sistemas radiales, los análisis eléctricos sustentados en el Artículo 14.3 de la Norma se aplican para cumplir criterios de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN, y el análisis Trade Off/Risk se aplica bajo un



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

criterio de incertidumbres para resolver congestiones en el SEIN. Todos estos análisis resuelven diferentes problemas en el ámbito de la planificación de la transmisión.

No obstante, cabe aclarar que las propuestas de cambios y mejoras en la metodología del PT se encuentran fuera del alcance del Informe del PT, por lo que deberán ser gestionadas en otra instancia.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Se reitera la observación, pues se considera no absuelta.

Evaluación de la observación:

Esta observación se refiere a la metodología de elaboración del PT, tal como está establecido en la Norma y que ha sido aplicada por el COES en anteriores actualizaciones del PT.

Si bien los aspectos observados son válidos, también son válidos los análisis y sustentos del COES, pero estos aspectos debieron ser formulados previo al proceso de elaboración del PT 2023-2032.

En consecuencia, es recomendable que Osinergmin, en base a estas observaciones, formule modificaciones a la Norma y a los procedimientos de actualización del PT, tal que puedan aplicarse en la elaboración del PT 2025-2034.

2. Se muestra que el Plan de Largo Plazo y el Plan Vinculante no son eficaces para resolver los problemas detectados “ANÁLISIS ELÉCTRICOS DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2023 - 2032” Anexo L.

Observación de Osinergmin

El análisis eléctrico para el año 2028, que compara el Plan Base con el Plan Vinculante, muestra que el Plan Vinculante no resuelve completamente los problemas de tensiones bajas en Lima para el escenario 3BS1-2028 en condición de operación normal, así mismo, en diversas áreas y escenarios, varias líneas operarían congestionadas. También se verifica que las sobrecargas en líneas y transformadores de transmisión se acrecentarían ante la ocurrencia de contingencias. Por lo anterior serían necesarios ajustes, o sea otros proyectos, para los casos no resueltos.

De modo similar, el análisis eléctrico para el año 2032 muestra que el Plan de Largo Plazo no resuelve completamente los problemas de tensiones bajas y sobrecargas que se presentan en diversas áreas en condiciones de operación normal, así mismo, diversas líneas operarían congestionadas; también se verifica que las sobrecargas en líneas y transformadores de transmisión se acrecentarían ante la ocurrencia de contingencias. Por lo anterior, serían necesarios ajustes, o sea otros proyectos, para los casos no resueltos

Respuesta de COES

Los problemas de baja tensiones en Lima en distintos escenarios analizados se solucionan con la inclusión de los proyectos ITC del Área de Demanda 6 y 7 propuestos en este PT. Por otro lado, la sobrecarga de la LT 220 kV La Planicie-Industriales en la zona de Lima, se soluciona con el ingreso del proyecto ITC tercer circuito La Planicie-Industriales



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Para el año 2032, en condiciones normales se muestran sobrecargas en las líneas 500 kV Poroma- Ocoña y Ocoña-San José, a pesar de la inclusión de los proyectos de largo plazo. Al respecto, se debe resaltar que las simulaciones presentadas en el Anexo L, consideran el equipo FACTS Serie del enlace 500 kV Poroma- Ocoña con un nivel de compensación de 50%. Con el control de flujo de potencia con los equipos FACTS, se solucionan las sobrecargas reduciendo el nivel de compensación.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Los proyectos del Plan Vinculantes deben solucionar los problemas del Diagnóstico hasta el 2028, para el largo plazo los proyectos de esta etapa igualmente deberían ser suficientes con las condiciones de demanda y oferta prevista.

Evaluación de la observación:

Las proyecciones de mediano y largo plazo tienen un alto grado de incertidumbre y las simulaciones para los análisis eléctricos no pueden abarcar la totalidad de situaciones operativas, por lo que sus resultados son solo indicadores de que la solución es adecuada.

