

problemas de invasión que afectaban la servidumbre del proyecto;

Que, al respecto, el mandato del Decreto Supremo N° 023-2020-EM, precisa que: "Osinergrmin determina la propuesta de Base Tarifaria de Proyectos Vinculantes incluidos en anteriores Planes de Transmisión aprobados";

Que, resulta notorio que el proyecto "Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV" no es idéntico al aprobado formalmente como "Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV";

Que, sin embargo, es parte de los antecedentes que en el año 2016 este proyecto se habría renombrado con la denominación actual, según la Comunicación COES/D-1002-2016 que remitió el COES al Ministerio de Energía y Minas y la solicitud del anteproyecto que realizó este Ministerio al COES con Oficio N° 1471-2016-MEM/DGE. Por su parte, también el MINEM ha aprobado en el año 2018, el Informe Multianual de Inversiones APP (R.M. N° 360-2018-MEM/DM) y en el año 2019, el documento de gestión Plan Estratégico Institucional (R.M. N° 046-2019-MEM/DM), los cuales, no obstante tener otra finalidad y sustento, hacen mención a la nueva denominación del proyecto. A su vez, se verifica que, ambos proyectos comparten y cumplen con semejante finalidad;

Que, de ese modo, existen elementos que generan certeza y permiten continuar con la emisión del pronunciamiento de Osinergrmin sobre el proyecto en cuestión, en aplicación del principio de eficiencia y efectividad contenido en el Reglamento General de Osinergrmin, por el cual, la actuación del Regulador se guía por la búsqueda de eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto, por tanto, corresponde aprobar su propuesta tarifaria, bajo la condición que el Ministerio de Energía y Minas, acredite en la etapa posterior (art. 7.4 del Reglamento de Transmisión) si ya contara con el cambio respectivo y suficiente o emita en el instrumento correspondiente por su órgano competente el cambio formal sobre dicho proyecto;

Que, en la Carta COES/D-685-2020, recibida el 09 de octubre del 2020, este Comité presentó a Osinergrmin los anteproyectos de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, calificados por el Ministerio de Energía y Minas como Refuerzos en cumplimiento del Decreto Supremo N° 023-2020-EM;

Que, en los citados anteproyectos se describen las características generales de los equipos e instalaciones a repotenciarse, la descripción de obras, el plan de intervenciones y el presupuesto estimado según cálculos y verificaciones de campo;

Que, en cumplimiento de este mandato normativo, se han analizado los anteproyectos de los Refuerzos calificados como tales en aplicación al Decreto Supremo N° 023-2020-EM, a partir de la información remitida por el MINEM, luego de lo cual se ha elaborado la propuesta de Base Tarifaria;

Que, en este sentido, se han emitido los Informes N° 492-2020-GRT y N° 493-2020-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin, respectivamente; los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergrmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y el Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM; en el Reglamento General del Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 40-2020.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la propuesta de Base Tarifaria de los siguientes proyectos, en cumplimiento de lo previsto en el Decreto Supremo N° 023-2020-EM:

Ítem	Descripción del Proyecto	Titular	Base Tarifaria CMA (USD)
1	Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV.	Transmantaro	5 031 192
2	Compensador reactivo variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE Trujillo 500 kV.	Transmantaro	5 047 754

Artículo 2°.- Aprobar la propuesta de Base Tarifaria del siguiente proyecto, en atención a lo previsto en el Decreto Supremo N° 023-2020-EM. Los efectos de esta aprobación surtirán cuando el Ministerio de Energía y Minas, acredite en la respectiva etapa o de ser el caso, emita en el instrumento correspondiente el cambio de: "Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV" (Resolución Ministerial N° 575-2014-MEM/DM) a "Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV".

Ítem	Descripción del Proyecto	Titular de la S.E.	Base Tarifaria CMA (USD)
1	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en SE San Juan 220 kV.	REP	3 027 975

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con los Informes N° 492-2020-GRT y 493-2020-GRT, que forman parte de la misma, en la web institucional: <http://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>.

ANTONIO ANGULO ZAMBRANO
Presidente del Consejo Directivo (e)
Osinergrmin

1896203-1

Modifican Procedimientos Técnicos del COES N° 10 y COES N° 30; asimismo, las definiciones de los términos "Demanda Coincidente", "Retiro" y "Restricciones de capacidad de transmisión" del "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC"

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGRMIN N° 161-2020-OS/CD**

Lima, 22 de octubre de 2020

CONSIDERANDO

Que, mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se dispuso en el literal b) de su artículo 13 que una de las funciones de interés público a cargo del COES, es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergrmin;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema ("Reglamento COES"), cuyo artículo 5.1 detalla que el COES, a través de su Dirección

Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su artículo 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergrmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento. Por tanto, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, Resolución N° 272-2014-OS/CD y Resolución N° 090-2017-OS/CD;

Que, mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (en adelante, Reglamento del MME), cuyo objeto es establecer definiciones, condiciones para participación en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), liquidaciones de energía, potencia, servicios complementarios y rentas de congestión en el MME, entre otros aspectos vinculados;

