
Modificación de la Resolución N° 070-2021-OS/CD

Revisión de la distribución de la responsabilidad
de pago entre generadores por los SST y SCT
asignados a la generación

(Publicación)

Lima, abril de 2024

Resumen Ejecutivo

La Resolución N° 070-2021-OS/CD (en adelante “Resolución 070”), complementada con la Resolución N° 145-2021-OS/CD (en adelante “Resolución 145”), fijó las tarifas y compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el periodo del 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025 donde, entre otros aspectos, se establecieron las compensaciones de los SST y/o SCT cuya responsabilidad de pago están asignados total o parcialmente a la generación, conforme lo establece la norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT” (en adelante “Norma Asignación de Responsabilidad”), aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

Asimismo, en el artículo 11 de la Resolución 070 se estableció que la revisión de la distribución de responsabilidades de pago entre los generadores de los SST y SCT asignados a la generación se realizará a solicitud de los interesados, debiendo ser sustentado por el solicitante y tramitado por Osinermin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barra.

Considerando los párrafos anteriores, las empresas ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “ENGIE”) y Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (en adelante “EGASA”) presentaron a Osinermin, dentro del plazo establecido, una solicitud para revisar la distribución de responsabilidad de pago entre los generadores debido a: 1) corrección del modelamiento de las líneas Piura – Chiclayo Oeste, Zapallal – Ventanilla y San Juan – Santa Rosa para las simulaciones en los casos “SIN ELEMENTO”, 2) la indisponibilidad de la CH Quitaracsa en el 2023, 3) la actualización de la fecha de puesta en operación comercial de los Refuerzos 1 y 2 de TRANSMANTARO, 4) la asignación de responsabilidad de pago a la CT Ilo 2, y 5) modificaciones en la fecha de POC de las centrales Punta Lomitas, Clemesí y Yarucaya.

En este sentido, se procedió a realizar la revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre generadores conforme a lo solicitado por ENGIE y EGASA, determinándose que corresponde modificar la distribución de responsabilidad de pago del SST Generación/Demanda de REP; cuyo proyecto fue publicado el 8 de marzo de 2024, mediante Resolución N° 032-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 032”), que a su vez dispuso la publicación del proyecto de modificación de la Resolución 070, de conformidad con lo establecido en el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. Asimismo, en el artículo 3 de la Resolución 032, se dispuso otorgar un plazo de ocho (8) días hábiles, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados puedan remitir sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin.

Dentro del plazo señalado, se recibieron los comentarios de las empresas Electroperu S.A. y Red de Energía del Perú S.A.

Como resultado del análisis de los comentarios de los interesados por parte de Osinergmin, particularmente de aquellos que han sido aceptados, se ha realizado la revisión de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago por el uso del SST y SCT asignada a la generación.

En este sentido, en el presente informe se precisan las modificaciones que se realizarán en la Resolución 070, por la revisión de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago por el uso del SST GD REP asignada a la generación.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	5
2. PROCESO REGULATORIO.....	7
3. PUBLICACIÓN DE PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN 070	9
3.1 AUDIENCIA PÚBLICA.....	9
3.2 OPINIONES Y SUGERENCIAS DE LOS INTERESADOS.....	9
3.3 ANÁLISIS DE LAS MODIFICACIONES SOLICITADAS	11
4. REVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO ENTRE GENERADORES	14
4.1 CRITERIOS DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD TOTAL Y PARCIAL DE LOS GENERADORES POR LOS SST Y SCT	14
4.3 MODIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ENTRE GENERADORES DE LA RESPONSABILIDAD DE PAGO DE LOS SST Y SCT	16
4.4 RESULTADOS	16
5. RECOMENDACIÓN	18
ANEXO 1.....	19
ANEXO 2.....	30
ANEXO 3.....	44

1. Introducción

De acuerdo con el contenido del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “RLCE”), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, corresponde a Osinergmin, definir la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda; así como, la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, la misma que podrá ser revisada en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados de acuerdo con lo establecido por Osinergmin.

En ese sentido, mediante la Resolución N° 070-2021-OS/CD (en adelante “Resolución 070”), complementada mediante la Resolución N° 145-2021-OS/CD (en adelante “Resolución 145”), se fijaron las tarifas y compensaciones para los SST y SCT, correspondiente al periodo mayo 2021 – abril 2025 donde, entre otros aspectos, se establecieron las compensaciones de los SST y/o SCT cuya responsabilidad de pago están asignadas total o parcialmente a la generación, conforme lo establece la norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT” (en adelante “Norma Asignación de Responsabilidad”), aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

Asimismo, el artículo 11 de la Resolución 070 establece que la revisión de la distribución de responsabilidad de pago entre los generadores por los SST y/o SCT asignados a la generación se realiza a solicitud del interesado, debiendo ser sustentado por el solicitante y tramitado por Osinergmin dentro del Procedimiento de Fijación de los Precios en Barras. Así también, la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD que aprobó la norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (en adelante “Norma Tarifas”), dispuso que las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, recibidas antes del 15 de noviembre de cada año, serán procesadas siguiendo el cronograma del proceso de Fijación de Precios en Barra, teniendo en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión.

Ahora bien, el 14 de noviembre de 2023, es decir, dentro del plazo establecido en la Resolución N° 217-2013-OS/CD, la empresa ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “ENGIE”) y la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (en adelante “EGASA”), mediante comunicación ENG/897-2023 y GG/GC.-0327/2023-EGASA, respectivamente (Ver Anexo 1), solicitaron la revisión de la distribución de la responsabilidad de pago entre los generadores por el uso de los SST y SCT sustentadas en modificaciones de las premisas utilizadas en la Resolución 070 y sus modificatorias.

En consecuencia, se deben evaluar las solicitudes presentadas por ENGIE y EGASA, cuyas causales deben sujetarse estrictamente a los criterios descritos en la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, a efectos de motivar una modificación de la Resolución 070, en caso corresponda.

Siguiendo con el proceso regulatorio, el 8 de marzo de 2024, mediante Resolución N° 032-2024-OS/CD (en adelante "Resolución 032"), se publicó en el diario oficial El Peruano y en el portal de internet de Osinergmin, el proyecto de resolución que modifica la Resolución 070 y la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir comentarios y sugerencias para su correspondiente análisis y, de ser el caso, su incorporación en la versión definitiva de la resolución, otorgándose un plazo de 8 días hábiles desde el día siguiente de su publicación, y se convocó a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del proyecto de resolución publicada, la misma que se llevó a cabo el 13 de marzo de 2024.

Dentro del plazo señalado en la Resolución 032, se recibieron los comentarios de las empresas Electroperú S.A. (en adelante "Electroperú") y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP").

En este sentido, en el presente informe se analizan los comentarios recibidos por parte de los interesados (Ver Anexo 2), y se propone la versión definitiva de la modificación de la Resolución 070 (Ver Anexo 3), aplicable a partir del 01 de mayo de 2023, por la revisión de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago por el uso del SST Generación/Demanda de REP asignada a la generación.

2. Proceso Regulatorio

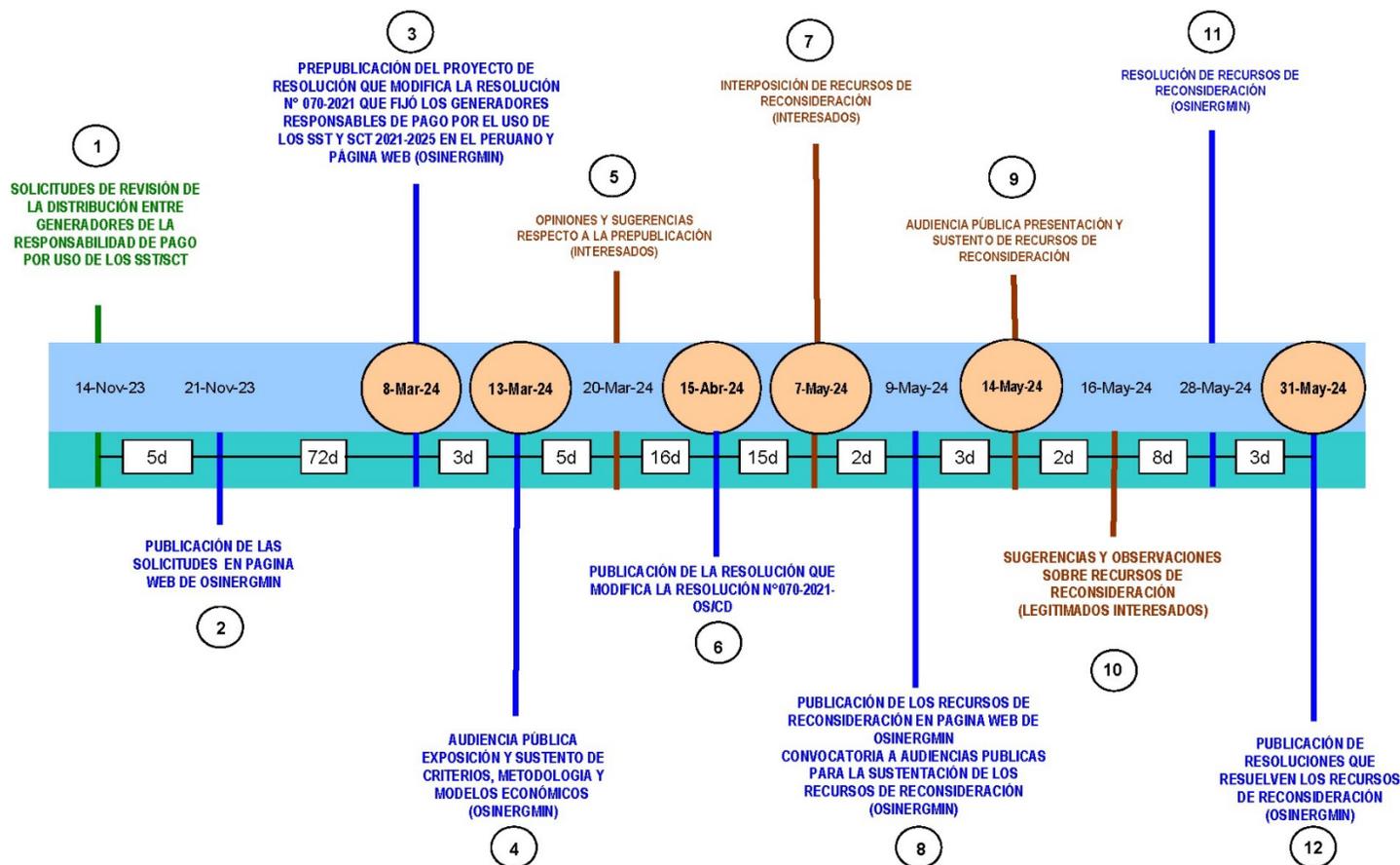
El proceso de modificación de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago de los SST y SCT fijado con la Resolución 070, complementada con la Resolución 145, obedece a la solicitud presentada por ENGIE y EGASA dentro del plazo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la N° 217-2013-OS/CD; asimismo, dicha disposición transitoria establece que las solicitudes de revisión serán procesadas siguiendo el cronograma del siguiente Procedimiento de Fijación de Precios en Barra.

En ese sentido, el cronograma ilustrado en el Esquema 2.1, coincidente con el proceso de Fijación de Tarifas en Barra mayo 2024 – abril 2025, que obedece a las disposiciones legales vigentes, establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que éstas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la modificación de la distribución entre generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT.

Por otro lado, es preciso mencionar que la responsabilidad de pago de los elementos del SST y SCT asignados total o parcialmente a la generación, es calculada de acuerdo con lo establecido en la Norma Asignación de Responsabilidad y en base a los criterios descritos en la Resolución 070.

Esquema 2.1 Cronograma del proceso de modificación de la Resolución 070

PROCESO MODIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN N° 070-2021-OS/CD QUE FIJÓ LOS GENERADORES RESPONSABLES DE PAGO POR EL USO DE LOS SST Y SCT 2021-2025* (Considera Decreto Supremo N° 151-2022-PCM)



*Nota: El presente cronograma no es vinculante y tiene carácter referencial. Considera lo previsto en la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en la Ley N° 27838, en la Ley N° 27444, así como en su última modificatoria mediante Ley N° 31603 que recorta el plazo para resolver los recursos de reconsideración, consecuentemente impacta en los plazos de las etapas asociadas. Las fechas incorporadas responden a plazos máximos, por tanto, en caso se cumpla alguna etapa en fecha distinta a la prevista en el presente cronograma u otra discrepancia y origine cambios en las fechas posteriores, prevalecerá la contabilidad que se realice al amparo de las normas aplicables.

3. Publicación de proyecto de modificación de la Resolución 070

Osinergmin, de acuerdo al cronograma establecido en el Esquema 2.1, procedió con la publicación del proyecto de modificación de la Resolución 070, a través de la Resolución 032, debido a la revisión de la distribución entre generadores responsables del pago de las compensaciones por el uso de los SST y SCT, considerando las premisas y metodologías que fueron establecidas para la emisión de la Resolución 070 y sus modificatorias, correspondiendo modificarse algunas de las premisas solicitadas por ENGIE y EGASA, previo análisis de Osinergmin.

En ese sentido, a raíz del cálculo realizado, por las modificaciones de las premisas de la Resolución 070, se elaboró el Informe Técnico N° 142-2024-GRT y el Informe Legal N° 143-2024-GRT que contienen el sustento y resultado de los estudios realizados.

