
Fijación de Tarifas del SCTLN LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones conexas

*Regulación solicitada por la empresa
Consortio Eléctrico de Villacurí S.A.C.*

(Proyecto)

Lima, agosto 2024

Resumen Ejecutivo

El proceso de fijación de Peajes y Compensaciones de Sistemas Complementarios de Transmisión cuyos cargos corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, se desarrolla según lo establecido en la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en cuyo Anexo A.3 se señala en detalle las diversas etapas a seguirse para dicha fijación.

A la fecha se ha llevado a cabo las etapas de solicitud de fijación de cargos de transmisión ("SOLICITUD"), por parte de la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. ("CVC"); presentación del Estudio Técnico Económico sobre la fijación de dichos cargos ("PROPUESTA"); Audiencia Pública para que CVC exponga su PROPUESTA; observaciones de Osinermin a la PROPUESTA y presentación de CVC de la absolución de dichas observaciones.

Osinermin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por CVC en las etapas descritas. Así, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de la PROPUESTA y que sirven de sustento para la fijación de las tarifas que los usuarios del Área de Demanda 2 ("AD2") deberán pagar por el uso de la Línea de Transmisión 220 kV Felam - Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas ("Sistema Tierras Nuevas").

CVC es una empresa concesionaria de instalaciones de transmisión en la Región de Lambayeque. Al respecto, la Línea de Transmisión Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas son parte del SCT de Libre Negociación (SCTLN) titularidad de CVC.

Para la elaboración del presente informe se ha considerado la PROPUESTA presentada por CVC, asimismo, la absolución de observaciones formuladas por Osinermin. Para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente dichas observaciones o la información presentada como parte de la subsanación no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinermin ha procedido a determinar las tarifas correspondientes, con base a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento, en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y su Reglamento de Transmisión; así como, en las normas emitidas por Osinermin para tal fin.

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinermin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios a la PROPUESTA presentada por CVC:

- ◆ CVC señala que la línea de transmisión tiene una capacidad de 150 MVA; el 95% (142,5 MVA) de esta capacidad debe ser pagado por los usuarios del AD2. Al respecto, de la revisión de la Quinta Adenda del Contrato de Concesión para el Diseño Financiamiento, Construcción, Operación y Mantenimiento del Proyecto de Irrigación Olmos ("Contrato de Concesión"), se determinó la reserva de la capacidad de la línea de transmisión hasta los 15 MVA por el uso de la línea de transmisión, sobre la cual, el Concedente podría

incorporarla a los Bienes de la Concesión. Por lo tanto, para el periodo 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril del 2025, la responsabilidad de pago por el uso del Sistema Tierras Nuevas es de 60,62% para los usuarios del AD2.

- ◆ El horizonte de proyección de la demanda es de 30 años, comprendido desde el 2019 (fecha en la que la demanda supera los 15 MVA) hasta el 2048, donde el año base es el 2019. En este caso, al disponerse de información histórica del 2019 al 2023 permite que los datos empleados en el periodo de proyección se estructuren como: (i) valores históricos: 2019-2023 (5 años) y (ii) valores proyectados: 2024-2048 (25 años). En tal sentido, la información base de las variables explicativas, factores de caracterización y ventas de energía es a diciembre 2023 y con base a la mejor información disponible. En cuanto a la demanda incorporada (nuevas cargas) se ha considerado la aprobada en el Plan de Inversiones 2025-2029 del AD2.
- ◆ CVC considera en su PROPUESTA como año base el año 2014 (año de puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas) y se comienza a hacer uso de la instalación por parte de los usuarios que tienen contrato de servicio con H2OImos; posteriormente considera como segundo beneficiario al AD2 desde el año 2017 por la reducción de peajes y pérdidas medias. Al respecto, Osinermin ha considerado como año Base el 2019, debido a que, en julio del 2019 la demanda sobrepasa los 15 MVA, en consecuencia, se da la conexión del Tercero.
- ◆ CVC señala que H2OImos debe pagar una compensación por el uso del Sistema Tierras Nuevas desde el año 2014. Al respecto, cabe indicar que, los acuerdos remunerativos pactados, gozan de plena vigencia entre las partes contractuales, por lo que Osinermin no es competente para modificarlos a través del presente proceso regulatorio.
- ◆ De la evaluación del Sistema Económicamente Adaptado (SEA), CVC estima que el Sistema Tierras Nuevas tiene una inversión de USD 11 142 942. Al respecto, Osinermin ha estimado la inversión del proyecto en USD 7 686 193, considerando la misma Base de Datos de Módulos Estándares propuesta por CVC la cual corresponde al año 2014; la diferencia se debe principalmente a que CVC no ha sustentado debidamente su dimensionamiento del SEA.
- ◆ CVC considera que el AD2 debe pagar un monto total S/. 62 992 051, por el uso de las instalaciones desde el 1 de mayo del 2017 hasta el 30 de abril del 2025, debido a que el AD2 hizo uso del Sistema Tierras Nuevas y CVC no ha recibido pago alguno. Al respecto, Osinermin ha determinado que el monto que corresponde pagar a CVC es de USD 3 316 801 por el uso de la instalación desde el 1 de julio del 2019 hasta el 31 de octubre del 2024, el cual corresponderá ser resarcido como saldo de liquidación en el proceso de Liquidación Anual de Ingresos de los SST y SCT del año 2025.

En el siguiente cuadro se muestra el peaje que debe pagar el AD2 por el uso de la Línea de Transmisión Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas de titularidad de CVC, como consecuencia de los cambios descritos, para el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025.