Que, mediante Resoluciones N° 187-2017-OS/CD y N° 200-2017-OS/CD, se publicaron los Procedimientos Técnicos del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10) y N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" (PR-30), respectivamente; con el objetivo de determinar la liquidación de las valorizaciones de las Transferencias de Energía Activa entre Participantes del MME, determinar la liquidación de las valorizaciones de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas y otras compensaciones entre Participantes del MME, y determinar las liquidaciones de la valorización de las Transferencias de Potencia entre Participantes del MME y las Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT);

Que, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME del 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC ("Glosario");

Que, por su parte, mediante Decreto Supremo N° 064-2005-EM, se aprobó el Reglamento de Cogeneración con el objeto de promover el desarrollo de una tecnología que mejora la eficiencia energética y reduce el consumo de combustibles mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor útil. Esta norma fue sustituida, mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, modificada a su vez con Decreto Supremo N° 082-2007-EM;

Que, en base a la evaluación de las liquidaciones a las que se refiere el PR-10 y PR-30, el COES planteó precisar los criterios y consideraciones con las cuales se debe realizar las valorizaciones de Entregas y Retiros asociados al Autoconsumo de las Centrales de Cogeneración, en mejora del marco normativo actual y de las relaciones jurídicas existentes, teniendo en cuenta que actualmente existen empresas cogeneradoras y proyectos a ingresar que en los próximos meses se les otorgará la Puesta en Operación Comercial (POC). En este contexto, el COES remitió a Osinergrmin, mediante carta COES/D-902-2019 del 28 de agosto de 2019, la propuesta de modificación del PR-10, PR-30 y del Glosario;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 1100-2019-GRT del 28 de noviembre de 2019 se remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-10, PR-30 y del Glosario, otorgándosele un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. Con fecha 24 de diciembre de 2019, mediante la carta COES/D-1473-2019, el COES remitió a Osinergrmin la subsanación de dichas observaciones;

Que, el 02 de mayo de 2020, se publicó mediante Resolución N° 039-2020-OS/CD, el proyecto de modificación del PR-10, PR-30 y del Glosario, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del

Reglamento General de Osinergrmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. Esta propuesta contiene el debido sustento y análisis sobre la propuesta normativa;

Que, en la citada Resolución N° 039-2020-OS/CD se otorgó un plazo de quince (15) días calendario, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, en atención a las medidas de emergencia dictadas por el Poder Ejecutivo, se recibieron los comentarios hasta el 25 de junio de 2020, los cuales fueron de las siguientes empresas: Electroperú S.A., Enel Generación S.A.A., Engie Energía Perú S.A., Bioenergía del Chira S.A., Agroaurora S.A.C., Agrolmos S.A., Cartavio S.A.A., Casa Grande S.A.A., Leche Gloria S.A., Illapu Energy S.A., Agroindustrias San Jacinto S.A.A., Trupal S.A. y Agro Industrial Paramonga S.A.A. Estos comentarios recibidos dentro del plazo otorgado, han sido analizados en los informes de sustento, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se han emitido el Informe Técnico N° 486-2020-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N°487-2020-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergrmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica"; en el Reglamento de Cogeneración; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 040-2020.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Incorporar el numeral 7.15 del Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas", aprobado mediante Resolución N° 187-2017-OS/CD, conforme a lo siguiente:

"7.15 La parte de la energía consumida por el proceso productivo, asociado al proceso de cogeneración de una Central de Cogeneración Calificada, que supere la producción de dicha central en un Intervalo de Mercado, deberá ser respaldada mediante contratos de suministro."

Artículo 2°.- Modificar el numeral 7.11 y el literal c.4 del numeral 11.3.1.4 del Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión", aprobado mediante Resolución N° 200-2017-OS/CD, conforme a lo siguiente:

"7.11 Para el caso de Participantes Generadores que cuenten con Centrales de Cogeneración Calificadas y los Autoconsumos de Potencia de los procesos productivos asociados a dichas centrales sean suministrados por el mismo Participante Generador, se deberá considerar lo siguiente:

a. Para determinar los Pagos por Capacidad se considerará al Autoconsumo de Potencia como la Demanda Coincidente.

b. Para determinar las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peaje de Transmisión, no se considerará el Autoconsumo de Potencia.

Los consumos de energía y potencia del proceso productivo asociado al proceso de cogeneración de una

Central de Cogeneración Calificada y que superen la producción de dicha central en un Intervalo de Mercado, deberán ser respaldados mediante contratos de suministro. En este caso, para determinar los Pagos por Capacidad y las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peaje de Transmisión, se considerará el resultado de la Demanda Coincidente del proceso productivo menos el Autoconsumo de Potencia, siempre que este resultado sea positivo.”