3.1 Audiencia Pública

El Consejo Directivo de Osinergmin dispuso la realización de una Audiencia Pública Descentralizada, la misma que se llevó a cabo el 13 de marzo de 2024, en la cual la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin expuso los criterios y metodología utilizados en la presente regulación; así como el sustento del proyecto de resolución que modifica la distribución entre Generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT.

La Audiencia Pública Descentralizada se realizó en simultáneo en las ciudades de Lima, Arequipa y Cajamarca y a través de la plataforma digital YouTube.

En esta Audiencia Pública Descentralizada, los consumidores, las empresas concesionarias, las asociaciones de usuarios y demás personas interesadas en la Modificación de la Distribución entre Generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT pudieron dar a conocer sus puntos de vista sobre el procedimiento en ejecución y su resultado tarifario.

Con relación a las opiniones y comentarios vertidos durante la referida audiencia, los mismos fueron respondidos en dicha oportunidad y se encuentran registrados (grabados y filmados) de conformidad con lo dispuesto por el numeral 9 de las Directivas que rigen la realización de las Audiencias.

3.2 Opiniones y Sugerencias de los Interesados

El 20 de marzo de 2024 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de Resolución que modifica la Resolución 070.

Al respecto se recibieron, dentro del plazo establecido, las opiniones y sugerencias de Electroperú y REP; las cuales han sido publicadas en el portal de internet de Osinergmin.

3.3 Análisis de las Modificaciones Solicitadas

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
1	ENGIE	LT Piura – Chiclayo Oeste	Caso "SIN ELEMENTO": Se desconecta LNE-106 y LNE-107 en el modelo PERSEO	Caso "SIN ELEMENTO": Desconectar LNE-106, LNE-107, LNE-123 y LNE-126 en el modelo PERSEO	De acuerdo con la revisión de la configuración de las líneas de transmisión en el modelo PERSEO, se verifica que con el ingreso de la SET Piura Nueva, se secciona la línea LNE-106 dando origen a las líneas LNE-125 y LNE-126. Por lo tanto, en el modelo del caso "SIN ELEMENTO" se deben desconectar las líneas LNE-106, LNE-107, LNE-125 y LNE-126	Parcialmente aceptada
2	ENGIE	LT Zapallal – Ventanilla	Caso "SIN ELEMENTO": Se desconecta LNE-011 en el modelo PERSEO	Caso "SIN ELEMENTO": Desconectar LNE-011 y LNE-087 en el modelo PERSEO	De acuerdo con la revisión de la configuración de las líneas de transmisión en el modelo PERSEO, se verifica que las LT Zapallal – Ventanilla son la LNE-011 y LNE-087. Por lo tanto, en el modelo del caso "SIN ELEMENTO" se deben desconectar las líneas LNE-011 y LNE-087	Aceptada
3	ENGIE	LT San Juan – Santa Rosa	Caso "SIN ELEMENTO": Se desconecta LNE-018 en el modelo PERSEO	Caso "SIN ELEMENTO": Desconectar LNE-018, LNE-18A, LNX-017 y LNX-019 en el modelo PERSEO	De acuerdo con la revisión de la configuración de las líneas de transmisión en el modelo PERSEO, se verifica que con la puesta en operación comercial de los Refuerzos 1 y 2 de TRANSMANTARO, se reconfigura la red. Por lo tanto, en el modelo del caso "SIN ELEMENTO" se deben desconectar las líneas LNE-018, LNE-18A, LNX-017 y LNX-019.	Aceptada
4	ENGIE	CH Quitaracsa	La CH Quitaracsa se considera disponible en el modelo PERSEO	Considerar el período de indisponibilidad de la CH Quitaracsa	De acuerdo con el Artículo 6 de la Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT , salvo disposición en contrario, para el cálculo de los precios marginales no se considerarán modificaciones artificiales (administrativas, operativas o regulatorias de carácter temporal o de otra índole). Por lo tanto, no corresponde considerar la indisponibilidad de la CH Quitaracsa durante el 2023 debido a que corresponde a un hecho temporal.	No aceptada
5	ENGIE	Refuerzo 1: Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo de 2 circuitos	Fecha POC: 01/2023	Actualizar la puesta en servicio de la LT 500 kV La Planicie – Carabayllo de	Se ha verificado que, a febrero de 2024, el Refuerzo 1 no cuenta con Acta de Puesta en Operación Comercial. En ese contexto, se prevé su Fecha POC para 09/2024. Por lo tanto, en el modelo PERSEO se	Parcialmente aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
		220 kV a un circuito de 500 kV y segundo transformador 500/220 kV en la SE Chilca.		01/2023 a 09/2023, del segundo transformador 500/220 kV de la SE Chilca de 01/2023 a 12/2023 y de la LT 500 kV Chilca – Planicie de 01/2023 a 06/2024.	debe considerar 09/2024 como Fecha POC del Refuerzo 1.	
6	ENGIE	Refuerzo 2: Ampliación de la SE La Planicie 220 kV con un transformador 500/220 kV	Fecha POC: 01/2023	Actualizar la puesta en servicio del transformador 500/220 kV de la SE La Planicie de 01/2023 a 09/2023	Se ha verificado mediante el Acta de Puesta en Operación Comercial que la fecha POC del Refuerzo 2 ha sido el 17 de noviembre de 2023. Por lo tanto, para el modelamiento en el PERSEO debe considerarse la Fecha POC como 12/2023	Parcialmente aceptada
7	ENGIE	CT Ilo 2	Se le asigna responsabilidad de pago a la CT Ilo2	Dejar de considerar a la CT Ilo2 en la asignación de responsabilidad de pago	Se ha verificado que el COES, mediante Carta N° COES/D/DP-129-2020 del 6 de febrero de 2020, aprobó la conclusión de la operación comercial de la CT Ilo2. Por lo tanto, a partir de esa fecha, no se le debe asignar a la CT Ilo2 compensación por los SST G/D REP, ya que ésta debe ser prorrateada entre los demás generadores con asignación de responsabilidad de pago.	Aceptada
8	EGASA	CE Punta Lomitas	No se considera la POC en el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 16 de junio de 2023 como Fecha POC con la producción estimada en la FITA2023	Mediante Carta N° DP-653-2023, se verifica que la fecha POC de la CE Punta Lomitas ha sido el 16 de junio 2023. Por lo tanto, para el modelamiento en el PERSEO se considera la Fecha POC en 07/2023, así como la producción histórica para el 2023 y posterior a ello la energía estimada.	Parcialmente aceptada
9	EGASA	CS Clemesí	No se considera la POC en el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 31 de octubre de 2023 como Fecha POC con la producción estimada en la FITA2023	En el Compendio de Proyectos en Ejecución de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergrmin de Enero – 2024, se verifica que la CS Clemesí no ha cumplido con el hito de POC previsto para el 31/10/2023. Según el documento indicado, la concesionaria ha solicitado al MINEM la ampliación de plazo de la POC que, de aprobarse, se desplazaría al 05/03/2024. Por lo tanto, corresponde incluir a la CS Clemesí en el modelo PERSEO	Parcialmente aceptada

Ítem	Empresa Solicitante	Central de Generación o Instalación de Transmisión	Res 070 y modificatorias	Solicitud	Análisis	Conclusión
					considerando su POC para 03/2024 y una energía estimada.	
10	EGASA	CS Yarucaya	No se considera la POC en el período de Fijación de Tarifas y Compensaciones	Considerar el 26 de setiembre de 2021 como Fecha POC con la producción estimada en la FITA2023	Mediante Carta N° DP-1431-2021, se verifica que la fecha POC de la CS Yarucaya ha sido el 26/09/2021. Por lo tanto, para el modelamiento en el PERSEO se considera la Fecha POC en 10/2021, así como la producción histórica para los años 2021, 2022 y 2023 y posterior a ello la energía estimada.	Parcialmente aceptada

4. Revisión de Distribución de Responsabilidad de Pago entre Generadores

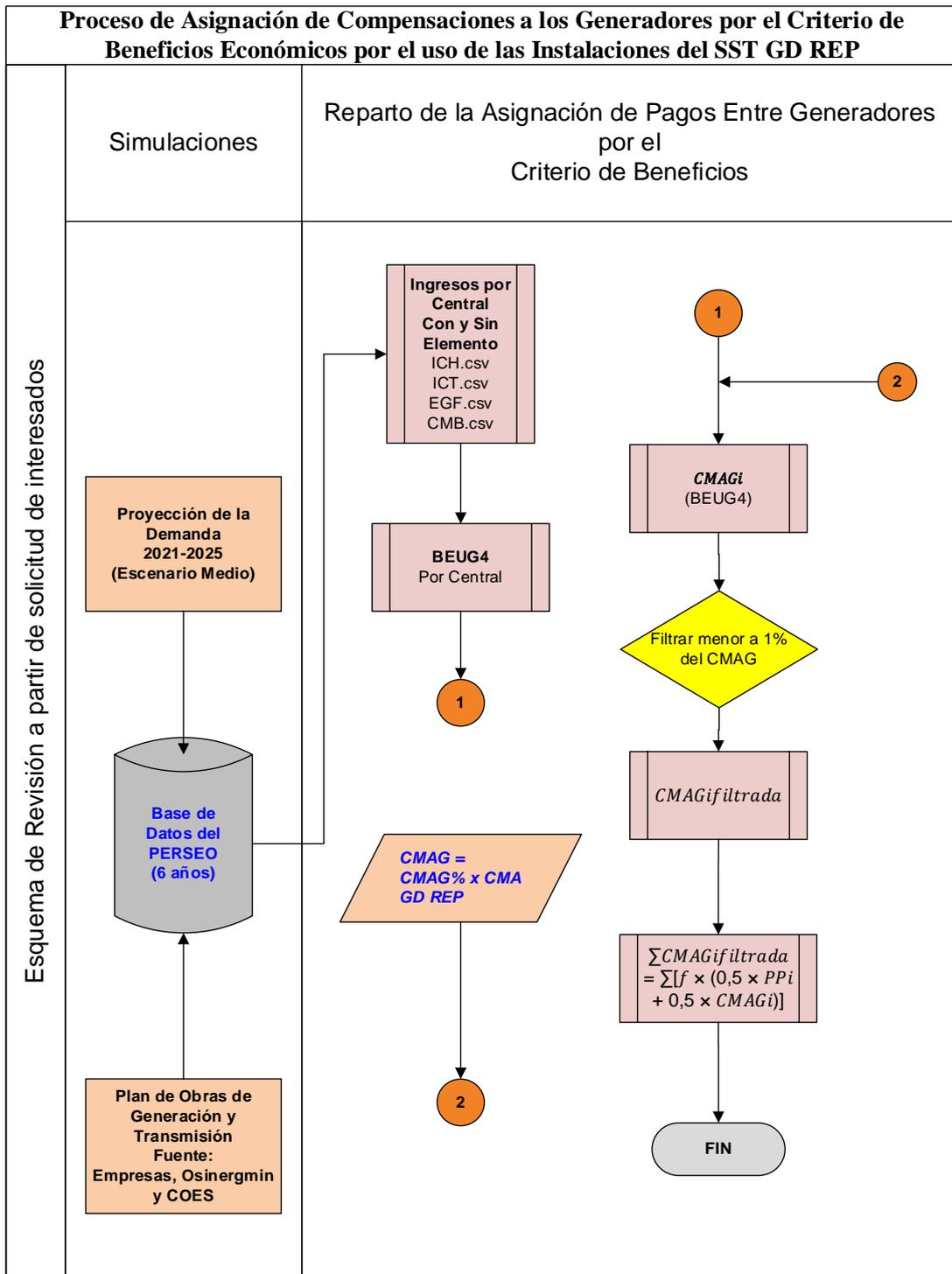
De acuerdo con el contenido del literal e) del artículo 139 del RLCE, corresponde a Osinergmin, definir la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda; así como, la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, la misma que podrá ser revisada en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados de acuerdo a lo establecido por Osinergmin.

Por otro lado, en aplicación del Título IV de la Norma Asignación de Responsabilidad, en la Resolución 070 sólo se determinaron los generadores responsables por las compensaciones de las instalaciones del SST y SCT cuyo criterio de distribución sea el criterio de beneficios económicos, y que corresponde al SST Sistema Generación/Demanda de REP.

4.1 Criterios de Asignación de Responsabilidad Total y Parcial de los Generadores por los SST y SCT

En el Esquema 4.1, se muestra el proceso de determinación de la responsabilidad de pago de las instalaciones del SST y SCT asignados total y parcialmente a la generación.

Esquema N°. 4.1 Proceso de la Asignación de Responsabilidad de Pago por el uso de las Instalaciones del SST y SCT



En el caso de los elementos cuya responsabilidad de pago fue asignada a los generadores, de acuerdo al numeral 9.2 de la Norma Asignación de Responsabilidad, para el cálculo del Beneficio Económico anual que genera un elemento del SST a una central generadora, por diferencia de precios marginales y/o diferencia en generación de energía, se considerará lo establecido en el Título IV de la Norma de Asignación de Responsabilidad y complementariamente lo siguiente:

- a) Se utilizó el archivo ejecutable “PERSEO.exe” del modelo PERSEO 2.0 empleado en la Fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT de mayo 2021 – abril 2025.
- b) Para cada elemento de transmisión en análisis (GD REP), se determina el Beneficio Económico que proporcionan dichos elementos a cada generador, según la variación de los costos marginales previstos y sus niveles de producción de energía durante el período de análisis. El Beneficio Económico se calcula considerando el Valor Presente de los Ingresos Netos de cada central generadora para un periodo de cuatro años.
- c) Posteriormente, se proratea el Costo Medio Anual del elemento de Transmisión asignada a la Generación (CMAG) entre los generadores, conforme se indica en el artículo 10 de la Norma Asignación de Responsabilidad.
- d) Adicionalmente, se consideró que, si la proporción asignada al generador del CMAG no es mayor al 1%, se le excluye de la asignación de Pago.
- e) Finalmente, en cada año tarifario, en el mes que se asignen pagos a Centrales de Generación que no se encuentren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de los generadores.