Por otra parte, Osinergmin no precisa cual es el efecto de esta observación sobre los resultados del PT 2023-2032; por el contrario, otorga su conformidad y manifiesta estar de acuerdo con los proyectos del Plan Vinculante, salvo algunas observaciones al diseño de la instalación de Reactores Serie en enlace 220 kV Chilca CTM - Chilca Uno, que se evaluarán a continuación.

C. Revisión de Proyecto Vinculantes

5. Proyecto “Reactores Serie en enlace 220 kV Chilca CTM - Chilca Uno, en SET Chilca CTM

Observación de Osinergmin

Si bien los cálculos de corto circuito justifican la necesidad de limitadores de corriente para no exceder la capacidad de los interruptores de la SE Chilca Uno, se recomienda que el cálculo de la máxima corriente de cortocircuito se realice considerando el despacho de la máxima generación local disponible en la zona. Así mismo, es necesario que el cálculo se realice tomando en cuenta la generación e instalaciones más probables en el 2032 y 2037, de manera que la magnitud de la reactancia calculada tenga validez en el largo plazo. Además, incluir el análisis de la influencia de la reactancia serie en la estabilidad del sistema y en particular de la central Chilca Uno, así mismo un análisis de TRV (Transient Voltage Recovery) para verificar este efecto en los interruptores

Además de la solución propuesta con reactores de núcleo de aire, el COES pudo haber evaluado también otras opciones tales como:

- Alternativa 2: Que el dueño de la instalación Chilca Uno cambie los equipos necesarios haga los refuerzos para adaptarla a la capacidad de la instalación a la cual se conecta.
- Alternativa 3: Utilizar equipos limitadores de corriente de falla (FCL, “Fault current Limiters”).
- Alternativa 4: Que el FCL o la reactancia serie de núcleo de aire, se instale acoplado las barras de 220 kV de la SE Chilca Uno en paralelo con el acoplamiento de barras.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- Alternativa 5: Que el FCL o la reactancia serie de núcleo de aire, se instale acoplado las barras de 220 kV de la SE Chilca CTM en paralelo con el acoplamiento de barra.

También es necesario se presente el detalle de los costos del proyecto, incluyendo las particularidades de un reactor serie de núcleo de aire, como es seccionadores de puesta a tierra antes y después del reactor serie, seccionador de puente del reactor para utilizarse en caso de falla del reactor serie, malla de aislamiento, etc. Se debe verificar que exista el espacio suficiente en donde se ubique el equipo en todas las alternativas.

Respuesta de COES

Los análisis se realizaron inicialmente considerando diversos escenarios de generación previstos en el PT, que presentan mayor generación en la zona de Lima. No obstante, el diseño se realizó considerando una mayor participación en el cortocircuito de la barra de conexión alcanzando el valor de 63 kA en la SE Chilca CTM, por lo que se considera condiciones extremas que podrían ser vistas en el largo plazo. Los análisis de TRV se incluyen en los Anteproyectos correspondientes.

La solución de reactores de núcleo de aire son las más convenientes debido a su bajo costo, y porque no producen problemas de estabilidad, debido que las centrales Chilca Uno y Chilca 2, se encuentran conectadas a un nodo fuerte del sistema (SE Chilca CTM).

Los proyectos del PT deben conectarse en instalaciones de transmisión del SEIN y no en instalaciones de la generación.

La propuesta de conexión de un FCL entre las barras de la SE Chilca CTM podría reducir la confiabilidad y hace menos flexible la operación ante mantenimientos de las barras.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

COES no dio respuesta a la observación sobre el detalle de los costos del proyecto, incluyendo las particularidades de un reactor serie de núcleo de aire, que requiere de seccionadores de puesta a tierra antes y después del reactor serie, seccionador de puente del reactor para utilizarse en caso de falla del reactor serie, malla de aislamiento, etc. Además, se debe verificar que exista el espacio suficiente en donde se ubique el equipo en todas las alternativas.

Posteriormente, Osinergmin precisó que en el Anteproyecto respectivo no se ha incluido seccionadores de puesta a tierra y seccionador de puente del reactor, que son necesarios para las maniobras de los reactores en casos de mantenimiento; además que es una configuración que se está utilizando en instalaciones similares del Perú.