“11.3.1.4 (...)

c. (...)

c.4 Configuración de la red de transmisión correspondiente al Intervalo de Punta del Mes, para tal efecto se considerará la red completa de transmisión; es decir, no se considerarán desconexiones de instalaciones de transmisión por fallas o mantenimientos, ni cambios en la configuración asociadas a tales desconexiones. La red de transmisión no considerará sobrecarga, ni configuraciones especiales y se deberán utilizar los mismos parámetros eléctricos, capacidades y Restricciones de capacidad de transmisión utilizados en el modelo AC para el análisis eléctrico del Programa Diario de Operación.

(...)

Artículo 3°.- Modificar las definiciones de los términos “Demanda Coincidente”, “Retiro” y “Restricciones de capacidad de transmisión” del “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, conforme a lo siguiente:

“Demanda Coincidente: Demanda de potencia durante el Intervalo de Punta del Mes, correspondiente a: i) consumo de clientes de los Participantes Generadores, medido en los respectivos Puntos de Suministro, ii) consumos en el MME de Participantes Distribuidores o Participantes Grandes Usuarios, medidos en las Barras donde empiezan sus instalaciones, iii) Autoconsumo de Potencia del proceso productivo que forma parte del proceso de cogeneración de la Central de Cogeneración Calificada del Participante Generador. En caso de que el consumo de potencia del proceso productivo sea superior a la producción de la Central de Cogeneración Calificada, este consumo adicional deberá ser respaldado mediante contratos de suministro y, iv) consumos de los Retiros No Declarados asignados en la Liquidación de Valorización de las Transferencias de Energía Activa.”

“Retiro: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a:

i) El consumo de energía del cliente de un Participante Generador.

ii) Un Participante Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres, siempre que dicho consumo de energía no esté cubierto por contratos de suministro.

iii) Un Participante Gran Usuario, siempre que dicho consumo de energía no esté cubierto por contratos de suministro.

iv) El Autoconsumo de Energía del proceso productivo que forma parte del proceso de cogeneración de la Central de Cogeneración Calificada del Participante Generador; por cada Intervalo de Mercado. En caso de que el consumo de energía del proceso productivo sea superior a la producción de la Central de Cogeneración Calificada, este consumo adicional deberá ser respaldado mediante contratos de suministro, al igual que un cliente que no cuenta con autoproducción.”

“Restricciones de capacidad de transmisión: Restricción operativa de la potencia máxima que puede ser transmitida por una instalación de transmisión o un conjunto de las mismas. Estos límites son establecidos por el COES en base a estudios o por el titular en aplicación de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, y los cuáles pueden variar en función a los periodos de avenida y estiaje, así como en función de bloques horarios.”

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla,

conjuntamente con el Informe Técnico N° 486-2020-GRT y el Informe Legal N° 487-2020-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

ANTONIO ANGULO ZAMBRANO
Presidente del Consejo Directivo (e)
Osinergmin

1896206-1

Fijan factores de proporción aplicables en el cálculo de la tarifa eléctrica rural de los Sistemas Eléctricos Rurales No Convencionales (Fotovoltaicos) para el periodo noviembre 2020 - octubre 2021

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 162-2020-OS/CD

Lima, 22 de octubre de 2020

CONSIDERANDO:

Que, en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y en su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 018-2020-EM, se establece el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, en cuanto a los sistemas no convencionales (fotovoltaicos), éstos tienen una fijación tarifaria especial regida por los criterios establecidos en el Artículo 37 del Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, aprobado por Decreto Supremo 018-2020-EM que determinan la necesidad de fijar factores de proporción aplicables a inversiones efectuadas por el Estado, las empresas de distribución u otras entidades;

Que, en el Artículo 4 de la Resolución N° 122-2018-OS/CD, en la cual se fijó la tarifa eléctrica rural para sistemas fotovoltaicos para el periodo 17 de agosto 2018 – 16 de agosto 2022, se estableció que la tarifa máxima aplicable corresponderá a una ponderación de las tarifas máximas que reflejen la inversión del Estado y la inversión de la Empresa;

Que, en el Artículo 1 de la Resolución N° 194-2019-OS/CD se fijaron los factores de proporción aplicables en el cálculo de la tarifa eléctrica rural de los Sistemas Eléctricos Rurales No Convencionales (Fotovoltaicos) del periodo noviembre 2019 – octubre 2020;

Que, en ese sentido, corresponde fijar para el periodo noviembre 2020 – octubre 2021, los factores de proporción aplicables en el cálculo de la tarifa eléctrica rural de los Sistemas Eléctricos Rurales No Convencionales (Fotovoltaicos);

Que, el Informe Técnico N° 489-2020-GRT, que forma parte de la presente resolución, contiene los antecedentes, criterios y resultados que sustentan la determinación de los factores de proporción de la tarifa eléctrica rural de los Sistemas Eléctricos Rurales No Convencionales (Fotovoltaicos) para el periodo noviembre 2020 – octubre 2021, complementando conjuntamente con el Informe Legal N° 491-2020-GRT la motivación que sustenta la decisión del Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y en su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 018-2020-EM; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,