Peajes para las Instalaciones del SCTLN de CVC

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm S/./kWh	Responsabilidad de Pago
Sistema Tierras Nuevas	MAT	0,1175	Área de Demanda 2
	MAT/AT	0,0494	
	AT	-	
	AT/MT	0,0126	

Nota: Peaje calculado para el periodo 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril del 2025. Estos valores se actualizarán en el proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones de para el periodo 2025-2029, teniendo en cuenta las fórmulas de actualización previstas.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	6
1.2 PROCESO DE FIJACIÓN DEL SCTLN DE CVC.....	7
2. UBICACIÓN.....	11
3. PROPUESTA INICIAL	14
3.1 ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO	14
3.1.1 Identificación de Beneficiarios	14
3.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago.....	15
3.2 SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO.....	16
3.2.1 Proyección de Demanda	17
3.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023.....	17
3.3 COSTO MEDIO ANUAL.....	18
3.3.1 Costo de Inversión	18
3.3.2 Costo de Operación y Mantenimiento	18
3.3.3 Cálculo del Costo Medio Anual (CMA).....	18
3.3.4 Factor de Actualización	18
3.4 DETERMINACIÓN DE PAGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	19
3.4.1 Compensaciones a cargo de H2Olmos.....	20
3.4.2 Peaje Unitario a Cargo del AD2	21
4. OBSERVACIONES AL ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO	23
5. PROPUESTA FINAL.....	29
5.1 ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO	29
5.1.1 Identificación de Beneficiarios	30
5.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago.....	31
5.2 SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO.....	31
5.2.1 Proyección de Demanda	32
5.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023.....	32
5.3 COSTO MEDIO ANUAL.....	33
5.3.1 Costo de Inversión	33
5.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento	33
5.3.3 Cálculo de Costo Medio Anual (CMA).....	34
5.3.4 Factor de Actualización	34
5.4 DETERMINACIÓN DE PAGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN	34
5.4.1 Compensaciones a Cargo de H2Olmos.....	35
5.4.2 Peaje Unitario a cargo del AD2	36
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN	38
6.1 DETERMINACIÓN DEL TERCERO Y MOMENTO EN EL QUE CORRESPONDE EL PAGO.....	38
6.1.1 Terceros involucrados.....	39
6.1.2 Momento de conexión de terceros	40
6.1.3 Evaluación de montos dejados de percibir.....	41
6.2 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA.....	42
6.2.1 Información Base	43
6.2.1.1 Ventas de energía	43
6.2.1.2 Variables explicativas	43
6.2.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados.....	43
6.2.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	43
6.2.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	44
6.2.5 Proyección Global.....	44

6.2.6	Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	44
6.3	DETERMINACIÓN DEL SEA.....	44
6.4	DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN.....	46
6.5	ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO	47
6.6	DETERMINACIÓN DEL CMA, FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN Y PEAJES	49
6.6.1	Determinación del CMA.....	49
6.6.2	Factores de Actualización del CMA.....	50
6.6.3	Determinación del CMA Actualizado	51
6.6.4	Peajes 52	
6.7	MONTOS DEJADOS DE PERCIBIR.....	54
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	55
8.	ANEXOS.....	57
9.	REFERENCIAS.....	118

1. Introducción

El artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), señala que Osinerghmin tiene la competencia para regular las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y en el literal b) del numeral 27.2 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832) señala que las tarifas de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para los SST. Asimismo, el inciso g) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “RLCE”), ha dispuesto que los cargos que correspondan asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinerghmin a solicitud de los interesados.

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la fijación de las tarifas que el Área de Demanda 2 (en adelante “AD2”) debe pagar por el uso de la Línea de Transmisión en 220 kV Felam - Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas (en adelante “Sistema Tierras Nuevas”), al propietario Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante “CVC”).

Para la elaboración del presente informe se consideró el Estudio Técnico-Económico presentado por la empresa CVC, como sustento de su propuesta de tarifas por el uso del Sistema Tierras Nuevas; asimismo, las respuestas que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin a dicho estudio; las siguientes comunicaciones recibidas por diversos interesados: Carta No. CUL-OI-014-2024 del 19 de febrero de 2024 y Carta del 22 de mayo de 2024 de la Asociación de Propietarios de Tierras Nuevas de Olmos; Carta CS0007-24011141 del 6 de marzo de 2024 de ISA REP; Carta N°004 del 12 de marzo de 2024 de ICH Corp S.A.; Carta del 25 de marzo de 2024 de la empresa Agrolmos S.A.; Carta ENSA-GR-0588-2024 del 23 de abril de 2024; Carta ENSA-GT-APG-0581-2024 del 22 de mayo de 2024 de Electronorte S.A; Carta H2O-VAR-122-204 del 24 de mayo de 2024 y Carta H2O-VAR-122-204 del 24 de junio de 2024 de la empresa H2Olmos S.A. (en adelante “H2Olmos”); y la información consignada en las diversas Actas de Audiencia Privada, solicitadas por los interesados (Asociación de Propietarios de Tierras Nuevas de Olmos, H2Olmos y CVC) en ocasión al presente proceso.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los artículos 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE")¹.

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deberán ser reguladas en cumplimiento del artículo 43 de la LCE, modificado por la Ley N° 28832².

Según lo señalado en el artículo 44 de la LCE³, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinermin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2⁴ de la Ley N° 28832 establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)⁵ del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley N° 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST.

En el artículo 139 del RLCE (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM y N° 014-2012-EM) se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se ha dispuesto que los cargos que correspondan asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinermin a solicitud de los interesados⁶.

¹ **Artículo 8°.**- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

² **Artículo 43°.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

³ **Artículo 44°.**- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

⁴ **20.2** Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

⁵ **27.2** Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

(...)

b) (...). Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

(...)

⁶ **Artículo 139°.**-

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con la Resolución N° 217-2013-OS/CD se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante “Norma Tarifas”). Además, con Resolución N° 164-2016-OS/CD se aprobó el “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT” (en adelante “NORMA DE ASIGNACIÓN”) dentro del cual está comprendido el proceso de determinación del porcentaje de pago asignado a la generación y demanda, y el monto de la compensación por el uso de los SCT.

Asimismo, se aprobaron las siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la Norma Tarifas:

- Norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada con resolución N° 121-2014-OS/CD, vigente a la entrada en operación del Sistema Tierras Nuevas.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 635-2007-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD.

1.2 Proceso de Fijación del SCTLN de CVC

El presente proceso se viene desarrollando según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.3 se señala específicamente el “Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones de Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) cuyos cargos corresponden asumir a Terceros por Instalaciones construidas por Acuerdo de Partes” (en adelante “PROCEDIMIENTO”).

Osinergmin, en aplicación del principio de transparencia contenido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido como parte del PROCEDIMIENTO la realización de audiencias públicas, estableciendo de esta manera un ambiente abierto de participación para que la ciudadanía y los interesados en general

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

(...)

g) Peajes por Terceros

Los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinergmin a solicitud de los interesados.

(...)

puedan, en su oportunidad, expresar sus opiniones a fin de que éstas sean consideradas tanto por el correspondiente Titular como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinermin, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Fijación de Tarifas para los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) cuyos Cargos corresponden asumir a Terceros por Instalaciones construidas por Acuerdo de Partes – Año 2024”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de febrero de 2024 se inició el presente proceso con la presentación a Osinermin para su revisión de la “Solicitud de Fijación de Cargos de Transmisión” por el uso del Sistema Tierras Nuevas, remitida por CVC.