Evaluación de la observación:

Respecto a la observación de Osinergmin, sobre la necesidad de incluir seccionadores de puesta a tierra y seccionador de puente del reactor, el COES precisó que, puesto que el reactor debe estar conectado permanentemente no se necesita seccionador by pass, y que para colocar a tierra los reactores, se hará con los seccionadores de puesta a tierra de las celdas CL-2101 y CL-2102 de la S.E. Chilca CTM. Para poner tierra en el mismo reactor se usarán tierras portátiles.

Finalmente, Osinergmin indicó que luego de las precisiones y aclaraciones presentadas por el COES, se ha levantado las observaciones realizadas en forma parcial; sin embargo,



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

por ser parte del sistema Troncal, queda a potestad del Ministerio la aprobación del proyecto.

La opinión del Ministerio es que, siendo el COES la entidad técnica encargada de verificar y aprobar que las instalaciones futuras tengan las facilidades operativas y cumplan los requisitos técnicos mínimos para su conexión al SEIN, al proponer el proyecto como parte del PT 2023-2032 está implícitamente aprobando la configuración técnica del proyecto tal como figura en el anteproyecto respectivo.

3.1.5. Comprobación de la Validez del Plan al Quinto Año Adicional al Horizonte del Estudio (numeral 3.1.5. del Informe de Osinergmin)

1. No se realiza la comprobación de la validez del plan al quinto año adicional al horizonte del estudio

Observación de Osinergmin:

El COES no presenta los siguientes análisis:

- Calcular HDN y MFI del Plan y compararlos contra los valores recomendados en la Norma.
- Calcular el criterio N-1 para el año 2037 de las opciones que se justificaron por dicho criterio en el 2030, y compararlos contra el valor recomendado en la Norma.

Por lo anterior no se puede evaluar el grado de robustez del Plan de Largo Plazo seleccionado al 2037, así como, identificar sus atributos del análisis Trade-Off / Risk / MINIMAX.

Respuesta de COES

Los análisis solicitados se han añadido en el numeral 6.2 y 6.3 del Informe principal de la Propuesta Definitiva del Actualización del Plan de Transmisión

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

Se ha verificado que COES no ha añadido los numerales 6.2 y 6.3 en el Informe de la Propuesta Definitiva del Actualización del Plan de Transmisión

Evaluación de la observación:

En efecto, en el Informe COES/DP-02-2022 no figuran los numerales 6.2 y 6.3. Sin embargo, los análisis de validez del plan al quinto año 2037 figuran en el Anexo K del Informe: CÁLCULO DE ATRIBUTOS, específicamente en el numeral K.4: Cálculo de Atributos para el Quinto año Adicional (2037).

3.1.6. Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) (numeral 3.1.6 del Informe de Osinergmin)

En la sección 3.1.6, Osinergmin efectúa una serie de observaciones relativas a los procedimientos y criterios aplicados por el COES para diagnosticar las necesidades de las diferentes áreas de demanda, formular las alternativas de solución (proyectos ITC) y evaluar técnica y económicamente las diversas opciones de proyectos.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Asimismo, presenta observaciones al proceso de formulación de los proyectos ITC de cada área de demanda, y también sobre los proyectos ITC propuestos por el COES.

La mayoría de las observaciones fueron absueltas o parcialmente absueltas.

Osinerghmin en su Informe N° 574-2022-GRT, expresa su conformidad y opinión favorable a la inclusión de los siguientes proyectos ITC:

- 1) Proyecto ITC “Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas.
- 2) Proyecto ITC “Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz”.
- 3) Proyecto ITC “Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito)”.
- 4) Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis.
- 5) Proyecto ITC “Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo”.¹
- 6) Proyecto ITC “Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas”.
- 7) Proyecto ITC “Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito.”.
- 8) Proyecto ITC “Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica”
- 9) Proyecto ITC “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas”
- 10) Proyecto ITC “Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas”
- 11) Proyecto ITC “Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas”
- 12) Proyecto ITC “Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas

Asimismo, Osinerghmin indica que los siguientes proyectos ITC deben ser revisados:

- 13) Proyecto ITC “Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas”.
- 14) Proyecto ITC “Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa)”.
- 15) Proyecto ITC “Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas”.
- 16) Proyecto ITC “Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”.