4.3 Modificación de la Distribución entre Generadores de la Responsabilidad de Pago de los SST y SCT

La modificación de la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago de los SST y SCT se realizará de acuerdo con lo mencionado en los numerales 4.1 y 4.2 del presente informe, considerando las premisas que fueron establecidas para la emisión de la Resolución 070, correspondiendo modificar sólo las solicitudes aceptadas en su totalidad o en parte según lo referido en el cuadro del numeral 3.3 del presente informe.

4.4 Resultados

Sobre la base de lo solicitado por ENGIE y EGASA, previo análisis en base a la información utilizada para la Fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT para mayo 2021 – abril 2025, se procedió a determinar la distribución entre generadores de la responsabilidad de pago asignada a la generación por el uso del SST Generación/Demanda REP, obteniéndose que:

- Se produjeron modificaciones tanto en los generadores responsables como en los montos de compensación asignados.
- Los archivos magnéticos que sustentan dichos cálculos se encuentran publicados en la siguiente dirección web:

<https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/fijacion-sst-sct/revision-distribucion-entre-generadores-sst-y-sct-2023>

Finalmente, de acuerdo con los resultados descritos en los párrafos anteriores, corresponde modificar el Cuadro 10.4.- **Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP** del ANEXO 10 de la Resolución 070 por lo siguiente:

Modificación del Cuadro 10.4.- Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP

TITULAR	Compensación Mensual (S/)	
	May23-Abr24	May24-Abr25
GR TARUCA S.A.C	6 250	6 250
ANDEAN POWER S.A.	2 611	2 611
COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	16 040	16 040
CHINANGO S.A.C.	21 899	21 899
CONSORCIO TRES HERMANAS - COBRA PERÚ S.A.	4 223	4 223
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	236 852	236 852
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S.A.	69 829	69 829
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	1 091	1 091
EGEJUNÍN TULUMAYO - V S.A.C.	13 196	13 196
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	61 470	61 470
ELECTROPERÚ S.A.	316 168	316 168
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	1 794	1 794
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	13 166	13 166
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C.	10 726	10 726
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA ANA S.R.L.	1 102	1 102
EDEL GENERACION PERU S.A.A	152 018	152 018
EDEL GREEN POWER S.A.	6 780	6 780
EDEL GENERACION PIURA S.A.	57 632	57 632
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	121 366	121 366
FENIX POWER PERÚ S.A.	30 307	30 307
GR PAINO S.A.C.	6 516	6 516
KALLPA GENERACION S.A.	140 681	140 681
LA VIRGEN S.A.C.	6 922	6 922
INLAND ENERGY S.A.C.	7 546	7 546
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	252 462	252 462
PETRAMAS S.A.C.	4 961	4 961
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	32 503	32 503
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	60 018	60 018
SDF ENERGIA S.A.C.	203	203
STATKRAFT PERÚ S.A.	44 095	44 095
TERMOCHILCA S.A.	20 252	20 252
TERMOSELVA S.R.L.	8 515	8 515
UNACEM	6 510	6 510

Nota:

- (1) En cada año tarifario, en caso se asignen pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de generadores.

5. Recomendación

Como resultado del análisis efectuado en el presente informe, modificar el cuadro 10.4 del Anexo 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD de acuerdo con lo indicado en el Anexo 3 del presente informe.



Firmado Digitalmente por:
BUENALAYA CANGALAYA
Severo FAU 20376082114
hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de
Generación y Transmisión
Eléctrica

/pch-rtc

ANEXO 1

1. Carta N°: ENG/897-2023 del 14 de noviembre de 2023



Lima, 14 de noviembre de 2023

Señor:
Severo Buenalaya Cangalaya
Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN
Avenida Jorge Chávez 154, Miraflores
Presente.-

Asunto: Solicitud de Revisión de la Distribución por Beneficios del Pago entre Generadores por los SSTGD, fijada por OSINERGMIN para el periodo mayo 2021 – abril 2025

CARTA N°: ENG/897-2023

Referencias: 1) Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 217-2013-OS/CD (en adelante, la "Norma Tarifas")
2) Artículo 11° de la Resolución OSINERGMIN N° 070-2021-OS/CD (en adelante, la "Resolución 070")

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted en el marco del literal e-VII del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, el "RLCE"), para solicitar, dentro del plazo establecido en las normas de la referencia 1) y 2), la revisión de la distribución por beneficios del pago entre generadores por los Sistemas Secundarios de Transmisión Generación/Demanda de REP para el periodo mayo 2021 – abril 2025, que se fijó mediante la Resolución 070.

Al respecto, adjuntamos como Anexo la descripción y sustento de los cambios en las fechas de ingreso, indisponibilidad de equipos y corrección de algunos errores materiales que solicitamos sean incluidos en la revisión.

Sin otro particular, nos despedimos de Usted.

Atentamente,

Daniel Cámac
Apoderado

Cesar Cornejo
Apoderado

Adjunto. Lo indicado.

Dirección: Av República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 15047
Teléfono: + 51 1 6167979
Razón social: ENGIE ENERGIA PERU S.A.
RUC: 20333363900

engie-energia.pe



ANEXO
CAMBIOS QUE DEBEN CONSIDERARSE EN LA REVISIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN
POR BENEFICIOS DEL PAGO ENTRE GENERADORES POR LOS SSTGD, FIJADA
POR OSINERGMIN PARA EL PERIODO MAYO 2021 – ABRIL 2025

1. Corregir Errores Materiales en el modelamiento de líneas de algunos Casos Sin Elemento

Se ha identificado en los archivos "SINAC.lin" y "lin.grt" del modelo PERSEO, de los casos sin elemento "01 Piura - Chiclayo Oeste", "03 Zapallal – Ventanilla" y "04 San Juan - Santa Rosa", que por error algunos elementos que deben ponerse fuera de servicio se han mantenido conectados. Para corregir dichos errores, en la revisión se debe actualizar el archivo "lin.grt" retirando para cada caso los siguientes elementos con ANOE resaltado:

Caso "01 Piura - Chiclayo Oeste". Retirar también los elementos LNE-123 y LNE-126.

TABLE LDATA(lin,b,b,cc,ATLT)										
	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
LNE-106. SICN-42. SICN-98.c1	220.0000	88.6300	0.0768	0.4936	176.4000	0.0000	2050	8	2024	6
Piura 220kV - La Nina 220 kv										
LNE-107. SICN-98. SICN-14.c1	220.0000	122.4100	0.0806	0.4896	176.4000	0.0000	2050	8	2050	12
La Nina 220 kv - Chiclayo 220kv										
LNE-123. SICN205. SICN-42.c1	220.0000	28.0000	0.0855	0.4929	441.0000	0.0000	2024	7	2050	12
Piura Nueva 220kV - Piura 220kv										
LNE-126. SICN205. SICN-98.c1	220.0000	109.2000	0.0768	0.4936	176.4000	0.0000	2024	7	2050	12
Piura Nueva 220kV - La Nina 220 kv										

Caso "03 Zapallal – Ventanilla". Retirar también el elemento LNE-087.

TABLE LDATA(lin,b,b,cc,ATLT)										
	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
LNE-011. SICN-55. SICN-58.c1	220.0000	18.0200	0.0882	0.4950	264.6000	0.0000	2050	1	2050	12
LNE-087. SICN-55. SICN-58.c1	220.0000	18.0200	0.0882	0.4950	264.6000	0.0000	2016	1	2050	12

Caso "04 San Juan - Santa Rosa". Retirar también los elementos LNE-18A, LNX-017 y LNX-019

TABLE LDATA(lin,b,b,cc,ATLT)										
	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
LNE-018. SICN-49. SICN-48.c1	220.0000	26.3700	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2050	1	2022	12
Santa Ros220kv - San Juan 220kv										
LNE-18A. SICN-49. SICN-76.c1	220.0000	6.8700	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2023	1	2050	12
Santa Ros220kv - IndustrialesA 220kv										
LNX-017. SICN-49. SICN118.c1	220.0000	6.8700	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2014	1	2050	12
Santa Ros220kv - IndustrialesB 220kv										
LNX-019. SICN118. SICN-48.c1	220.0000	20.5000	0.0725	0.4924	223.9300	0.0000	2014	1	2022	12
IndustrialesB 220kv - San Juan 220kv										

2. Considerar el periodo de indisponibilidad de la C.H. Quitaracsa

Se solicita considerar en la revisión, la indisponibilidad de la C.H. Quitaracsa desde el 13 de marzo (02:25 horas) a la fecha, debido a un evento provocado por fenómenos naturales conforme ha sido informado a OSINERGMIN. Por ello se debe actualizar el archivo "chh.grt" según lo siguiente:

TABLE CHH(nc,r,ATCHH)										
	FACTP	Consumo	Caudal	ANOE	ME	ANOS	MS	TIPO	Canon	ResPrim
CH-0404.r1	7.5460	5.7380	15.6080	2015	10	2023	3	0	0.5051	1
CH-0404.r2	0.0000	5.7380	15.6080	2023	4	2023	11	0	0.5051	0
CH-0404.r3	7.5460	5.7380	15.6080	2023	12	2050	1	0	0.5051	0

Dirección: Av República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 15047
 Teléfono: + 51 1 6167979
 Razón social: ENGIE ENERGIA PERU S.A.
 RUC: 20333363900

engie-energia.pe



3. Actualizar la fecha de puesta en servicio del proyecto Refuerzos "1" y "2" de TRANSMANTARO

El proyecto "Refuerzos 1 y 2" de TRANSMANTARO, que contempla el Cambio a 500 kV de la L.T. 220 kV Chilca-La Planicie-Carabayllo y el 2do. Transformador 500/220 kV de la SE Chilca CTM, ha tenido algunos retrasos en la fecha de puesta en servicio, que implican lo siguiente:

- L.T. 500 kV La Planicie - Carabayllo y Transformador 500/220 kV de SE La Planicie. Puesta en servicio se atrasó de enero 2023 a setiembre 2023.
- Segundo transformador 500/220 kV de SE Chilca. Puesta en servicio se atrasó de enero 2023 a diciembre 2023.
- L.T. 500 kV Chilca - Planicie. Puesta en servicio atrasada de enero 2023 a junio 2024.

Para ello se debe actualizar en el archivo "lin.grt" de todos los casos las siguientes fechas resaltadas de amarillo:

TABLE	LDATA (lin,b,b,cc,ATLT)	TENSION	KM	rKM	xKM	NORMAL	EMERG	ANOE	ME	ANOS	MS
TNE-022.	SICN-81. SICN106.c1	500.0000	1.0000	0.4958	67.6648	588.0000	0.0000	2011	4	2023	11
TNE-022.	SICN-81. SICN106.c2	500.0000	1.0000	0.2479	33.8324	1176.0000	0.0000	2023	12	2026	1
	Chilca 500kV - Chilca CTM 220 kv / REPOT										
LNX-035.	SICN106. SICN-84.c1	220.0000	50.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2024	5
	Chilca CTM 220 kv - La Planicie 220kv										
LNX-036.	SICN106. SICN-84.c1	220.0000	50.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2024	5
	Chilca CTM 220 kv - La Planicie 220kv										
LNX-037.	SICN-84. SICN116.c1	220.0000	39.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2023	8
	La Planicie 220kv - Carabayllo220kv										
LNX-038.	SICN-84. SICN116.c1	220.0000	39.1000	0.0521	0.3834	343.0000	0.0000	2011	6	2023	8
	La Planicie 220kv - Carabayllo220kv										
LNE-223.	SICN226. SICN-82.c1	500.0000	49.3000	0.0210	0.3166	1372.0000	0.0000	2023	9	2050	12
	Planicie 500kv - Carabayllo500kv										
LNE-224.	SICN-81. SICN226.c1	500.0000	50.1000	0.0210	0.3166	1372.0000	0.0000	2024	6	2050	12
	Chilca 500kv - Planicie 500kv										
TNE-219.	SICN226. SICN-84.c1	500.0000	1.0000	0.5015	67.8732	588.0000	0.0000	2023	9	2024	11
TNE-219.	SICN226. SICN-84.c2	500.0000	1.0000	0.2507	33.9366	1176.0000	0.0000	2024	12	2026	1
	Planicie 500kv - La Planicie 220kv										

4. Dejar de considerar a la C.T. Ilo 2 en la asignación de responsabilidad de pago

Como es de su conocimiento, la C.T. Ilo 2 se encuentra fuera de operación comercial desde las 24:00 horas del 31 de diciembre del 2022, lo cual fue aprobado por el COES mediante carta N° COES/D/DP-129-2020 del 6 de febrero de 2020. Sin embargo, sin tomar en cuenta lo indicado en la Resolución 070 se continúa asignando a la C.T. Ilo 2 una compensación mensual de 3,292.5 Soles (ver siguiente tabla). Para corregir esta situación, se solicita incluir en la revisión los cambios que sean necesarios para dejar de asignar a la CT Ilo 2 compensaciones por los SST G/D de REP.