Al respecto, el 06 de febrero de 2024 Osinermin mediante Oficio N° 231-2024-GRT, solicitó a CVC que presente el Estudio Técnico Económico correspondiente, Además, mediante el Oficio Múltiple N° 242-2024-GRT trasladó la “Solicitud de Fijación de Cargos de Instalaciones de SCT” a los agentes interesados, conforme indica el PROCEDIMIENTO.

Finalmente, el 8 de abril de 2024, CVC presentó a Osinermin para su revisión y posterior aprobación, el Estudio Técnico Económico sobre la Fijación de Tarifas del SCTLN: "LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas", de titularidad de CVC.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló el día 23 de abril de 2024, cuyo objetivo fue que el Titular del SCTLN exponga el sustento técnico económico de su propuesta de fijación de cargos tarifarios correspondiente al Sistema Tierras Nuevas.

El acta de la Audiencia Pública, que se encuentra publicada en la página Web de Osinermin, debe, en lo pertinente, ser considerada en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinermin.

Observaciones al Estudio

El 23 de mayo de 2024, mediante Oficio N° 789-2024-GRT, Osinermin notificó a CVC las observaciones al estudio presentado por éste como sustento de su propuesta de fijación de peajes y compensaciones para SCT cuyos cargos corresponden asumir a Terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes.

Respuesta a Observaciones

En cumplimiento del cronograma inicial establecido en el PROCEDIMIENTO, el 24 de junio de 2024, mediante Carta CEV N° 2157-2024/GG.GG, CVC

presentó las respuestas para absolver las observaciones realizadas por Osinermin a su estudio.

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 15 de agosto de 2024, corresponde a Osinermin publicar el proyecto de resolución que aprueba la “Fijación de Tarifas de los SCT cuyos cargos corresponden asumir a Terceros por el uso del Sistema Tierras Nuevas”; y, convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 21 de agosto de 2024, en la que Osinermin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para esta publicación.

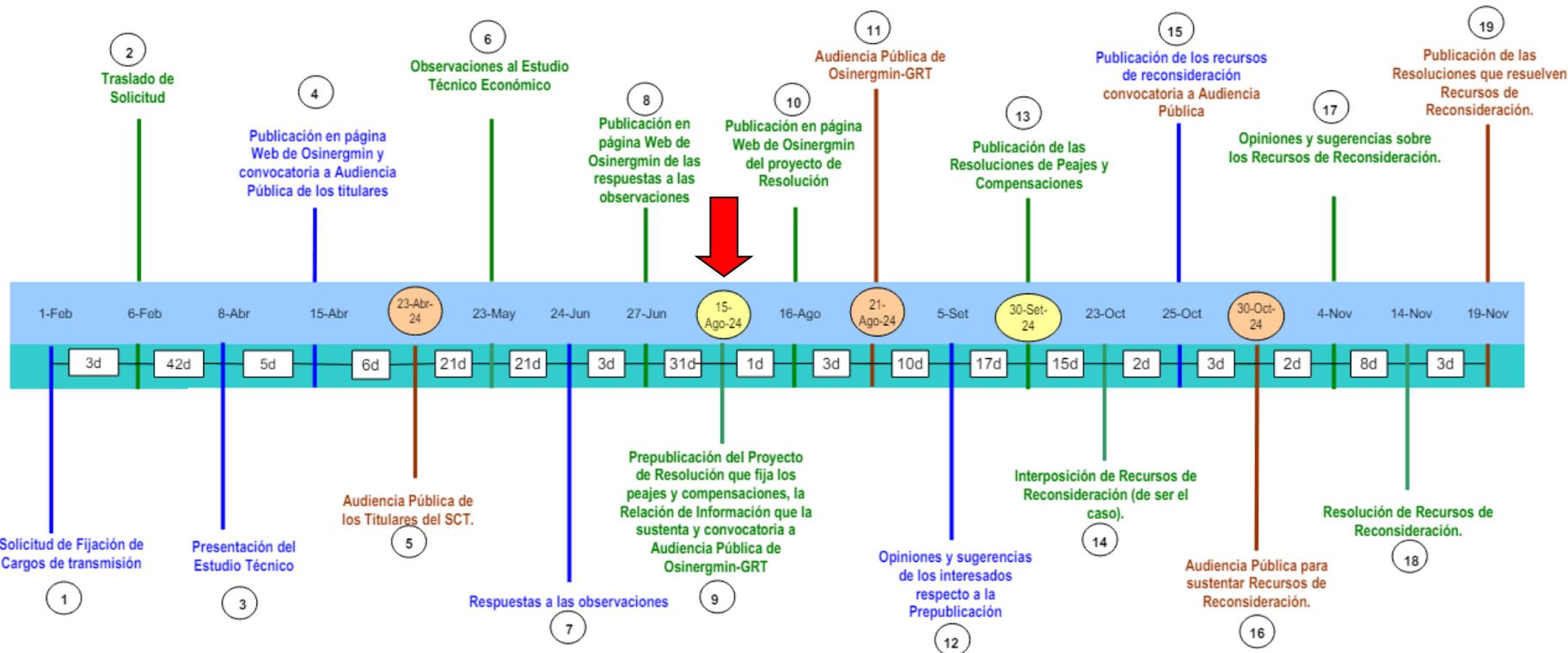
Asimismo, hasta el 05 de septiembre de 2024, los interesados podrán presentar a Osinermin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizados con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe la Fijación de Tarifas de los SCT cuyos cargos corresponden asumir a Terceros por el uso del Sistema Tierras Nuevas.