Posteriormente, en respuesta a la solicitud del MINEM para precisar los aspectos observados, efectuada mediante Oficio N° 1960-2022-MEM/DGE del 04.11.2022, Osinerghmin, con Oficio N° 1388-2022-GRT del 15.11.2022, comunicó al Ministerio su opinión favorable para que los proyectos ITC observados sean incluidos como proyectos vinculantes en el PT 2023-2032, toda vez que el COES amplió y precisó de mejor manera los sustentos complementando así la absolución de observaciones.

¹ En el informe N° 574-2022-GRT de Osinerghmin por error figura como nombre: “Ampliación de la capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica”.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

En consecuencia, Osinergmin dio su opinión favorable para que los proyectos ITC antes observados sean incluidos en el PT 2023-2032.

El resumen de las observaciones y respuesta del COES a los proyectos observados se presenta a continuación:

Proyecto ITC “Nueva Subestación Muyurina 220kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas.” (AD5)

Observación de Osinergmin

- El estudio no demuestra la ventaja de los FACTS en la subestación Muyurina, dado que similar beneficio se lograría con BCS fijos.
- Los BCS de Cotaruse quedarán fuera de servicio.
- La alternativa 2, descartada por el COES, que NO incluye la SE Muyurina, sino que alimenta Ayacucho Oeste desde la SE Huancavelica (existente) con una línea de 95 km, 220 kV, 1 circuito, tendría menor costo, pues evita el costo de Muyurina y los FACTS.
- Para la Alternativa 2 el COES no evalúa la necesidad y tamaño de los FACTS. Puesto que no se afecta la línea no debería requerir modificaciones a la actual compensación serie
- Por lo tanto, la selección económica debe comparar las 2 alternativas considerando los costos de instalar los FACTS en Muyurina o en Cotaruse (en caso de requerirse)
- Es necesario validar el contrato de concesión de la LT Mantaro-Socabaya. Según la adenda 12 la capacidad es 505 MVA en condición N-1, operando solo un circuito

Sustento del COES

- Según el diagnóstico de operación del SEIN, el año 2028 la línea Mantaro-Cotaruse presentan flujos mayores al 90% y 100% respecto a su capacidad contractual (505 MVA en total). En el escenario de alta generación renovable llega a 107% (sobrecarga)
- En contingencia N-1 en los enlaces Centro-Sur, con los FACTS de Muyurina se tendrá una capacidad de transferencia Centro-Sur de 2000 MW (sin FACTS es sólo 1740 MW)
- La mejor solución para el control de flujos en el enlace Mantaro-Cotaruse son los FACTS Serie, quedando descartada otra solución asociada a este problema.
- En la Alternativa 2 (sin Muyurina) el monto de inversión de los FACTS sería mucho mayor debido a que se requerirá compensar una mayor longitud de línea.
- Según el contrato de Concesión de la LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya, la capacidad en condiciones normales y N-1 es 505 MVA. En contingencia se considera una sobre carga de 42%

Proyecto ITC “Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa)”

Observación de Osinergmin:

- De acuerdo con derivar la LT 220 kV Cotaruse-Socabaya, pero 10 km más cerca de Socabaya.
- No se justifica la SE La Pascana. Se puede poner el transformador 220/138 kV en la SE de derivación (Palca) o en la SE Intermedia Norte.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- De acuerdo con la SE Intermedia Norte y con los enlaces a SE Convertidor y Parque Industrial
- El límite de 30 km no es una restricción técnica, se han dividido otras líneas con longitudes menores.
- La mayor longitud entre la SE Cotaruse y el punto de derivación reduce el nivel de compensación serie y por lo tanto el riesgo de RSS.
- No se sustenta la carga de mediano y largo plazo que se atendería desde La Pascana, por lo que sería solo una SE de maniobra.
- Se puede evitar el costo de la SE La Pascana instalando el transformador 220/138 kV en Palca o la SE Intermedia Norte.
- Por lo tanto, la solución propuesta por el COES no es la de mínimo costo