CENTRAL	L-2238	L-2232 L-2233	L-2242 L-2243	L-2010 L-2011 L-2018	L-1008	L-1020	L-1021 L-1022	L-1023	CM SOLES
ilo2tvc1	0	1 205	142	0	0	0	1 816	129	3 292.5

2. Carta N°: GG/CC.-0327/2023-EGASA del 14 de noviembre de 2023

OFICIO SIED Nro. 064-2023/GG/GC/EGASA

EGASA
Generando Energía con Responsabilidad Social

Osinergmin
New to Public Utility

Firmado Digitalmente por:
FUENTES IBÁÑEZ Cesar
Nicolás FAU
20376082114 soft
Fecha: 14/11/2023
12:33:32

Firmado Digitalmente por:
PAREDES CORNEJO ROSSELLÓ
Carlos Hernán FAU.2021626686
hard
Razón: SOT AUCTOR DEL
DOCUMENTO
Ubicación: ARQUIVA/PERU/
Fecha: 14/11/2023 12:37:54

GG/GC.-0327/2023-EGASA

Arequipa, 25 de octubre de 2023

**Ingeniero
Severo Buenalaya
Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERGMIN
Lima.-**

Asunto : SOLICITUD DE REVISION DE LA DISTRIBUCIÓN DE COMPENSACIONES POR BENEFICIOS DEL PAGO ENTRE GENERADORES POR LOS SSTGD, FIJADA POR OSINERGMIN PARA EL PERIODO MAYO 2021 – ABRIL 2025

**Referencia : 1) Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifa y Compensaciones para Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión”, aprobada con Resolución de OSINERGMIN No. 217-2013-OS/CD
2) Artículo 11° de la Resolución OSINERGMIN No 070-2021-OS/CD (en adelante la “RESOLUCION 070”)**

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted en el marco del literal e) inciso VII) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para solicitar, dentro del plazo establecido en las Normas de la referencia 1) y 2), la revisión de la distribución de compensaciones por beneficios del pago entre generadores por los Sistemas Secundarios de Transmisión Generación/Demanda de REP para el periodo mayo 2021 – abril 2025, que se fijó mediante la “RESOLUCION 070”.

Al respecto, dentro del plazo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Norma Tarifas aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN No 217-2013-OS/CD, se adjunta como Anexo las modificaciones de las fechas de ingreso de los proyectos de generación que hemos identificado para la revisión y actualización solicitada.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,

**Carlos Hernán Paredes Cornejo-Roselló
Gerente Comercial**

Adjuntos: Carta de POC de Punta Lomitas
Publicación de Osinergmin sobre la POC de Clemesi
Publicación de Osinergmin sobre la POC de Yarucaaya

Esta es una representación imprimible localizada en la sede digital de la empresa:EGASA. La representación imprimible ha sido generada atendiendo lo dispuesto en la Directiva N° 003-2021-PCM/SOTD. La verificación puede ser efectuada a partir del 14/11/2023 12:05:22. Base Legal: Decreto Legislativo N° 1412, Dec. N° 004-2019-PCM y la Directiva N° 002-2021-PCM/SOTD.
URL: <https://sistemasweb.gob.pe/visorSIEDWeb/>
Código: 0064 1005 PERS/ABDE

EMPRESA SOCIALMENTE RESPONSABLE

EDICIÓN 2021







Generando Energía con Responsabilidad Social

ANEXO

CONSIDERACIÓN DE LAS FECHAS DE INGRESO EN OPERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA LA REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE PAGO POR EL CRITERIO DE BENEFICIOS DE LOS SSTGD

En principio, se debe precisar que el pago por las instalaciones del SSTGD REP, inicialmente eran asumidas únicamente por los titulares de Generación asignados en la RESOLUCION 070; sin embargo, en la medida que otros generadores se han venido incorporando al SEIN, les corresponde asumir a estos últimos, parte del Costo Medio Anual de dichas instalaciones.

En tal sentido, tomando en cuenta la información reportada en los documentos de Inicio de Operación Comercial del COES ("POC") y/o las publicaciones del OSINERGMIN, para la revisión de la asignación de pagos por el criterio de Beneficios de los SSTGD, se debe considerar los siguientes cambios:

1. Considerar la fecha de puesta en servicio de la CE PUNTA LOMITAS

En el documento POC que se muestra en Anexo, se confirma que esta central eólica ingresó en operación comercial el 16 de junio de 2023. Por lo tanto, corresponde actualizar el archivo "SINAC.fzd" del modelo PERSEO, considerando la producción estimada en los archivos planos del FITA 2023¹:

RER64-CE PLOMITAS												
SICN-25												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BLOQUE1												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	21.2250	24.6021	21.3966	22.0207	24.8439	17.2258
2024	15.1261	17.1797	27.1153	22.9619	22.7442	21.2250	24.6021	21.3966	22.0207	24.8439	17.2258	15.3607
2025	15.1261	17.1797	27.1153	22.9619	22.7442	21.2250	24.6021	21.3966	22.0207	24.8439	17.2258	15.3607
BLOQUE2												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	58.1042	67.6843	53.1428	61.2856	65.7664	49.6310	49.1719
2024	41.9877	39.1030	71.0496	60.2357	52.2374	58.1042	67.6843	53.1428	61.2856	65.7664	49.6310	49.1719
2025	41.9877	39.1030	71.0496	60.2357	52.2374	58.1042	67.6843	53.1428	61.2856	65.7664	49.6310	49.1719
BLOQUE3												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	36.8127	41.4180	33.4530	35.2391	38.6296	26.2745	25.1570
2024	22.7682	25.4367	44.7602	39.8214	39.4940	36.8127	41.4180	33.4530	35.2391	38.6296	26.2745	25.1570
2025	22.7682	25.4367	44.7602	39.8214	39.4940	36.8127	41.4180	33.4530	35.2391	38.6296	26.2745	25.1570

2. Actualizar la fecha de puesta en servicio de la CS CLEMESI

En el compendio de "Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica - actualizado a setiembre 2023" por la División de Supervisión de Electricidad de OSINERGMIN (en adelante, el "Compendio") que se muestra en Anexo adjunto, se confirma que esta central solar ingresará en operación comercial el 31 de octubre de 2023. Por lo tanto, se debe actualizar el archivo "SINAC.fzd" del modelo PERSEO, considerando la producción estimada en los archivos planos del FITA 2023.



..//

¹ Fijación de Tarifas en Barra mayo 2023 – abril 2024



Generando Energía con Responsabilidad Social

Pág. 2

RER66-CS CLEMESI												
SIS-51												
Año Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
BLOQUE1												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BLOQUE2												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	9.3929	25.7996	21.2644	31.2683	26.2650	26.2669	24.6876	26.6389	30.7063	31.6182	36.8599	35.6621
2025	9.3929	25.7996	21.2644	31.2683	26.2650	26.2669	24.6876	26.6389	30.7063	31.6182	36.8599	35.6621
BLOQUE3												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

3. Actualizar la fecha de puesta en servicio de la CS YARUCAYA

En el Compendio se confirma que la central solar Yarucaya ingresó en operación comercial el 26 de setiembre de 2021. Por lo tanto, se debe actualizar en el archivo "SINAC.fzd" del modelo PERSEO, considerando la producción estimada en los archivos planos del FITA 2023.

RER65 CS YARUCAYA												
SICN-20												
Año Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
BLOQUE1												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BLOQUE2												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3038	0.2981	0.3105
2022	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
2023	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
2024	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
2025	0.2017	0.1789	0.2541	0.2186	0.2285	0.2010	0.2195	0.2507	0.2590	0.3038	0.2981	0.3105
BLOQUE3												
2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2022	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2025	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000



San Isidro, 15 de junio de 2023

COES/D/DP-653-2023

Señor

Daniel Cámac Gutiérrez

VP Comercial

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.

Presente -

Asunto: **Inicio de Operación Comercial de las Instalaciones del Proyecto "Central Eólica Punta Lomitas de 260 MW – Etapa II"**

Ref.: (1) Carta N° ENG/384-2023 recibida el 01.06.2023
(2) Carta N° COES/D/DP-652-2023 del 14.06.2023

De mi consideración:

Me dirijo a usted en atención a la comunicación de la referencia (1), mediante la cual ha solicitado el inicio de Operación Comercial de las Instalaciones del Proyecto "Central Eólica Punta Lomitas de 260 MW – Etapa II".

Al respecto, luego de haberse verificado el cumplimiento de los requisitos exigidos por el Procedimiento Técnico N° 20 del COES (PR-20) y, que la instalación del proyecto se encuentra integrada al SEIN con la referencia (2), esta Dirección aprueba la Operación Comercial de la central eólica Punta Lomitas a partir de las 00:00 horas del 16.06.2023, con una Potencia Nominal de 260 MW y 50 aerogeneradores.

Cabe precisar, que el valor de Potencia Nominal de la central eólica se basa en información declarada en su Ficha Técnica y será considerada para todos los efectos en el COES.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Firmado digitalmente por:
FREDDY ANTONIO PORTAL
WONG
Motivo: Soy el autor del
documento
Fecha: 15/06/2023 07:59:47-0500

FPW / VJD
C.c.: D, SNP, SPL, SPR, SEV, SCO, SME, SGI, DTI, OSINERGMIN | GSEI, MINEM | DGEI
Exp.: 202300003633

- Av. Los Conquistadores N 1144,
San Isidro, Lima - Perú.
+51 611 8585
www.coes.org.pe





CENTRAL SOLAR CLEMESÍ

EMPRESA CONCESIONARIA		ENEL GENERACION PERU S.A.A.	
DESCRIPCIÓN			
La central tendrá una potencia nominal de 114,93 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 229 140 módulos fotovoltaicos. La conexión al SEIN será a través de la barra en 220 kV de la SE. Rubí 220/33 kV. El proyecto contempla implementar una bahía de transformador en el lado de 220 kV de la SE. Rubí 220/33 kV, para recibir al transformador de la C.S. Clemesi.			
UBICACIÓN			
Departamento	MOQUEGUA		
Provincia	MARISCAL NIETO		
Distrito	MOQUEGUA		
Altitud (msnm)	1,503.00		
DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL			
Tipo de Central	Fotovoltaica		
Fuente de Energía	Sol		
DATOS DEL TRANSFORMADOR O AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA			
Tipo de Transformador	Trifásico		
Marca	CHINT		
Año de Fabricación	2022		
Relación de Transformación (kV)	33/220		
Potencia Nominal (MVA)	100/120 (ONAN/ONAF)		
Grupo de Conexión	YNd11		
DATOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
	2292014		
Tecnología	Monocristalino tipo P Bifacial		
Potencia (W)	535.00		
Marca	JINKO SOLAR		
Modelo	JKM535M-72HL4-BDVP		
Año de Fabricación	2022		
DATOS DEL INVERSOR			
	SUNGROW		
Año de Fabricación	2022		
Potencia	3.13		
Tensión de Salida (kV)	0.60		
DATOS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			
	Centro de Transformación		
Cantidad de Centros de Transformación	19		
Marca	SG625HV-MV		
Año de Fabricación	2022		
Potencia (MVA)	6.25		
Relación de Transformación (kV)	0.6/0.6/33		
Grupo de Conexión	Dy11y11		
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión Definitiva de Generación con RER	Inicio de Obras	24/04/2022
Fecha de firma	30/06/2021	Puesta en Operación Comercial	29/04/2023
Fecha de POC	29/04/2023		
Resolución de otorgamiento	R.M. N° 061-2021-MINEM/DM		
Vigencia de contrato (años)	Indefinida		
Potencia instalada (MW)	114.93		
Monto de garantía (US\$)	2,150,000.00		
Monto de inversión (US\$ millones)	80.70		
Número de contrato	560-2021		
Empresa Supervisora	Enel Green Power Perú S.A.C.		
INFORMACIÓN RELEVANTE			
<ul style="list-style-type: none"> Mediante R.M. N° 061-2021-MINEM/DM publicado el 26.03.2021, el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto "Central Solar Clemesi". El 03.04.2023, mediante R.M. N° 136-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la primera modificación de la concesión definitiva de generación, la cual incluye, entre otros, la nueva configuración de la Central, a fin de modificar la potencia instalada de 116.45 a 114.93 MW. El 12.04.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-390-2023, dio conformidad al Estudio de Operatividad para la conexión al SEIN de la C.S. Clemesi de 114,93 MW. El 28.06.2023, el COES mediante Carta N° COES/D/DP-698-2023, autorizó la conexión para continuar con el desarrollo de las Pruebas de Puesta en Servicio del proyecto C.S. Clemesi de 114,93 MW y sus Instalaciones de Transmisión, hasta el 31.10.2023. La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta 31.10.2023. Se viene ejecutando trabajos tales como; trabajos civiles: vallado perimetral, caminos internos planta fotovoltaica y fundación de centros de transformación; trabajos mecánicos: instalación de trackers, montaje de paneles, conversion units y de string box, y trabajos eléctricos: tendido de cable solar y conexionado de paneles. A la fecha, el proyecto se encuentra inyectando energía al sistema en etapa de prueba. El avance físico y global del proyecto es de 90% y 91%, respectivamente. Según el cronograma de ejecución de obras, la POC estaba prevista para el 29.04.2023; sin embargo, no se cumplió. El 28.04.2023, la Concesionaria solicitó ante el MINEM ampliación de plazo para la POC, el cual se encuentra en evaluación. El monto de inversión será de aproximadamente 80,7 MM USD, según lo informado por la Concesionaria. 			
ESQUEMA UNIFILAR			
<p>División de Supervisión de Electricidad Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad - Octubre 2023</p>			