Con posterioridad a la decisión de Osinermin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En la Figura 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Figura 1.1
Proceso de Fijación de Tarifas por el uso de las instalaciones del SCTLN de CVC

CRONOGRAMA PARA LA FIJACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES DE SISTEMAS COMPLEMENTARIOS DE TRANSMISIÓN (SCT) CUYOS CARGOS CORRESPONDE ASUMIR A TERCEROS POR INSTALACIONES CONSTRUIDAS POR ACUERDO DE PARTES - AÑO 2024

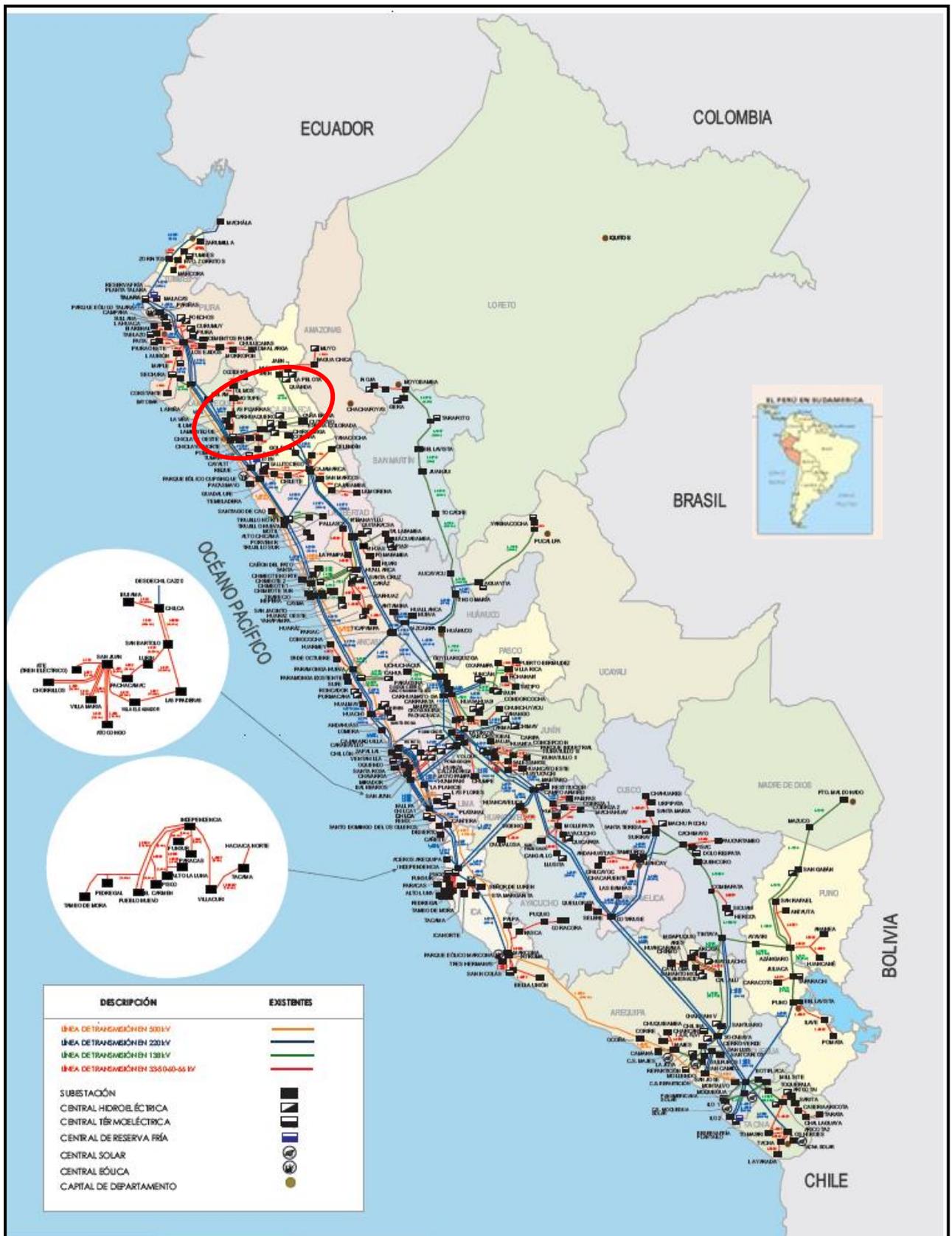


2. Ubicación

Las instalaciones del SCTLN de titularidad de CVC, se encuentran ubicadas en la provincia y departamento de Lambayeque, en la región Norte del Perú.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica de la zona.

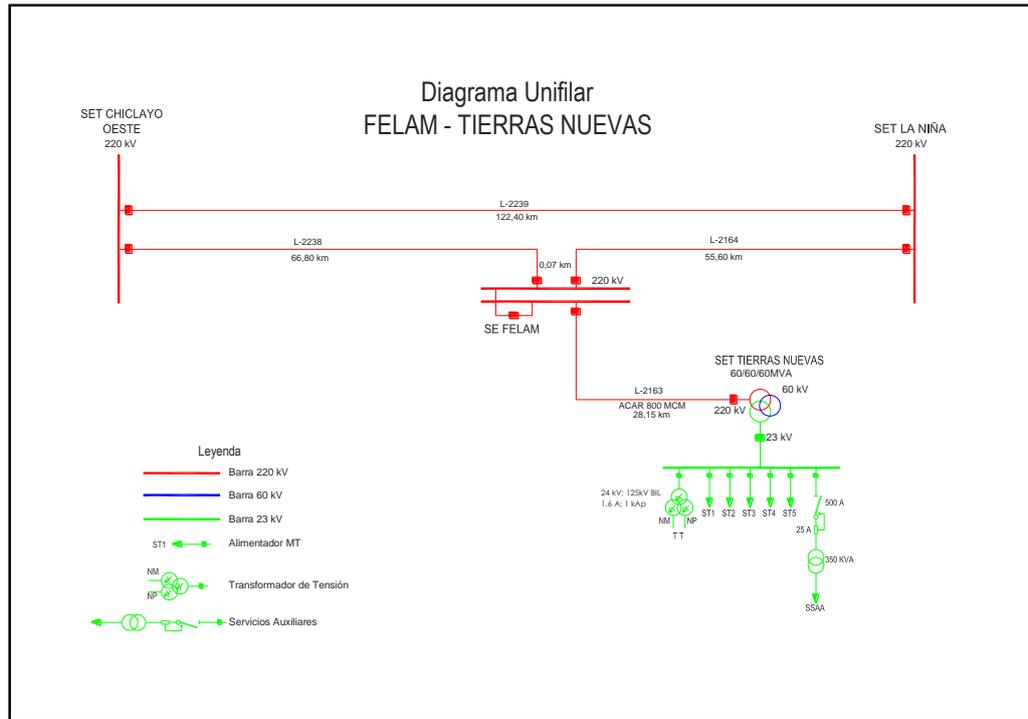
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 2



Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: agosto 2019

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el diagrama unifilar de la Línea de Transmisión en 220 kV Felam-Tierras Nuevas y subestaciones conexas.

Gráfico N° 2.2: Configuración Sistema Tierras Nuevas



Fuente: Estudio presentado por CVC.