Sustento del COES

- Según el Procedimiento Técnico N° 20 del COES, las líneas troncales no se pueden dividir en tramos menores a 30 km (en el anteproyecto figura 22 km)
- La SE La Pascana, permite atender la expansión futura del área urbana hacia dicha zona
- Hacer una línea de 220 o 138 kV que vaya de la SE Palca, hacia Intermedia Norte, pasaría por zonas urbanas, por lo que se requiere tramos subterráneos que encarecen al proyecto.
- En el diagnóstico sin proyecto el sistema no cumple el criterio N-1. En especial por salida de la Línea Santuario-Convertidor.
- A largo plazo la SE La Pascana podría atender las cargas de la zona Norte, que al año 2050 se estiman en 20 MW.
- Las líneas proyectadas también permiten contar con un corredor de transmisión para la instalación de nuevas subestaciones en 138 kV toda vez que 33 kV ya no es adecuado.

Proyecto ITC “Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas”

Observación de Osinergmin:

- En la evaluación de alternativas se ha considerado los costos de terreno para la SE Hub San José de solo \$315 mil; sin embargo, en el anteproyecto figura un costo de \$9 millones.
- Los costos de las líneas de 220 kV se han sobre elevado a \$495 mil/km de línea. Según los precios unitarios de Osinergmin debe ser solo de \$256 mil/km
- Evaluando las 2 alternativas planteadas por el COES, utilizando los costos modificados, resulta de menor costo la alternativa 2: “Ampliación de la SE Yarabamba y línea de 2 circuitos Yarabamba-Repartición (37 km)”.
- Osinergmin está de acuerdo con la SE Repartición y las líneas a Majes y Mollendo propuestas por el COES
- La necesidad del Hub de San José no ha sido evaluada al comparar las dos Alternativas, en la propuesta del COES.
- Si se incluye los costos indicados en el Anteproyecto para el terreno de la SE Hub San José (\$9 millones), resulta mejor la Alternativa 2, suministro desde Yarabamba.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- Los costos por km de línea 220 kV, usados por el COES en la comparación económica, son muy elevados respecto a los costos estándar de Osinergmin.

Sustento del COES

- Se recalculó la evaluación de costos valorizando la Alternativa 1 incluyendo la celda de acoplamiento y se actualizó el costo de terreno considerando el valor consignado en el Anteproyecto respectivo.
- En la alternativa 2 debe sumarse el costo del terreno Hub de San José, que resulta necesario para la conexión futura de las centrales solares de la zona.
- La comparación de costos sigue favoreciendo a la alternativa 1 propuesta.
- La SE Hub San José, considerada en el proyecto, es solo la Primera Etapa. Esta Subestación se justifica en el largo plazo para conectar las centrales RER de la zona.

Proyecto ITC “Enlace 220kV Aguaytía–Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”

Observación de Osinergmin

- Se tiene un solo punto de entrega a la red de Pucallpa, y siguen los problemas de confiabilidad al formarse un cuello de botella en la LT 138 kV Shipibo – Pucallpa.
- Una contingencia en uno de los circuitos Shipibo-Pucallpa carga el circuito paralelo a casi el 100% de su capacidad, sin proyección futura.
- Se propone evaluar 2 alternativas, de mayor costo, pero con mejor desempeño eléctrico y mayor confiabilidad, pues incluyen más de un punto de suministro a la red de Pucallpa.
- Las 2 propuestas incluyen una nueva SE Pucallpa Nueva 220/138 kV alimentada desde Aguaytia con 1 circuito, y el enlace Pucallpa Nueva con la SE Campo Verde (existente).
- La repotenciación de las líneas que operan a 60 kV tendría que ser efectuado por Electro Ucayali, lo que tomará mayor tiempo y se tiene el riesgo que la solución prevista por el COES no se concrete.