Vista panorámica de la planta solar



Módulos fotovoltaicos bifaciales instalados



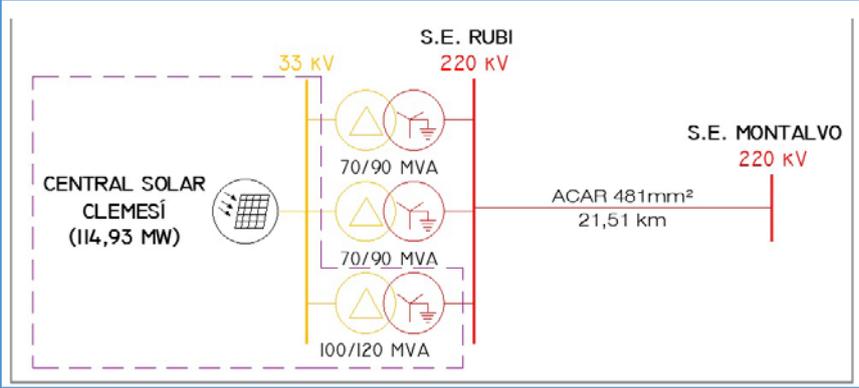
Conversion Units correspondiente al Subcampo 02



Transformador de Potencia de 100/126 MVA



Ubicación





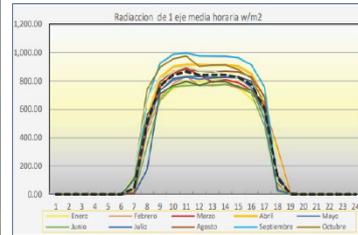
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA YARUCAYA

EMPRESA CONCESIONARIA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA S.A.C.		
DESCRIPCIÓN	La central tendrá una capacidad de 1,25 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 3 070 módulos fotovoltaicos de 530 Wp. La conexión al SEIN será a través de la Central Hidroeléctrica Yarucaya. Será necesario trazar una línea subterránea desde el centro de transformación de la C.S.F. Yarucaya hasta la barra existente de 13,8 kV de la Central Hidroeléctrica Yarucaya		
UBICACIÓN			
Departamento	LIMA		
Provincia	HUAURA		
Distrito	SAYAN		
Altitud (msnm)	1,031.00		
DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL			
Tipo de Central	Solar Fotovoltaica		
Fuente de Energía	Sol		
DATOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	3070		
Tecnología	Silicio Monocristalino		
Potencia (W)	1.25		
DATOS DEL INVERSOR	-		
Potencia	0.63		
Tensión de Salida (kV)	0.35		
DATOS DE CONTRATO			HITOS
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión Definitiva de Generación con RER	Puesta en Operación Comercial	26/09/2021
Fecha de firma	11/11/1000		
Fecha de POC	26/09/2021		
Vigencia de contrato (años)	Indefinida		
Potencia instalada (MW)	1.25		
Monto de inversión (US\$ millones)	1.39		
INFORMACIÓN RELEVANTE			

- El proyecto a desarrollar estará ubicado en el Distrito de Sayán, Provincia de Huaura, perteneciente al Departamento de Lima.
- La central tendrá una potencia nominal de 1,25 MW. La central para llegar a dicha potencia se instalarán 3 070 módulos fotovoltaicos de 530 Wp de potencia nominal cada uno, los módulos serán montados en estructuras metálicas fijas de aluminio, para realizar la conversión de energía de corriente continua a energía de corriente alterna se instalarán 7 inversores tipo on-grid de potencia nominal 185 kVA cada uno obteniendo una capacidad en AC de 1 295 kVA.
- Mediante Carta COES/D/DP-722-2021 del 13.05.2021, el COES, ante la consulta de la empresa Colca Solar S.A.C., sobre la necesidad de presentar el Estudio de Operatividad (EO) para la conexión al SEIN del proyecto, indicó que según lo establecido en el numeral 2 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN" (PR-20), la instalación de su proyecto se encuentra fuera del alcance de aplicación del PR-20, en ese sentido, deberá realizar las coordinaciones y autorizaciones para la conexión de su proyecto directamente con el titular del Punto de Conexión tal como señala el numeral indicado.
- El 22.07.2021, la DREM-Lima publicó en EL Peruano, comunicación a la ciudadanía sobre la Concesión Definitiva de Generación con RER C.S.F. Yarucaya, detallando que la Empresa Colca Hydro S.A.C., representada por su representante legal el Señor Manuel Muñoz Najár Castañeda, presenta ante su despacho el expediente de concesión definitiva, asimismo, indicó que los interesados podrán presentar sus recomendaciones aportes u observaciones sobre el expediente en mención.
- Punto de Conexión. El proyecto se conectará al SEIN en la barra de 13,8 kV de la Central Hidroeléctrica Yarucaya. Se va a trazar una línea subterránea desde el centro de transformación de la CSF Yarucaya hasta la barra existente de 13,8 kV de la Central Hidroeléctrica Yarucaya.
- Mediante Carta COES/D/DP-1431-2021 del 24.09.2021, el COES aprobó la Operación Comercial de la Central Solar Yarucaya con una potencia nominal de 1.295 MW a partir de las 00:00 horas del 26.09.2021.



Vista de planta de la C.S.F. Yarucaya



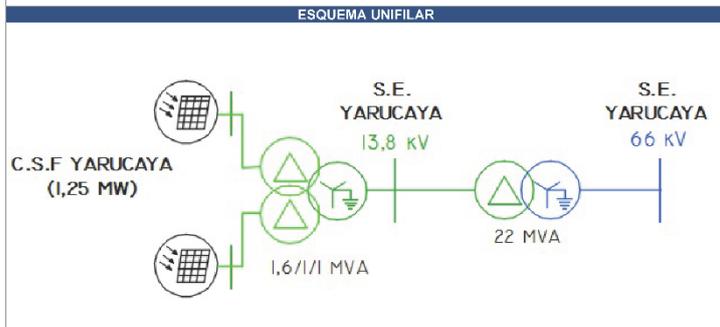
Radiación Mensual del Proyecto C.S.F. Yarucaya



S.E. Yarucaya



Ubicación



División de Supervisión de Electricidad
 Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad - Octubre 2023

ANEXO 2

Análisis de Opiniones y Sugerencias a la Resolución N°032-2024-OS/CD

1. Sugerencias de Electroperú

1.1 Sugerencia 1

Se debe revisar la compensación mensual asignada a Electroperú y efectuar las correcciones del caso.

Sustento

Electroperu señala que ha verificado que, para fines del proyecto de resolución publicado con Resolución 032 (en adelante "Proyecto"), Osinerghmin ha modificado dos (02) archivos de entrada del modelo PERSEO: (i) el de los parámetros de las líneas de transmisión, y (ii) de la generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (RER), que incluye a la central eólica Punta Lomitas y las centrales solares fotovoltaicas Clemesí y Yarucaya.

Añade que, ha verificado que en la secuencia de variaciones por resoluciones de actualización (del archivo Excel, F-200-GDREP), Osinerghmin no presenta la resolución inmediata anterior a la Resolución 032, la cual es la Resolución N° 115-2023-OS/CD, la que, al reemplazar el Cuadro 10.4 del Anexo N° 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD (y con efecto en la Resolución N° 059-2023-OS/CD), da evidencia de las compensaciones mensuales actuales de Electroperú en S/ 46 112, pues en el archivo indicado se muestra (previamente a la Resolución 032 con el escalamiento a S/ 314 882) sólo la Resolución N° 059-2023-OS/CD, con el valor elevado y que fue descartado de S/ 153 534.

Finalmente, Electroperú manifiesta que en los cambios de la Resolución N° 059-2023-OS/CD, Osinerghmin está proponiendo incrementar las compensaciones mensuales de Electroperú de S/ 46 112 a S/ 314 882 (6,8 veces más), lo cual evidencia la fragilidad de la consistencia de la información planteada entre una fijación (ajuste) y otra y que no representan compensaciones razonables (por demostraciones de uso y beneficio).

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la no presentación de los valores establecidos en la Resolución N° 115-2023-OS/CD en el archivo Excel "F-200-GDREP", corresponde señalar que el cálculo de la Distribución de la Compensación Mensual Asignada a la Generación del SST GD REP se ha realizado en cumplimiento estricto de lo establecido en la normativa aplicable vigente (Norma Tarifas, Norma Asignación de Responsabilidad, entre otros). En ese sentido, es importante señalar que la referida normativa no establece la obligación de presentar los resultados de cálculos que respaldan resoluciones anteriores, como los de la Resolución N° 115-2023-OS/CD, dentro del archivo Excel del presente proceso. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que dicha información está disponible y es de dominio público en la web de Osinerghmin, más aún, que dichos resultados ya fueron publicados en el diario oficial El Peruano en una revisión anterior, correspondiente a la del año 2022. Sin perjuicio de lo señalado, es necesario enfatizar que, aunque en procesos previos se haya presentado esta información con el propósito de mantener un registro histórico de las compensaciones, este registro no tiene ninguna repercusión sobre los resultados del proceso actual de revisión solicitado por ENGIE y EGASA.

Respecto a que Osinerghmin está proponiendo incrementar de S/ 46 112 a S/ 314 882 (6.8 veces más) las compensaciones mensuales de Electroperu, y que esto evidencia la fragilidad de la consistencia de la información planteada entre una fijación y otra, y que no representan compensaciones razonables (por demostraciones de uso y beneficio); cabe indicar que, de acuerdo con la metodología establecida en la Norma Asignación de

Responsabilidad, según la revisión solicitada se afecta la asignación de pagos de los Generadores. Por lo tanto, la variabilidad de la asignación de responsabilidad de pago de la Compensación Mensual del SST GD REP entre los Generadores está dentro de lo permitido por la referida norma y no evidencia inconsistencias entre un proceso de revisión y otro, mucho menos aspectos no razonables, siempre que se presenten solicitudes de revisión de la responsabilidad de pago y estas sean aceptadas. Sin perjuicio de lo señalado, es importante destacar que Electroperu basa su argumento de inconsistencia y no razonabilidad únicamente en el aumento de su compensación mensual asignada, sin ofrecer evidencia precisa sobre qué aspectos de la normativa vigente han sido vulnerados o incumplidos.

Conclusión

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de resolución de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

1.2 Sugerencia 2

Se deben considerar los eventos de indisponibilidad registrados, tanto en la CH Quitaracsa como en las CH Pachachaca, CH Chaglla, etc.

Sustento

Electroperu hace referencia al análisis realizado por Osinerghmin respecto a la solicitud de ENGIE de considerar la indisponibilidad de la CH Quitaracsa durante el año 2023, en el que se indica que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Norma Asignación de Responsabilidad, *“no corresponde considerar la indisponibilidad de la CH Quitaracsa durante el 2023 debido a que corresponde a un hecho temporal”*.

En ese contexto, señala que los eventos de indisponibilidad registrados, tanto en la CH Quitaracsa como en las CH Pachachaca, CH Chaglla, etc., no constituyen casos “artificiales”, pues la naturaleza, imprevisible e irresistiblemente se impuso y condicionó la variación de la oferta real de generación en el SEIN. Por esta razón, sugiere considerarlas en las modificaciones respectivas, pues éstas se sustentan en salidas de operación comercial y reingresos a operación comercial, que es una condición ineludible para la actualización de los archivos de entrada en el PERSEO.

Añade que, el caso de la mayor indisponibilidad de la CT Fénix puede estar acorde con lo antes señalado por Osinerghmin, pero no los demás casos. Asimismo, detalla lo siguiente:

- De acuerdo con lo comunicado por el COES, la CH Quitaracsa (117,78 MW) estuvo fuera de operación comercial desde el 15 de junio al 17 de diciembre de 2023, y reingresó estando actualmente solo operativo el G2 (58,832 MW); faltando aún el reingreso del transformador de potencia para el G1.
- Desde el 24 de mayo de 2023 se encuentra fuera de operación comercial la CH Aricota 2 (12,23 MW; de EGESUR) y desde el 30 de noviembre de 2023 la CH Pachachaca (9,743 MW; de STATKRAFT).
- La CH Chaglla registró varias indisponibilidades, empezando desde el 13 de julio de 2023, siendo relevante la salida total desde el 24 de julio de 2023 por vaciado de túnel de aducción para mantenimiento correctivo y por fuga de agua en sistemas de válvulas esféricas y por el mantenimiento anual de su unidad G1. Al respecto, se registró su reingreso al SEIN el 19 de octubre de 2023.
- La CSF Clemesí ha estado en operación parcial desde abril de 2023, completando al 91% sus módulos al cierre de agosto de 2023, habiendo contribuido significativamente en la sequía de 2023.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la CH Quitaracsa, mediante Carta D-515-2023 del COES se ha verificado que esta central tuvo una conclusión de operación comercial el 15 de junio de 2023. Asimismo, mediante las cartas D-1253-2023 y COES/D/DP-242-2024 del COES se ha verificado que los grupos G2 y G1 han reanudado su operación comercial el 17 de diciembre de 2023 y el 17 de marzo de 2024, respectivamente. Por lo tanto, debido a que la indisponibilidad se sustenta en variaciones en la fecha de POC aprobadas por el COES, lo cual se contempla como causal de revisión en la segunda disposición transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD que aprobó la Norma Tarifas, y teniendo cuenta que la sugerencia remitida por Electroperú es materia de la solicitud inicial de revisión de responsabilidad de pago presentada por ENGIE antes del 15 de noviembre de 2023, corresponde considerar la conclusión y reingreso de Operación Comercial de la CH Quitaracsa en el modelo PERSEO.