Al respecto, los componentes cuya regulación son el propósito de este informe, corresponden a las subestaciones eléctricas Felam y Tierras Nuevas y la Línea de Transmisión en 220 kV Felam-Tierras Nuevas.

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante carta CEV N° 1232-2024/GG.GG, el 8 de abril de 2024, CVC presentó el Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta de “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas”.

En adelante se hace referencia a este documento en conjunto o en forma independiente, como “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Asignación de Responsabilidad de Pago

CVC señala que, por similitud con el Sistema Secundario de Transmisión (“SST”), Osinerghmin deberá determinar la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los usuarios y de los terceros conectados a un SCTLN, con el objetivo de lograr la eficiencia económica. También indica que los terceros que formen parte del servicio público de electricidad asumirán la responsabilidad de pago únicamente si su demanda excede el 5% de la demanda total del SCTLN. En este caso, la proporción correspondiente a los terceros, debe ser abonado por todos los usuarios del Área de Demanda 2, el cual se incluirá en el cálculo del peaje.

Adicionalmente, menciona que, según el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas, dicha participación se determinará como la contribución del tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SCTLN. Agrega que, en la parte final del mismo numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas se señala que la solicitud de los interesados para regular el pago de estos terceros se considerará en el siguiente proceso de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT correspondiente, teniendo presente para su cálculo la fecha real de conexión.

3.1.1 Identificación de Beneficiarios

CVC menciona que, Osinerghmin ha advertido que en el “Contrato de Obligación de Hacer” suscrito entre H2OImos y CVC no se ha establecido remuneración

alguna por el Sistema Tierras Nuevas y, por su lado, CVC menciona que ha demostrado documentadamente, al solicitar la presente regulación, que hasta el momento no existe un acuerdo de pago por este concepto con H2OImos o Cliente Libre alguno.

Menciona que, según el Contrato de Transferencia de Alícuota suscrito entre H2OImos y CVC, la empresa concesionaria de riego H2OImos ha reservado una alícuota del 5% sobre el Sistema Tierras Nuevas como un bien de la Concesión de Riego. En consecuencia, CVC menciona que corresponde que H2OImos pague el 5% de los cargos correspondientes por el servicio de transmisión proporcionado a través del Sistema Tierras Nuevas.

CVC informa que, desde noviembre de 2014, diversos usuarios se han conectado al Sistema Tierras Nuevas a través de las redes de distribución en 22,9 kV que parten de la subestación Tierras Nuevas y posteriormente de la subestación Pampa Pañalá, además de miles de usuarios del Sistema 60 kV Chiclayo Baja Densidad con la puesta en servicio de la línea 60 kV Tierras Nuevas – Pampa Pañalá. Según el literal e), numeral VIII), del Artículo 139° del RLCE y el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas, los terceros a los que se refiere son todos los Usuarios Libres y Regulados beneficiados por este sistema.

Por tanto, CVC indica que los cargos por el servicio de transmisión a través del Sistema Tierras Nuevas deben distribuirse de la siguiente manera: un 5% a cargo de H2OImos, como solicitante de las instalaciones, y un 95% a cargo de todos los Usuarios Libres y Regulados beneficiados por el sistema.

CVC también menciona que cualquier nuevo usuario en MT o BT, atendido a través de las redes de distribución junto con otros usuarios libres o regulados, contribuye con el pago del Peaje Unitario fijado para toda el AD2, que incluye instalaciones de transmisión remotas dentro de la misma área, sin requerir una conexión física directa. Todos los usuarios pagan un monto por este concepto basado en su consumo y el Peaje Unitario correspondiente, lo que implica que los consumidores de mayor energía eléctrica pagan más por los SST y SCT dentro de dicha área.

Finalmente, CVC señala que si un generador o un usuario (nuevo o existente por incremento de carga) se conecta al Sistema Tierras Nuevas en los niveles de tensión AT o MAT, también participará en el pago en función de su contribución en potencia durante la hora de máxima demanda total de este SCTLN, según lo estipulado en el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas.

3.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago

CVC afirma que el criterio de eficiencia económica mencionado en el literal e), numeral VIII), del artículo 139 del RLCE se cumple en este caso. Esto se debe a que los terceros conectados colectivamente en MT o BT contribuyen con el pago del Peaje del AD2, y la nueva demanda de estos usuarios reduce el Peaje Unitario (PU) y los Factores de Pérdidas Medias (FPM_e), resultando en tarifas más bajas de potencia y energía para todos los consumidores finales de dicha área.

Para fundamentar este cumplimiento, CVC realizó un análisis de los Peajes unitarios fijados desde el año 2015 hasta el 2023, mostrando que la incorporación de la demanda de la SET Tierras Nuevas (4 MW) en 2016 redujo

el Peaje de 2,1700 a 1,7785 Ctm. S//kWh, y para el periodo mayo 2017 – abril 2021, se redujo aún más a 0,9094 Ctm. S//kWh. Donde indican que, la reducción de los Factores de Pérdidas Medias también ha beneficiado a todos los consumidores finales del AD2.

CVC concluye que, bajo el criterio de eficiencia económica, el pago del 95% de los cargos por el servicio de transmisión a través del Sistema Tierras Nuevas debe ser contribuido de forma colectiva por todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2 Sistema Tierras Nuevas desde mayo de 2017. Mientras que, el 5% restante le corresponde a H2OImos, conforme al Contrato de Obligación de Hacer contabilizados desde el 31 de octubre de 2014, con el fin de cumplir su obligación contractual con el Gobierno Regional de Lambayeque (GORE Lambayeque).

3.2 Sistema Económicamente Adaptado

CVC señala que, según el numeral 14 del Anexo de la LCE, el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) es aquel sistema eléctrico que equilibra la oferta y la demanda de energía, manteniendo el menor costo y la calidad del servicio. Según el numeral 10.4 de la Norma Tarifas, si se requiere fijar tarifas para instalaciones tipo SCTLN a solicitud de un interesado, esto se realizará sobre la base de un estudio del SEA, elaborado por los titulares de las instalaciones a requerimiento de Osinermin.

El numeral 11.4 de la Norma Tarifas establece que, para determinar el SEA, no se considera la restricción del nivel de tensión real de los puntos de conexión, a diferencia del Plan de Inversiones en Transmisión que sí lo hace. Además, el SEA considera el Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema del solicitante de la regulación, y dicho SER no necesariamente coincide con las instalaciones reales. Por lo tanto, el SEA no tiene que corresponder a la configuración y características de las instalaciones existentes.