Sustento del COES

- Hasta el 2032, la carga del enlace Shipibo-Pucallpa en condiciones normales es de 46% y en contingencia de 92%.
- Los problemas de cuello de botella se presentarían con posterioridad el 2032.
- Varias líneas del sistema de ELUC que operan en 60 kV están diseñadas para 138 kV. A largo plazo se pasarían a 138 kV, de modo tal de descargar los transformadores existentes de 138/60 kV, así como el enlace 138 kV Shipibo-Pucallpa.

3.1.7. Otros Análisis (numeral 3.1.7 del Informe de Osinergmin)

D. Instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir de servicio

Observación de Osinergmin

En cumplimiento del literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley N° 28832, el COES indica que las Concesiones de Transmisión del SGT tienen vigencia más allá del 2032, por lo



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

que ninguna está dentro del alcance de lo dispuesto en la Ley para evaluar su retiro o su continuidad operativa.

Sin embargo, según el Artículo 15 del RT y el numeral 22.3 del Artículo 22° de la Norma de los “Criterios para Elaboración del Plan de Transmisión”, establecen la necesidad de incluir, adicionalmente, la relación y sustento de todas las instalaciones del Sistema de Transmisión que deben salir de servicio.

Por lo tanto, el COES debe señalar tanto a las instalaciones que forman parte de concesiones de transmisión por vencer, como en general a las instalaciones que deban salir de servicio por razones técnicas o económicas, tales como: equipos obsoletos, con daños mayores, costos elevados de mantenimiento y reparaciones. Por ejemplo, las compensaciones serie que serán reemplazadas con equipos FACTS, las líneas 220 kV Santa Rosa – Chavarría y Santa Rosa – San Juan, que quedarán fuera de servicio por el proyecto “Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa”.

Respuesta de COES

Se cumple con lo dispuesto el numeral 22.2 de la Ley 288327.

En el caso de los BCS existentes, seguirán siendo necesarios en condiciones particulares, como en casos de restablecimiento del sistema; asimismo, los corredores existentes de líneas aéreas en zonas urbanas, que requieran desconectarse bajo una configuración determinada, no deberían ser retiradas sino más bien aprovechadas en futuras expansiones, dado que estos corredores son recursos escasos.

Análisis de Osinergmin a la respuesta del COES

El estudio PT 2023-2032 define que diversos equipos de subestaciones y líneas de transmisión quedaran fuera de servicio debido a sus diferentes análisis en el PT y equipos que no operan actualmente en subestaciones. La lista de Instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir de servicio no sólo tiene que ver con aquellos que involucra la finalización de los contratos, sino, como se observó, lo que señala la normatividad vigente

Evaluación de la observación:

La observación de Osinergmin es pertinente, pero debería precisarse en la Norma para futuras actualizaciones del PT.

Respecto a los casos ejemplos enumerados por Osinergmin, y siguiendo lo dispuesto en la Ley 28832, la determinación del retiro de instalaciones debería efectuarse con dos años de anticipación a su retiro efectivo. En todos los proyectos del Plan Vinculante las fechas de entrada efectiva se estiman para el 2027 o 2028; por lo tanto, una vez que se confirme la fecha de entrada efectiva, se deberá evaluar la conveniencia de su retiro.

3.2. Observaciones a los Anteproyectos de los Proyectos Vinculantes de la PROPUESTA DEFINITIVA (numeral 3.2 de Informe de Osinergmin)

Observación de Osinergmin:

Se ha verificado que no se cumple con el Artículo 23 de la RM 129-2009, que en su numeral 23.1, establece que cada uno de los Proyectos Vinculantes deberá acompañar, junto con el



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Anteproyecto establecido en el Reglamento, información desarrollada al nivel de estudio de ingeniería básica sobre diversos aspectos del proyecto.

Osinermin presenta cuadros de verificación del cumplimiento del contenido de los Anteproyectos del Plan Vinculante.