Respecto a las CCHH Aricota 2, Pachachaca y Chaglla, la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD establece que corresponde modificar la Resolución 070 solo lo requerido antes del 15 de noviembre de 2023, para este caso. En ese contexto, la sugerencia remitida por Electroperú, respecto a la indisponibilidad de estas tres (03) centrales hidroeléctricas, no es materia de las solicitudes de revisión presentadas por ENGIE y EGASA antes del 15 de noviembre de 2023. Por lo tanto, no corresponde considerar lo solicitado por Electroperú para la evaluación de la modificación de la Resolución 070.

Sin perjuicio de lo señalado, el caso de la indisponibilidad de la CH Chaglla no se sustenta en variaciones en la fecha de POC aprobadas por el COES, sino por mantenimientos, lo cual configura una condición operativa de carácter temporal y de considerarse en el modelo PERSEO se vulneraría lo establecido en el artículo 6 de la Norma Asignación de Responsabilidad. Es importante precisar que, la característica de temporal se refiere a aquellas modificaciones o cambios que tienen un carácter transitorio o limitado en el tiempo y no se sustentan en variaciones de fechas POC aprobadas por el COES. Estos cambios pueden ser operativos o regulatorios, pero no son condiciones permanentes o estables en el sistema eléctrico. Así, al no considerar modificaciones artificiales (de carácter temporal) en los cálculos para la asignación de responsabilidades de pago, se busca evitar que eventos o ajustes que no reflejen la situación a largo plazo del sistema eléctrico influyan en la distribución de costos y beneficios entre los agentes involucrados.

Respecto a la CSF Clemesí, mediante carta COES/D/DP-164-2024 se ha verificado que el COES aprobó su POC a partir de 28 de febrero de 2024 (03/2024 para fines del PERSEO), y que corresponde modificar en los cálculos que sustentan la Resolución 032. Por lo tanto, para el caso de la CSF Clemesí no corresponde considerarla en el PERSEO desde abril de 2023.

Conclusión

Teniendo en cuenta el análisis al presente comentario, solo corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido a la conclusión de la operación y nueva POC de la CH Quitaracsa. Mientras que, lo referido a las CCHH Aricota 2, Pachachaca y Chaglla y la CSF Clemesí no corresponde tenerlas en cuenta para la modificación de la Resolución 070.

1.3 Sugerencia 3

Se debe actualizar la información en el archivo de disponibilidad de gas natural precisando el límite para las CCTT Aguaytía y Talara, según las previsiones de la FITA2024 para los archivos con extensión TGN y RGN (capacidad del ramal o los ramales de gas natural por año y mes y para las unidades de generación asignadas a cada ramal, respectivamente).

Sustento

Electroperú señala que la CT Aguaytía, sólo cuenta con gas natural para una unidad, escenario semejante al que se presenta en Talara con las unidades de la CT Malacas. Añade que, Osinerghmin, para la representación en el PERSEO, sigue considerando lo utilizado en el año 2021 (Resolución 070).

Adicionalmente, manifiesta que en la información que sustenta el Proyecto de Resolución, no existe límite alguno para la disponibilidad de gas natural de la CT Aguaytía y que se demuestra en la generación que las 02 unidades de esta central despachan a plena carga durante todo el horizonte, lo cual es imposible desde 2023.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, corresponde modificar solo las premisas de la Resolución 070 que fueron solicitadas hasta el 15 de noviembre de 2023. En ese contexto, la sugerencia remitida por Electroperu respecto al límite de gas natural de las centrales térmicas de Aguaytía y Talara, no es materia de las solicitudes iniciales de revisión de responsabilidad de pago presentadas por ENGIE y EGASA antes del 15 de noviembre de 2023. Adicionalmente, dicha disposición transitoria establece que las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, serán procesadas teniendo en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión. Es decir, la revisión solo está prevista para esas dos causales. Por lo tanto, no corresponde actualizar la información de límite de gas natural de las centrales térmicas Aguaytía y Talara en el modelo PERSEO.

Conclusión

En virtud de las consideraciones expuestas, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

1.4 Sugerencia 4

Se debe actualizar la información en el archivo SINAC.FZD de las CCH Ángel I, Ángel II y Ángel III, de GEPSA.

Sustento

Electroperu manifiesta que la representación de las centrales hidroeléctricas Ángel I, Ángel II y Ángel III, de GEPSA, de influencia en la zona sur, se encuentra totalmente desactualizada, y presenta como evidencia lo siguiente:

Situación Osinerghmin de la Resolución 032

RER15-CH ANGELI												
SIS-37												
Año Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
BLOQUE1												
2020	2.2258	1.7837	2.0409	2.8593	2.7351	1.2723	0.9939	0.6672	0.8181	1.4773	2.8763	4.1857
2021	2.2258	1.7837	2.0409	2.8593	2.7351	1.2723	0.9939	0.6672	0.8181	1.4773	2.8763	4.1857
2022	2.2258	1.7837	2.0409	2.8593	2.7351	1.2723	0.9939	0.6672	0.8181	1.4773	2.8763	4.1857
2023	2.2258	1.7837	2.0409	2.8593	2.7351	1.2723	0.9939	0.6672	0.8181	1.4773	2.8763	4.1857
2024	2.2258	1.7837	2.0409	2.8593	2.7351	1.2723	0.9939	0.6672	0.8181	1.4773	2.8763	4.1857
2025	2.2258	1.7837	2.0409	2.8593	2.7351	1.2723	0.9939	0.6672	0.8181	1.4773	2.8763	4.1857
BLOQUE2												
2020	5.5107	4.5372	5.2522	7.3500	7.8640	3.8736	2.7092	1.8901	2.3366	4.0538	7.0830	11.9291
2021	5.5107	4.5372	5.2522	7.3500	7.8640	3.8736	2.7092	1.8901	2.3366	4.0538	7.0830	11.9291
2022	5.5107	4.5372	5.2522	7.3500	7.8640	3.8736	2.7092	1.8901	2.3366	4.0538	7.0830	11.9291
2023	5.5107	4.5372	5.2522	7.3500	7.8640	3.8736	2.7092	1.8901	2.3366	4.0538	7.0830	11.9291
2024	5.5107	4.5372	5.2522	7.3500	7.8640	3.8736	2.7092	1.8901	2.3366	4.0538	7.0830	11.9291
2025	5.5107	4.5372	5.2522	7.3500	7.8640	3.8736	2.7092	1.8901	2.3366	4.0538	7.0830	11.9291
BLOQUE3												
2020	3.2101	2.7995	2.9815	4.4973	5.3874	2.5771	1.8409	1.2676	1.5132	3.0612	5.2548	8.3295
2021	3.2101	2.7995	2.9815	4.4973	5.3874	2.5771	1.8409	1.2676	1.5132	3.0612	5.2548	8.3295
2022	3.2101	2.7995	2.9815	4.4973	5.3874	2.5771	1.8409	1.2676	1.5132	3.0612	5.2548	8.3295
2023	3.2101	2.7995	2.9815	4.4973	5.3874	2.5771	1.8409	1.2676	1.5132	3.0612	5.2548	8.3295
2024	3.2101	2.7995	2.9815	4.4973	5.3874	2.5771	1.8409	1.2676	1.5132	3.0612	5.2548	8.3295
2025	3.2101	2.7995	2.9815	4.4973	5.3874	2.5771	1.8409	1.2676	1.5132	3.0612	5.2548	8.3295
RER16-CH ANGELII												
SIS-37												
Año Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
BLOQUE1												
2020	1.8788	1.7822	1.9509	2.5688	2.8306	1.3673	1.2122	0.8517	0.9550	1.6096	3.2871	3.6510
2021	1.8788	1.7822	1.9509	2.5688	2.8306	1.3673	1.2122	0.8517	0.9550	1.6096	3.2871	3.6510
2022	1.8788	1.7822	1.9509	2.5688	2.8306	1.3673	1.2122	0.8517	0.9550	1.6096	3.2871	3.6510
2023	1.8788	1.7822	1.9509	2.5688	2.8306	1.3673	1.2122	0.8517	0.9550	1.6096	3.2871	3.6510
2024	1.8788	1.7822	1.9509	2.5688	2.8306	1.3673	1.2122	0.8517	0.9550	1.6096	3.2871	3.6510
2025	1.8788	1.7822	1.9509	2.5688	2.8306	1.3673	1.2122	0.8517	0.9550	1.6096	3.2871	3.6510
BLOQUE2												
2020	4.7401	4.4580	4.8514	6.3399	8.0962	4.2027	3.2993	2.3823	2.6938	4.3418	8.149	10.3497
2021	4.7401	4.4580	4.8514	6.3399	8.0962	4.2027	3.2993	2.3823	2.6938	4.3418	8.149	10.3497
2022	4.7401	4.4580	4.8514	6.3399	8.0962	4.2027	3.2993	2.3823	2.6938	4.3418	8.149	10.3497
2023	4.7401	4.4580	4.8514	6.3399	8.0962	4.2027	3.2993	2.3823	2.6938	4.3418	8.149	10.3497
2024	4.7401	4.4580	4.8514	6.3399	8.0962	4.2027	3.2993	2.3823	2.6938	4.3418	8.149	10.3497
2025	4.7401	4.4580	4.8514	6.3399	8.0962	4.2027	3.2993	2.3823	2.6938	4.3418	8.149	10.3497
BLOQUE3												
2020	2.7843	2.5490	2.9305	3.8846	5.5185	2.7950	2.2412	1.6172	1.7549	3.1718	6.0686	7.2142
2021	2.7843	2.5490	2.9305	3.8846	5.5185	2.7950	2.2412	1.6172	1.7549	3.1718	6.0686	7.2142
2022	2.7843	2.5490	2.9305	3.8846	5.5185	2.7950	2.2412	1.6172	1.7549	3.1718	6.0686	7.2142
2023	2.7843	2.5490	2.9305	3.8846	5.5185	2.7950	2.2412	1.6172	1.7549	3.1718	6.0686	7.2142
2024	2.7843	2.5490	2.9305	3.8846	5.5185	2.7950	2.2412	1.6172	1.7549	3.1718	6.0686	7.2142
2025	2.7843	2.5490	2.9305	3.8846	5.5185	2.7950	2.2412	1.6172	1.7549	3.1718	6.0686	7.2142
RER17-CH ANGEL III												
SIS-37												
Año Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
BLOQUE1												
2020	1.8325	1.7542	1.8982	2.6144	2.9017	1.4000	1.2461	0.8666	0.9845	1.4560	3.3216	3.6237
2021	1.8325	1.7542	1.8982	2.6144	2.9017	1.4000	1.2461	0.8666	0.9845	1.4560	3.3216	3.6237
2022	1.8325	1.7542	1.8982	2.6144	2.9017	1.4000	1.2461	0.8666	0.9845	1.4560	3.3216	3.6237
2023	1.8325	1.7542	1.8982	2.6144	2.9017	1.4000	1.2461	0.8666	0.9845	1.4560	3.3216	3.6237
2024	1.8325	1.7542	1.8982	2.6144	2.9017	1.4000	1.2461	0.8666	0.9845	1.4560	3.3216	3.6237
2025	1.8325	1.7542	1.8982	2.6144	2.9017	1.4000	1.2461	0.8666	0.9845	1.4560	3.3216	3.6237
BLOQUE2												
2020	4.7071	4.2827	4.7303	6.4582	8.2929	4.2967	3.3933	2.4629	2.7542	4.0716	8.8773	10.2372
2021	4.7071	4.2827	4.7303	6.4582	8.2929	4.2967	3.3933	2.4629	2.7542	4.0716	8.8773	10.2372
2022	4.7071	4.2827	4.7303	6.4582	8.2929	4.2967	3.3933	2.4629	2.7542	4.0716	8.8773	10.2372
2023	4.7071	4.2827	4.7303	6.4582	8.2929	4.2967	3.3933	2.4629	2.7542	4.0716	8.8773	10.2372
2024	4.7071	4.2827	4.7303	6.4582	8.2929	4.2967	3.3933	2.4629	2.7542	4.0716	8.8773	10.2372
2025	4.7071	4.2827	4.7303	6.4582	8.2929	4.2967	3.3933	2.4629	2.7542	4.0716	8.8773	10.2372
BLOQUE3												
2020	2.6748	2.4790	2.8291	3.9826	5.6432	2.8708	2.3040	1.6789	1.8142	2.9033	6.1391	7.2622
2021	2.6748	2.4790	2.8291	3.9826	5.6432	2.8708	2.3040	1.6789	1.8142	2.9033	6.1391	7.2622
2022	2.6748	2.4790	2.8291	3.9826	5.6432	2.8708	2.3040	1.6789	1.8142	2.9033	6.1391	7.2622
2023	2.6748	2.4790	2.8291	3.9826	5.6432	2.8708	2.3040	1.6789	1.8142	2.9033	6.1391	7.2622
2024	2.6748	2.4790	2.8291	3.9826	5.6432	2.8708	2.3040	1.6789	1.8142	2.9033	6.1391	7.2622
2025	2.6748	2.4790	2.8291	3.9826	5.6432	2.8708	2.3040	1.6789	1.8142	2.9033	6.1391	7.2622