El Artículo 11 de la Norma Tarifas establece criterios generales para la planificación de la expansión de la transmisión. Para determinar el SEA, se deben considerar instalaciones dimensionadas según la demanda y capacidad de generación, las instalaciones que se conectan al sistema incluyendo proyectos del Plan de Transmisión vigente, y la alternativa de menor costo en un horizonte de 10 años considerando costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía.

CVC concluye que, para fijar las tarifas del Sistema Tierras Nuevas, es necesario demostrar que su dimensionamiento está equilibrado con la demanda y que es la opción de menor costo, manteniendo los estándares de calidad.

CVC muestra gráficas y diagrama unifilar de Chiclayo Baja Densidad existente, antes de octubre 2014.

3.2.1 Proyección de Demanda

CVC señala que, para evaluar la demanda de electricidad del Sistema Tierras Nuevas, considera un horizonte de análisis de 30 años, comprendido entre el 2014, año en que las instalaciones de transmisión fueron puestas en servicio (31 de octubre 2014), y 2043. Precisa, además que, la demanda del período 2014-2023 es histórica y la del período 2024-2043, proyectada.

Así también, CVC indica que en la demanda del período 2014-2023 ha considerado los registros de los medidores de la SET Tierras Nuevas, con el que evidencia la evolución histórica de la máxima demanda. En relación con la demanda proyectada del periodo 2024-2043, afirma que se utilizó métodos econométricos y tendenciales; y, en cuanto a la demanda incorporada (cargas nuevas) sostiene que fue considerada constante en todo el horizonte de proyección.

Además, CVC refiere que, ha considerado la demanda asociada a los planes de desarrollo multisectorial del GORE Lambayeque, así como el cronograma de toma de cargas del documento “Habilitación para la creación de la Nueva Ciudad de Olmos” en su proyección de demanda.

Dicho lo anterior, CVC presenta un gráfico de lo que sería la proyección de demanda de la barra Tierras Nuevas 220 kV para el periodo 2014-2043 y manifiesta que los valores de sustento están en los formatos F-100 que forma parte de su PROPUESTA INICIAL.

3.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023

CVC evalúa la eficiencia técnica y económica del Sistema Tierras Nuevas comparándolo con una alternativa en 60 kV.

- **Alternativa 1:** Sistema 220 kV Felam - Tierras Nuevas, con un costo total de inversión de 14,789,584.46 US\$.
- **Alternativa 2:** Alternativa excluyente en 60 kV, con un costo total de inversión de 19,191,498.68 US\$.

CVC menciona que ambas alternativas son técnicamente suficientes para mantener los estándares de calidad establecidos en la NTCSE. Sin embargo, señala que la alternativa en 220 kV mantiene una buena performance de calidad a largo plazo desde la inversión inicial, mientras que la alternativa en 60 kV requiere inversiones adicionales en el período de análisis de 10 años que posteriormente resultarían subutilizadas. Por ejemplo, se necesitarían bancos de capacitores de 20 MVAR en 60 kV en la SET Tierras Nuevas (2019) y en la SET Illimo (2023), además de líneas redundantes de 60 kV desde el año 2018.

Además, CVC menciona que, después del año 2024, el software de cálculo de flujos de potencia ya no converge para la alternativa en 60 kV, indicando la necesidad inevitable de inversiones en 220 kV a partir de ese año. Esto haría que los compensadores capacitivos y las líneas redundantes implementadas hasta el año 2023 se conviertan en recursos subutilizados.

CVC haciendo su evaluación bajo el criterio de mínimo costo, indica que la alternativa 1 es más eficiente técnica y económicamente.

3.3 Costo Medio Anual

3.3.1 Costo de Inversión

CVC menciona que, según el numeral IV del literal b) del RLCE, la valorización de la inversión en las instalaciones del SCT, que no están comprendidas en un contrato de concesión de SCT, se determina con base en los costos estándar de inversión en transmisión aprobados por Osinerghmin, vigentes en la fecha de su puesta en operación comercial.

Añade que, conforme a lo señalado en la Carta N° COES/D/DP-188-2015, el Sistema Tierras Nuevas entró en operación el 30 de octubre de 2014. Por lo tanto, la base de datos de módulos estándar de inversión en transmisión que corresponde utilizar es la aprobada por la Resolución N° 121-2014-OS/CD, de fecha 13 de junio de 2014.

3.3.2 Costo de Operación y Mantenimiento

CVC menciona que, conforme al numeral VI del literal b) del Artículo 139 del LCE, el costo anual estándar de operación y mantenimiento se calcula como un porcentaje del costo de inversión. Por lo tanto, los porcentajes que deben utilizarse son los aprobados por la Resolución N° 0635-2007-OS/CD del 25 de octubre de 2007, la cual establece los "Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión" para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2015.

3.3.3 Cálculo del Costo Medio Anual (CMA)

CVC señala que, según las consideraciones para los costos referidos en los numerales 3.3.1 y 3.3.2 del presente informe, se determina la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y el respectivo CMA, referidos al 31 de octubre de 2014, de cada elemento que compone el Sistema Tierras Nuevas.

3.3.4 Factor de Actualización

CVC menciona que, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Norma Tarifas, para la actualización del CMA se consideran los indicadores económicos que conforman el polinomio de ajuste de precios, cuyos parámetros se determinan según la estructura de costos de los distintos elementos que integran el Sistema Tierras Nuevas: recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera), recursos de procedencia local (moneda nacional), costos del aluminio y costos del cobre.