Las principales deficiencias están en los siguientes aspectos:

- No incluyen el estudio de Condiciones ambientales, áreas con posibles restos arqueológicos y fuentes de conflictos medioambientales potenciales. (en 7 anteproyectos ITC y 5 troncales)
- No incluyen Cronograma para licitar el proyecto (en 4 anteproyectos ITC y 5 troncales)
- Presupuestos a nivel de ingeniería básica incompletos. (en 3 anteproyectos ITC y 2 troncales)
- Falta diagramas Unifilares incluyendo esquemas de conexión y cantidad de salidas (en 1 proyecto troncal)

Evaluación de la observación

Se verifica lo indicado en la observación de Osinermin. Sin embargo, esto no afecta la relación de proyectos vinculantes del PT 2023-2032.

Se debe disponer que el COES, previo al inicio de los procesos de licitación de concesión, complete los aspectos omitidos en los anteproyectos, así como se proceda a revisar adecuadamente su contenido y presentación. En lo posible deben mantener una estructura uniforme y aplicar los mismos criterios para elaborar los aspectos técnicos, diagramas, presupuesto y cronogramas.

II. CONCLUSIONES DE LA REVISIÓN

- a) La revisión del Informe N° 574-2022-GRT, muestra que en varias de las observaciones Osinermin concluye que no han sido absueltas o han sido solo parcialmente absueltas por el COES. Sin embargo, no concluye en determinar si tales observaciones afectan o modifican los resultados de la actualización del PT 2023-2032; por el contrario, Osinermin otorga su opinión favorable a todos los proyectos propuestos en el Plan Vinculante correspondiente a la actualización del PT 2023-2032.
- b) Las observaciones de Osinermin están relacionadas a procedimientos, criterios propios, análisis complementarios e información base para elaborar el PT, si bien dichas observaciones son válidas, estas debieron ser formuladas en la etapa inicial del proceso de actualización del PT 2023-2032. Por lo tanto, es conveniente que las observaciones y las recomendaciones que proponga Osinermin sean tomadas en cuenta para la actualización del próximo PT 2025-2034, y eventualmente en la revisión y modificación de la Norma y el RT de ser necesario. Asimismo, es conveniente que, para el desarrollo del próximo PT 2025-2034, Osinermin efectúe los seguimientos desde la etapa inicial de actualización del PT para plantear con anticipación sus observaciones y así COES pueda absolverlas oportunamente.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- c) Respecto a la observación sobre el contenido de los anteproyectos del Plan Vinculante, en efecto se aprecia que, algunos anteproyectos no cumplen con algunos aspectos según lo establecido en el Artículo 23 de la RM 129-2009. Es conveniente que, previo al inicio de los procesos de licitación de concesión, el COES efectúe una revisión completa de los anteproyectos, a efectos de uniformizar el contenido, la presentación y los criterios para elaborar los presupuestos y cronogramas correspondientes.
- d) Respecto a lo indicado por Osinergmin en su Oficio N° 1388-2022-GRT, para que el Ministerio solicite al COES, donde corresponda, la actualización de los Anteproyectos presentado y publicados en Propuesta Definitiva de la Actualización del PT 2023-2032, el COES ha informado al Ministerio que, luego revisar el documento de Osinergmin, concluye que Osinergmin no ha solicitado la modificación de los Anteproyectos del PT 2023-2032, por lo tanto no requieren ser modificados y se mantienen conforme a lo publicado.
- e) El Ministerio encuentra adecuadas las conclusiones del COES que, de acuerdo con lo indicado por Osinergmin, en la etapa actual no es necesario, efectuar modificaciones a los Anteproyectos presentados en la Propuesta Definitiva del PT 2023-2032. En ese sentido, en las etapas posteriores de implementación de los proyectos, se podrán efectuar las actualizaciones que resulten necesarias, para los procesos de licitación de concesión, y aquellas que son propias de la evolución y avance en la definición de los detalles de la ingeniería de los proyectos.