Situación actual del proceso FITA2024 y previos

RER15-CH ANGELI												
SIS-37												
Año Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
BLOQUE1												
2023	3.0794	3.5335	4.4209	2.7425	2.2973	1.1101	0.7865	0.6055	0.6545	0.9349	2.8612	4.5397
2024	3.0794	3.5335	4.4209	2.7425	2.2973	1.1101	0.7865	0.6055	0.6545	0.9349	2.8612	4.5397
2025	3.0794	3.5335	4.4209	2.7425	2.2973	1.1101	0.7865	0.6055	0.6545	0.9349	2.8612	4.5397
2026	3.0794	3.5335	4.4209	2.7425	2.2973	1.1101	0.7865	0.6055	0.6545	0.9349	2.8612	4.5397
BLOQUE2												
2023	5.7699	7.1412	9.1239	5.6260	4.5501	2.2528	1.5627	1.2006	1.2481	1.8239	5.0086	9.1090
2024	5.7699	7.1412	9.1239	5.6260	4.5501	2.2528	1.5627	1.2006	1.2481	1.8239	5.0086	9.1090
2025	5.7699	7.1412	9.1239	5.6260	4.5501	2.2528	1.5627	1.2006	1.2481	1.8239	5.0086	9.1090
2026	5.7699	7.1412	9.1239	5.6260	4.5501	2.2528	1.5627	1.2006	1.2481	1.8239	5.0086	9.1090
BLOQUE3												
2023	5.6141	6.2775	7.9619	5.1437	4.0425	2.0020	1.3950	1.0670	1.0878	1.6206	4.5708	8.2794
2024	5.6141	6.2775	7.9619	5.1437	4.0425	2.0020	1.3950	1.0670	1.0878	1.6206	4.5708	8.2794
2025	5.6141	6.2775	7.9619	5.1437	4.0425	2.0020	1.3950	1.0670	1.0878	1.6206	4.5708	8.2794
2026	5.6141	6.2775	7.9619	5.1437	4.0425	2.0020	1.3950	1.0670	1.0878	1.6206	4.5708	8.2794

RER16-CH ANGELII												
SIS-37												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BLOQUE1												
2023	3.2253	3.3723	3.7013	3.2024	2.3587	1.2788	0.9317	0.7268	0.7497	1.2944	3.0360	3.6869
2024	3.2253	3.3723	3.7013	3.2024	2.3587	1.2788	0.9317	0.7268	0.7497	1.2944	3.0360	3.6869
2025	3.2253	3.3723	3.7013	3.2024	2.3587	1.2788	0.9317	0.7268	0.7497	1.2944	3.0360	3.6869
2026	3.2253	3.3723	3.7013	3.2024	2.3587	1.2788	0.9317	0.7268	0.7497	1.2944	3.0360	3.6869
BLOQUE2												
2023	6.2300	6.7904	7.5521	6.4987	4.6571	2.5768	1.8428	1.4439	1.4186	2.3611	5.6539	7.4521
2024	6.2300	6.7904	7.5521	6.4987	4.6571	2.5768	1.8428	1.4439	1.4186	2.3611	5.6539	7.4521
2025	6.2300	6.7904	7.5521	6.4987	4.6571	2.5768	1.8428	1.4439	1.4186	2.3611	5.6539	7.4521
2026	6.2300	6.7904	7.5521	6.4987	4.6571	2.5768	1.8428	1.4439	1.4186	2.3611	5.6539	7.4521
BLOQUE3												
2023	5.7659	6.0962	6.7410	5.8274	4.1364	2.3044	1.6645	1.2884	1.2390	2.0116	5.2079	6.7205
2024	5.7659	6.0962	6.7410	5.8274	4.1364	2.3044	1.6645	1.2884	1.2390	2.0116	5.2079	6.7205
2025	5.7659	6.0962	6.7410	5.8274	4.1364	2.3044	1.6645	1.2884	1.2390	2.0116	5.2079	6.7205
2026	5.7659	6.0962	6.7410	5.8274	4.1364	2.3044	1.6645	1.2884	1.2390	2.0116	5.2079	6.7205
RER17-CH ANGEL III												
SIS-37												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BLOQUE1												
2023	3.0777	3.4504	3.7762	3.0654	2.4064	1.3316	0.9860	0.7725	0.7861	1.3377	3.0086	3.5615
2024	3.0777	3.4504	3.7762	3.0654	2.4064	1.3316	0.9860	0.7725	0.7861	1.3377	3.0086	3.5615
2025	3.0777	3.4504	3.7762	3.0654	2.4064	1.3316	0.9860	0.7725	0.7861	1.3377	3.0086	3.5615
2026	3.0777	3.4504	3.7762	3.0654	2.4064	1.3316	0.9860	0.7725	0.7861	1.3377	3.0086	3.5615
BLOQUE2												
2023	6.0444	6.8540	7.6956	6.1592	4.7092	2.6693	1.9436	1.5339	1.4833	2.4274	5.6372	7.2353
2024	6.0444	6.8540	7.6956	6.1592	4.7092	2.6693	1.9436	1.5339	1.4833	2.4274	5.6372	7.2353
2025	6.0444	6.8540	7.6956	6.1592	4.7092	2.6693	1.9436	1.5339	1.4833	2.4274	5.6372	7.2353
2026	6.0444	6.8540	7.6956	6.1592	4.7092	2.6693	1.9436	1.5339	1.4833	2.4274	5.6372	7.2353
BLOQUE3												
2023	5.6002	6.2049	6.8157	5.7285	4.2291	2.3978	1.7610	1.3735	1.3130	2.0868	5.2127	6.3690
2024	5.6002	6.2049	6.8157	5.7285	4.2291	2.3978	1.7610	1.3735	1.3130	2.0868	5.2127	6.3690
2025	5.6002	6.2049	6.8157	5.7285	4.2291	2.3978	1.7610	1.3735	1.3130	2.0868	5.2127	6.3690
2026	5.6002	6.2049	6.8157	5.7285	4.2291	2.3978	1.7610	1.3735	1.3130	2.0868	5.2127	6.3690

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin a la Sugerencia 3 de Electroperú respecto al plazo para presentar solicitud de revisión de la asignación de pago a los Generadores establecidos en la Resolución 070.

Sin perjuicio de lo mencionado, se precisa que, de acuerdo con la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, serán procesadas teniendo en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, que amerite dicha revisión. Es decir, la revisión solo está prevista para esas dos causales.

Por otro lado, corresponde precisar que la Revisión de la Distribución de la Responsabilidad de Pago entre Generadores por los SST y SCT asignados a la generación y la Fijación de Precios en Barra son procesos independientes regidos por normativas y procedimientos propios.

Conclusión

En virtud de las consideraciones expuestas, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

1.5 Sugerencia 5

Se deben actualizar la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC) del proyecto "Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas" (en adelante "COYA"), de noviembre de 2022 a agosto de 2023.

Sustento

Electroperú señala que, en los archivos del PERSEO, Osinerghmin está considerando la entrada en operación comercial del proyecto COYA desde noviembre de 2022, pero están en efecto desde el mes de agosto de 2023, por ello sugiere que se debe modificar la indicada fecha.

Añade que estos cambios han sido modelados en la FITA2024 que está en curso y en proceso de prepublicación por Osinerghmin, por lo que se debería mantener criterios similares en sus evaluaciones y simulaciones de cada proceso de fijación.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin a la Sugerencia 3 de Electroperú respecto al plazo para presentar solicitud de revisión de la asignación de pago a los Generadores establecidos en la Resolución 070.

Conclusión

En virtud de las consideraciones expuestas, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

1.6 Sugerencia 6

No se debe alterar la codificación del modelo PERSEO, ya que se ha verificado, según los archivos de entrada, que Osinerghmin ha establecido una tolerancia mil veces superior a las de las fijaciones de tarifas en barra

Sustento

Electroperu manifiesta que las compensaciones mensuales CMAG, para cada uno de los 08 elementos de REP, son directamente sensibles a las condiciones de simulación del PERSEO 2.0 de la base de datos usada por Osinerghmin. Por lo tanto, cualquier variación en los elementos de la configuración de transmisión de la zona de influencia, como de la generación central, se manifiesta en una variación de la magnitud de los flujos y de sus condiciones de dirección para las 55 series hidrológicas usadas en esa data. En este sentido, se presentan condiciones adicionales no consideradas por OSINERGHMIN en las que otros generadores tienen un valor actual, con el elemento, superior a sin el elemento. Los casos de las líneas L-1008 (con costo medio anual de 1,02 millones de USD) y L-1020 (con 1,038 millones de USD), incluyendo sus 04 conjuntos de celdas, son los más relevantes.

Añade que no se debe alterar la codificación del PERSEO estableciendo una tolerancia mil veces superior a la de las fijaciones de tarifas en barra. También, precisa que, en los parámetros de entrada, la tolerancia señalada no tiene presencia en las subrutinas de las secuencias hidrológicas, minimización de pérdidas de transmisión, red uninodal, interáreas, ramal de gas natural, límites de aportes del lago Junín, etc. Por lo tanto, el cambio de tolerancia y su incompatibilidad extrema con los criterios usados en otras evaluaciones tarifarias no son consistentes y, consecuentemente, inaplicables puesto que para cualquier fijación tarifaria se busca el mínimo costo de operación de todo el sistema y en todo el horizonte de evaluación.

Análisis de Osinerghmin

Electroperú señala que existen "condiciones adicionales" no contempladas por Osinerghmin en las que otros generadores tienen un valor actual, con el elemento, superior a sin el elemento. Sin embargo, la falta de especificidad respecto a estas condiciones impide su evaluación y, consecuentemente, la posibilidad de refutarlas o aceptarlas. Sin una fundamentación que justifique dicho sustento, no resulta posible analizar las afirmaciones de Electroperú en la presente sugerencia.

Respecto a la supuesta alteración de la codificación del modelo PERSEO, es preciso señalar que la sugerencia remitida por Electroperú no es materia de las solicitudes iniciales de revisión de responsabilidad de pago presentadas por ENGIE y EGASA antes del 15 de noviembre de 2023. Por lo tanto, no corresponde considerarla.

Sin perjuicio de lo señalado, el Informe N° 367-2023-GRT, correspondiente al proceso de revisión de la asignación de año 2022, contiene un análisis exhaustivo respecto a la tolerancia de convergencia y a las razones de su ajuste. Se destacó, entre otros aspectos, que este parámetro no forma parte del modelo PERSEO 2.0, el cual se define por la función objetivo a minimizar, sujeto a las restricciones propias de las características del

problema a resolver. Además, se enfatizó que su ajuste era necesario para garantizar la eficiencia y estabilidad numérica del modelo. Por lo tanto, no se ha alterado el modelo PERSEO.

Por otro lado, cabe remarcar que el valor de tolerancia del modelo PERSEO utilizado para el proceso de revisión de asignación actual (2023) no ha sido modificado respecto del proceso anterior (2022).

Finalmente, respecto a que no se debe alterar la codificación del PERSEO estableciendo una tolerancia mil veces superior a la de las fijaciones de tarifas en barra, resulta necesario remarcar que la Revisión de la Distribución de la Responsabilidad de Pago entre Generadores por los SST y SCT asignados a la generación y la Fijación de Precios en Barra son procesos independientes regidos por normativas y procedimientos propios. Aunque presentan similitudes, no son idénticos y, por lo tanto, no se pueden aplicar los mismos criterios de manera uniforme.

Conclusión

En virtud de las consideraciones expuestas, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

2. Sugerencias de REP

2.1 Sugerencia 1

Observación sobre asignación de nuevos agentes a ser facturados en la distribución de pagos.

REP manifiesta que, como parte de la Resolución 032, se establece que se incorporan nuevos agentes a la distribución de pagos del Cuadro 10.4 de la Resolución 070, como son Egejunín Tulumayo - V S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C., Generadora de Energía del Perú, Sudamericana de Energía S.A. y a las empresas a las que se retira de dicha asignación, dado que impacta en la redistribución de pagos.

En ese sentido, REP solicita que Osinerghmin revise y valide de manera correcta si corresponde o no la asignación de nuevos agentes en la distribución de pagos, así como su comunicación efectiva hacia esa empresa, indicándole que debe realizar estos pagos (incluso según se entiende de carácter retroactivos por el periodo 2023-2024), para evitar problemas de asignación y reclamos posteriores por desconocimiento de dichas asignaciones.

REP añade que en anteriores oportunidades se había asignado montos de manera incorrecta a agentes, con los cuales se tuvieron problemas de facturación, pago y recaudación, con los respectivos procesos de reclamación entre las partes y contra el mismo Osinerghmin.

Finalmente, REP solicita que estas asignaciones de compensaciones sean notificadas a estas nuevas empresas, con el objetivo que tengan el debido conocimiento del porque y cuanto sería su asignación de mayo en adelante y los cálculos retroactivos de la misma con el fin de evitar inconvenientes en los pagos de las Asignaciones por Compensaciones al Sistema de Generación/Demanda de REP.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis en el Informe Legal N° 214-2024-GRT, en el cual se indica que respecto a la necesidad de notificar a los agentes que resulten asignados como responsables de pago, no corresponde realizar la misma, entre otros, debido a que la publicación de la resolución se hace en el diario Oficial El Peruano, que es de distribución a nivel nacional.