CVC menciona que, teniendo en cuenta que el Sistema Tierras Nuevas entró en servicio el 30 de octubre de 2014, en el siguiente cuadro presenta los coeficientes que se aplicarán para las actualizaciones correspondientes:

Cuadro N° 3.1: Coeficientes de actualización para el SEA

Partes	COEFICIENTES				Total
	Procedencia Nacional	Procedencia Extranjera	Cobre	Aluminio	
	a	b	c	d	
Transporte MAT	0.6770	0.2441	0.0466	0.0323	1.0000
Transformación MAT/AT	0.8918	0.0058	0.1024	0.0000	1.0000
Transporte AT	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000
Transformación AT/MT	0.6376	0.3014	0.0610	0.0000	1.0000
TOTAL	0.7306	0.1856	0.0622	0.0216	1.0000

Fuente: PROPUESTA INICIAL

3.4 Determinación de Pagos por el Servicio de Transmisión

CVC señala que, conforme a lo mencionado en los puntos anteriores el 5% de los cargos corresponde ser pagados por H2OImos en calidad de solicitante del Sistema Tierras Nuevas y el 95% a los terceros beneficiarios que en este caso están conformados de manera colectiva por todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2. Determina el CMA actualizado al 1 de mayo de cada año del período 2014 – 2025, a fin de definir la forma de pago de los mismos. En el siguiente cuadro se consignan los valores resultantes de este cálculo:

Cuadro N° 3.2: CMA actualizado periodo 2014-2025

AÑO	ACTUALIZACIÓN COSTO MEDIO ANUAL (US\$)		
	H2OImos	AD2	Total
2014	93,167.11	1,770,175.06	1,863,342.17
2015	85,387.91	1,622,370.35	1,707,758.27
2016	80,311.47	1,525,917.84	1,606,229.30
2017	83,597.21	1,588,346.92	1,671,944.13
2018	85,561.84	1,625,674.93	1,711,236.77
2019	84,477.31	1,605,068.83	1,689,546.14
2020	82,449.71	1,566,544.56	1,648,994.27
2021	80,734.55	1,533,956.43	1,614,690.98
2022	91,826.95	1,744,712.14	1,836,539.09
2023	92,471.87	1,756,965.44	1,849,437.30
2024*	89,996.11	1,709,926.10	1,799,922.21
2025*	89,996.11	1,709,926.10	1,799,922.21

Fuente: PROPUESTA INICIAL

3.4.1 Compensaciones a cargo de H2OImos

CVC menciona que, el cálculo de compensaciones mensuales que correspondería ser pagadas por H2OImos, en el período 1 de mayo 2025 – 30 de abril 2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3.3: CMA H2OImos, periodo mayo 2025-abril 2026

TITULARIDAD: CVC ENERGIA H2OLMOS	CMA US\$	COMPENSACIÓN MENSUAL (US\$)	COMPENSACIÓN MENSUAL (S/.)
	89,996.11	7,116.29	27,098.82

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Devengados

CVC menciona, que al calcular las compensaciones mensuales (Costo Medio Mensual) por el período 1 de noviembre 2014 – 30 de abril de 2025 (referidos al 30 de abril de 2025), a fin de determinar los devengados que corresponde ser pagados por H2OImos:

Cuadro N° 3.4: Devengado H2OImos periodo noviembre 2014-abril 2025

DEVENGADOS A CARGO DE H2OLMOS	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015	20,598	6	393 071
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016	21,323	12	747 775
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017	21,427	12	670 914
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	21,629	12	604 688
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	22,151	12	552 926
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	22,511	12	501 718
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	22,388	12	445 514
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	23,991	12	426 256
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	26,873	12	426 310
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	27,530	12	389 935
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	27,099	12	342 705
Total		126	5 501 812

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Donde añade que, este total (S/ 5 501 812) de devengados debe agregarse de manera prorrateada en un período de 4 años (1 de mayo de 2025 – 30 de abril de 2029), a fin de que sea pagado en cuotas mensuales uniformes. A continuación, se muestra este cálculo:

Cuadro N° 3.5: Devengados mensualizados H2OImos

Devengados Totales H2OImos - S/.	5,501,812.22
Periodo de recuperación (años)	4.00
Periodo de recuperación (meses)	48.00
Devengados H2 OImos (mensual) S/.	143,232.23

Fuente: PROPUESTA INICIAL

CVC concluye diciendo que, la Compensación mensual que corresponde ser pagada por H2OImos, en el período 1 de mayo 2025 - 30 de abril de 2029, es de Ciento Setenta Mil Trescientos Treinta y Un Soles (S/. 170 331= 27 098,82

+ 143 232,23); cuyo valor debe ser actualizado en cada proceso de regulación o liquidación de ingresos de SST y SCT.

3.4.2 Peaje Unitario a Cargo del AD2

CVC presenta un cuadro indicando que, se muestra el cálculo del PU correspondiente al Sistema Tierras Nuevas, para el período 1 de mayo 2025 – 30 de abril 2029, sin considerar devengados:

Cuadro N° 3.6: Peaje Unitario de Felam Tierras Nuevas asignado al AD2

SCTLN FELAM TIERRAS NUEVAS				Tipo de Cambi 3.808 S/. / US\$		
TITULARIDAD: CVC ENERGIA	VP @CI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA(1)	PU	PU ACUMUL
ÁREDA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/	Mil S/	MWh	ctm S/. /kWh	ctmsS/. /kWh
Transporte MAT	10,400.65	2,856.87	13,257.52	5,306,934.92	0.2498	0.2498
Transformación MAT/AT	4,061.27	1,115.56	5,176.83	5,306,934.92	0.0975	0.3474
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.3474
Transformación AT/MT	1,034.03	309.02	1,343.05	5,306,934.92	0.0253	0.3727

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Devengados

CVC indica que, a partir de la fijación de Peajes del 1 de mayo 2017, se originaron beneficios económicos a favor de todos los usuarios libres y regulados del AD2, debido a la reducción del Peaje unitario del AD2 por la incorporación en su cálculo de la nueva demanda de Tierras Nuevas y, la reducción de los factores de pérdidas medias (FPM_e) que consecuentemente redujeron las tarifas de potencia y energía en dicha AD2.

Donde calculan los devengados correspondientes al período 1 de mayo 2017 – 30 de abril 2025, que corresponde ser pagado por todos los usuarios libres y regulados del AD2, considerando el 95% del CMA del Sistema Tierras Nuevas de cada año:

Cuadro N° 3.7: Devengados periodo 2018-2025 asignado al AD2

DEVENGADOS A CARGO DE AD2	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015			
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016			
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017			
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	410,949	12	11 489 069
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	420,864	12	10 505 592
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	427,714	12	9 532 651
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	425,376	12	8 464 769
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	455,826	12	8 098 860
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	510,590	12	8 099 886
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	523,068	12	7 408 772
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	514,878	12	6 511 399
Total		96	70 110 996

Fuente: PROPUESTA INICIAL

CVC indica que, este total (S/ 70 110 996) de devengados se agrega al 95% del CMA, actualizado al 1 de mayo de 2025, con cuyo total se determina el PU correspondiente al Sistema Tierras Nuevas, para el período 1 de mayo de 2025 - 30 de abril de 2029.