Por otro lado, es necesario precisar que, tal como se indica en la Nota (1) del Cuadro 10.4 de la Resolución 070, en caso se asignaran pagos a centrales de generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de los generadores beneficiados, por lo que la empresa no tiene que remunerar si no tiene operación comercial.

Conclusión

Debido a las consideraciones expuestas, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

2.2 Sugerencia 2

Desviación significativa de los montos asociados a compensaciones

REP manifiesta que, en relación con la distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST (Resolución 032), se ha observado que varios de los valores calculados por el Osinerghmin difieren significativamente de lo establecido en la resolución vigente.

Añade que, con el propósito de brindar una mejor comprensión a esta observación, presenta la siguiente tabla, donde evidencian desviaciones de hasta más de un 500%.

Empresa	Resolución Vigente	Proyecto de Resolución	Desviación	
	Resolución N° 115-2023-OS/CD	Resolución N° 032-2024-OS/CD		
ELECTROPERÚ S.A.	46,112	314,882	268,770	583%
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S.A.	43,469	101,502	58,033	134%
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	51,593	81,512	29,919	58%
KALLPA GENERACION S.A.	63,391	85,824	22,433	35%
INLAND ENERGY S.A.C.	64,780	22,918	-41,862	-65%
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	129,696	82,225	-47,471	-37%
ENEL GENERACION PERU S.A.A	199,130	118,644	-80,486	-40%
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	167,829	46,193	-121,636	-72%
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	479,942	345,814	-134,128	-28%

Finalmente, REP solicita al Osinerghmin que realice una verificación para determinar si los montos señalados realmente corresponden a la compensación asignada a dichos agentes.

Análisis de Osinerghmin

El cálculo de la Distribución de la Compensación Mensual Asignada a la Generación del SST GD REP se ha realizado cumpliendo estrictamente lo establecido en la normativa vigente (Norma Tarifas, Norma Asignación de Responsabilidad, entre otros). En ese contexto, de acuerdo con la metodología establecida en la normativa mencionada, según la revisión solicitada se afecta la asignación de pagos de los Generadores. Por lo tanto, la variabilidad de la asignación de responsabilidad de pago de la Compensación Mensual del SST GD REP entre los Generadores está dentro de lo permitido por la normativa, siempre que se presenten solicitudes de revisión y estas sean aceptadas conforme a los procedimientos establecidos.

Conclusión

Debido a las consideraciones expuestas, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

2.3 Sugerencia 3

Actualizar las compensaciones del SSTG y SSTGD considerando la aplicación del factor de actualización mensual.

Osinergrmin debe actualizar las Compensaciones del SSTG y SSTGD considerando la aplicación del factor de actualización mensual, conforme lo establecido en los artículos 28 y 45 de la Resolución N° 217-2013-OS/CD, Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (Norma Tarifas).

Sustento

REP señala que, como parte de la regulación de tarifas, las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CMA de los componentes TC_0 , IPM_0 , Pal_0 y Pc_0 , para realizar la actualización de las tarifas según las variaciones de dichos componentes. Sin embargo, en la práctica Osinergrmin ha indicado que dichas compensaciones no son afectas a actualizaciones, lo cual es incorrecto.

Agrega que, esto quiere decir que, para un mismo CMA que tenga participación tanto en porcentaje de demanda y en generación, debe ser actualizado para ambos conceptos (Peajes y Compensaciones), dado que, de no hacerlo así, solo se está reconociendo la actualización sobre una participación.

Asimismo, REP señala que dichas actualizaciones se enmarcan dentro de lo establecido en los artículos 28 y 45 de la Norma Tarifas, donde se indica el empleo de las fórmulas de actualización tanto para peajes y compensaciones, como se puede apreciar a continuación:

“Artículo 28°.- Fórmulas de Actualización de los CMA, Peajes y Compensaciones

*28.1. Para cada Área de Demanda se definirá una fórmula de actualización para los SSTD y una para cada Elemento que conforma el SCT. **Asimismo, se define una fórmula de actualización para las instalaciones tipo SSTG pertenecientes a cada generador.***

28.2. Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CMA de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera), los recursos de procedencia local (moneda nacional), los costos del Aluminio y los costos del Cobre.

28.3. A partir de las fórmulas de actualización se determina el Factor de Actualización (FA), los cuales se aplican a los valores fijados en cada Resolución de acuerdo con las condiciones de aplicación señaladas en la misma. La fórmula para determinar el FA es la siguiente:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{Pc}{Pc_0} + d \frac{Pal}{Pal_0} \right)$$

(...)”

Artículo 45°.- Formatos sobre Factores de Actualización

(...)

Formato F-522 Factores de Actualización de los CMA y Peajes

En este formato se determinan los coeficientes de la fórmula de actualización para el SSTD y de la fórmula de actualización para los otros tipos de sistemas del SER asignados a la demanda. (...)

Formato F-523 Factores de Actualización de las Compensaciones

En este formato se determinan los coeficientes de la fórmula de actualización de las compensaciones mensuales de las instalaciones asignadas a los Generadores.

Se debe tener en cuenta los mismos criterios establecidos en el Formato F-522.”

También, REP indica que, por lo expuesto, bajo los conceptos económicos las tarifas requieren un reajuste mensual, tal como se realiza en los SST Demanda, SPT y tarifas de distribución. Sin embargo, para el caso de los SST Generación se observa un tratamiento diferenciado y discriminatorio entre las compensaciones y los peajes respecto a la aplicación de los factores de actualización o de reajuste mensual, dado que se aplica para los SST Demanda, pero no para los SST Generación, siendo inclusive parte de la misma instalación. Por lo cual se solicita considerar las fórmulas de actualización para las compensaciones y aplicar el factor de actualización en el CMA de las compensaciones, conforme lo establecido en los artículos 28 y 45 de la Norma Tarifas y el artículo 139 del RLCE.

Respecto a los criterios que Osinerghmin ha aprobado para la actualización de las compensaciones a lo largo del tiempo

REP manifiesta que, como se desarrolla a continuación, a lo largo de los años, Osinerghmin ha aprobado distintas reglas para la **actualización** de las compensaciones.

Agrega que, en el año 2003, mediante el Informe N° OSINERG-GART/DGT N° 027-2003 que sustentó la Resolución N° 081-2003-OS/CD, Osinerghmin indicó que las compensaciones del SST de Eteselva (actualmente **instalaciones** de ISA Perú) se debían actualizar mensualmente:

3.5.4 Determinación de las compensaciones en el SST de ETESELVA

Para la determinación de las compensaciones mensuales se ha utilizado la tasa de actualización anual del 12%, 30 años y el tipo de cambio del último día del mes de abril que es igual a 3.463 S./US\$.

En consecuencia las compensaciones mensuales resultantes, para el SST de ETESELVA, son las siguientes:

**CUADRO N° 3.10
FIJACIÓN DE TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST – AÑO 2003
COMPENSACIÓN MENSUAL**

Código	Descripción Instalaciones de Transmisión	Compensaciones Mensuales (S/.)
L-251	L.T. 220 kV Aguaytia - Tingo María	351,277
L-252	L.T. 220 kV Tingo María - Vizcarra	792,052
Transformador 13.8/220 kV	Celdas de Transformación 220 kV	69,291
		1,212,620

3.5.6 Fórmula de Actualización

Las compensaciones mensuales determinadas en la sección 3.6.4. corresponden a valores calculados a la fecha, los mismos que se deberán actualizar antes de su aplicación. Para la determinación de las correspondientes fórmulas de actualización se ha efectuado una revisión de la composición de los costos de inversión, operación y mantenimiento en sus componentes de moneda nacional y moneda extranjera. Las relaciones que deberán utilizarse son las siguientes:

$$CM1 = CM0 * FACM$$

$$FACM = a * FTC + b * FPM$$

$$FTC = TC/TC0$$

$$FPM = IPM/IPM0$$

También, REP indica que, en el año 2009, se publicó la Resolución N° 184-2009-OS/CD. En el pie del cuadro 1.15 de esta Resolución, Osinerghmin, respecto de los peajes, aprobó la siguiente fórmula de actualización, estableciendo además que la misma se aplicaría siempre que haya una variación del 5%:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{Pc}{Pc_0} + d \frac{Pal}{Pal_0} \right)$$

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

"Dicho FA se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento y cuando el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización."

REP adiciona que, respecto de la actualización de las compensaciones, en el cuadro 8.27, Fórmulas de Actualización, del Anexo 8, "COMPENSACIÓN Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN DE SISTEMAS TOTAL O PARCIALMENTE ASIGNADOS A LA GENERACIÓN", OSINERGHMIN indicó lo siguiente:

"La forma y las condiciones de aplicación de estos coeficientes son las mismas a las indicadas al pie del Cuadro 1.15, con la particularidad que para este caso los factores de actualización se aplican mensualmente." (énfasis agregado)

Asimismo, REP señala que, en el año 2017, Osinerghmin en su informe N° 238-2017-GRT que sustenta la Resolución 106-2017-OS-CD, señala que en la página 189 del Informe N° 151-2013-GART que sustentó la Resolución N°054-2013-OS/CD, Osinerghmin dejó sin efecto la aplicación de lo dispuesto en los párrafos anteriores, correspondiente a lo establecido en la Resolución N°184-2009-OS/CD, indicando lo siguiente:

"En cuanto a la antepenúltima nota del Cuadro 1.15 de la Resolución OSINERGHMIN N° 184-2009-OS/CD (modificada y complementada por la Resolución OSINERGHMIN N° 279-2009-OS/CD), efectivamente, se estableció que las fórmulas de actualización del CMA del SST se aplicarían bajo las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento y cuando el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto

a la última actualización, **con el propósito de prever alguna volatilidad en los costos que podría originar un significativo desequilibrio económico en el transcurso del periodo tarifario vigente (noviembre 2009 – abril 2013)**, lo cual no fue necesario, ya que no se dieron las condiciones de aplicación mencionadas; sin embargo, ello no es óbice para no dar cumplimiento a la disposición legal a la que se refiere el párrafo anterior en el sentido que la actualización del CMA debe realizarse en el proceso regulatorio en curso conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes." (énfasis agregado)

Finalmente, indica que, como se observa Osinerghmin deja sin efecto la actualización mensual de las compensaciones sin sustento alguno, toda vez que, en ningún informe técnico o legal, Osinerghmin ha sustentado suficientemente por qué decidió cambiar de criterio. Asimismo, cabe destacar que propósito de considerar el factor de actualización, es prever alguna volatilidad en los costos que podría originar un significativo desequilibrio económico en el transcurso del periodo tarifario vigente.

Análisis de Osinerghmin

Tal como se indica en el Informe Legal N° 214-2024-GRT, que complementa el presente informe, Osinerghmin no puede pronunciarse sobre este comentario, habida cuenta de que es una causa pendiente de resolución judicial.

Sin perjuicio de ello, es oportuno indicar que el proceso materia del presente informe tiene por finalidad determinar la distribución de la responsabilidad de pago entre generadores por los SST y SCT asignados a la generación a solicitud de interesados, mas no definir fórmulas de actualización para las instalaciones de transmisión asignadas a la generación.

Conclusión

Debido a las consideraciones expuestas, no corresponde modificar el proyecto de modificación de la Resolución 070, publicado mediante Resolución 032, debido al presente comentario.

ANEXO 3

Modificación de la Resolución N° 070-2021-OS/CD, complementada con Resolución N° 145-2021-OS/CD, Fijación de los Peajes y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT) para el periodo del 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025

1. Modificación del Cuadro 10.4.- Distribución de la Compensación Mensual Asignada a la Generación del SST GD REP

Corresponde modificar el Cuadro 10.4 del Anexo 10 de la Resolución N° 070-2021-OS/CD de acuerdo con lo siguiente:

TITULAR	Compensación Mensual (S/)	
	May23-Abr24	May24-Abr25
GR TARUCA S.A.C	6 250	6 250
ANDEAN POWER S.A.	2 611	2 611
COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	16 040	16 040
CHINANGO S.A.C.	21 899	21 899
CONSORCIO TRES HERMANAS - COBRA PERÚ S.A.	4 223	4 223
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	236 852	236 852
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S.A.	69 829	69 829
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	1 091	1 091
EGEJUNÍN TULUMAYO - V S.A.C.	13 196	13 196
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	61 470	61 470
ELECTROPERÚ S.A.	316 168	316 168
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	1 794	1 794
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	13 166	13 166
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUNÍN S.A.C.	10 726	10 726
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA ANA S.R.L.	1 102	1 102
EDEL GENERACION PERU S.A.A	152 018	152 018
EDEL GREEN POWER S.A.	6 780	6 780
EDEL GENERACION PIURA S.A.	57 632	57 632
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	121 366	121 366
FENIX POWER PERÚ S.A.	30 307	30 307
GR PAINO S.A.C.	6 516	6 516
KALLPA GENERACION S.A.	140 681	140 681
LA VIRGEN S.A.C.	6 922	6 922
INLAND ENERGY S.A.C.	7 546	7 546
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	252 462	252 462
PETRAMAS S.A.C.	4 961	4 961
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	32 503	32 503
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	60 018	60 018
SDF ENERGIA S.A.C.	203	203
STATKRAFT PERÚ S.A.	44 095	44 095
TERMOCHILCA S.A.	20 252	20 252

TITULAR	Compensación Mensual (S/)	
	May23-Abr24	May24-Abr25
TERMOSELVA S.R.L.	8 515	8 515
UNACEM	6 510	6 510

Nota:

(1) En cada año tarifario, en caso se asignen pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de generadores