En el siguiente cuadro se muestra el cálculo del PU correspondiente al Sistema de Transmisión, para el período 1 de mayo 2025 – 30 de abril 2029, considerando devengados:

Cuadro N° 3.8: PU de Felam-Tierras Nuevas asignados al AD2+Devengados

Devengados Totales AD2 - S/.	70,110,996.49					
Periodo de recuperación (años)	4.00					
Devengados AD2 (Anual) S/.	23,082,954.41					
TITULARIDAD: CVC ENERGIA	VP @CI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA(1)	PU	PU ACUMUL.
ÁREDA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/	Mil S/	MWh	ctm S/./kWh	ctmsS/./kWh
Transporte MAT	10,400.65	2,856.87	36,340.47	5,306,934.92	0.6848	0.6848
Transformación MAT/AT	4,061.27	1,115.56	5,176.83	5,306,934.92	0.0975	0.7823
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.7823
Transformación AT/MT	1,034.03	309.02	1,343.05	5,306,934.92	0.0253	0.8076

Fuente: PROPUESTA INICIAL

Finalmente, CVC concluye que, el Peaje unitario que deben pagar todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2 por el Sistema Tierras Nuevas, en el período comprendido del 1 de mayo 2025 al 30 de abril de 2029, es de 0,8076 Ctm S./kWh.

4. Observaciones al Estudio Técnico Económico

A través del Oficio N° 0789-2024-GRT, el 23 de mayo del 2024 Osinerghmin remitió a CVC las observaciones al Estudio Técnico Económico presentado por la empresa como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinerghmin al Estudio Técnico-Económico que sustenta la propuesta de “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Asociadas”, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la Norma Tarifas, la NORMA DE ASIGNACIÓN y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “f” del Anexo A.3 del PROCEDIMIENTO.

Tales observaciones se clasificaron en generales y específicas, precisándose que las observaciones generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas, debiendo más bien las absoluciones de las observaciones específicas sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de CVC, son las siguientes:

1. En el numeral 12 de su solicitud de fijación de tarifa mencionó que CVC presentó su desistimiento irrevocable, en el marco de los artículos 340 y sucesivos del Código Procesal Civil (“CPC”), de los procesos judiciales vinculados a la instalación materia del proceso regulatorio en curso (donde procuraba su inclusión en el Plan de Inversiones), adjuntando los cargos de los respectivos escritos.

Al respecto, de conformidad con el artículo 321.6 del CPC, el desistimiento es una forma de conclusión del proceso judicial, para lo cual, según los artículos 121 y 474 del CPC, se precisa de la emisión del respectivo pronunciamiento o declaración del Órgano Jurisdiccional, luego de su validación de las exigencias normativas para dicho efecto.

Por tanto, se solicita remitir la decisión judicial sobre los escritos a los que hizo referencia en su solicitud, presentados en el mes de enero de 2024.

2. El Proyecto Energético Tierras Nuevas se origina del “Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas” celebrado el 03 de diciembre de 2013 entre H2OImos S.A. (“H2OImos”) y CVC (“Contrato de Obligación de Hacer”), con la finalidad de dar cumplimiento a obligaciones asumidas por H2OImos en el marco del “Contrato de Concesión para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del Proyecto Irrigación Olmos”, suscrito el 11 de junio de 2010 entre el Estado Peruano, actuando a través del GORE Lambayeque, y H2OImos (“Contrato de Concesión”).

Con fecha 03 de diciembre de 2013, se suscribió tanto el “Contrato de Transferencia de Alícuota” entre H2OImos y CVC (“Contrato de Transferencia de Alícuota”), y su única Adenda (“Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota”), mediante las cuáles se acordó que, en tanto CVC sea quien implemente la Línea de Transmisión de 150 MVA y la infraestructura asociada a ella (“Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas”), corresponde que H2OImos transfiera y reconozca que CVC es titular de derechos (flujos dinerarios) de hasta 100% de la alícuota sobre el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas.

El precio de transferencia de la alícuota fue pactado, de acuerdo a la cláusula segunda del Contrato de Transferencia de Alícuota, en USD 0.00 dólares. A su vez, en la cláusula segunda de la Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota, se estableció que, en caso el experto determinase un incremento en la participación del Concedente (GORE Lambayeque bajo los términos establecidos en el Contrato de Concesión) sobre la alícuota del 5% del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, H2OImos pagará a CVC US\$ 250,000 dólares en caso el incremento sea en un 5%, más los intereses al 4%, a una tasa de interés simple anual. Según se establece en la referida adenda, en caso el incremento sea menor, H2OImos pagará el monto proporcional al incremento sobre la alícuota.

Conforme consta en los antecedentes del Contrato de Obligación de Hacer y del Contrato de Transferencia de Alícuota (cuya adenda no fue expuesta por CVC), ambos contratos se suscribieron en virtud de la Quinta Adenda al Contrato de Concesión, aprobada mediante Acuerdo de Consejo Directivo N° 055-2013 de fecha 30 de setiembre de 2013 y Acuerdo Regional N° 058-2013-GR.LAM./CR, a través del cual se acordó la implementación del Proyecto Energético Tierras Nuevas.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Justificar la existencia o no, de un acuerdo remunerativo sobre el 100% del Proyecto Energético Tierras Nuevas.
- Justificar la existencia o no, de un acuerdo remunerativo ya determinado por el 5% del Proyecto Energético Tierras Nuevas y de uno determinable de hasta por el 5% adicional.
- De considerar CVC la inexistencia de una remuneración frente a la ejecución de una obligación de hacer (de inversión, de operación y

mantenimiento), justificar razonablemente la ausencia de este tipo de acuerdo remunerativo

3. En la medida de que el literal c) del numeral 27.2 de la Ley N° 28832, respecto a los Sistemas Complementarios de Transmisión, indica lo siguiente:

“c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.”.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar en qué supuesto normativo se encuentra la solicitud de fijación de las instalaciones construidas como parte del Proyecto Energético Tierras Nuevas que justifica la intervención de Osinermin.
 - Identificar de forma concreta, ya sea a los usuarios sobre los cuales concluyó su contrato o a los terceros, o ambos, según sea el caso.
 - Si, CVC según su propuesta, considera como “Terceros” a todos los usuarios del AD2, incluyendo a H2OImos y sus Usuarios que tienen suscrito un Contrato de Servicios⁷ (Ver cartas adjuntas de Agrolmos S.A. y la Asociación Cultivando), efectuar el análisis para la calificación de H2OImos y sus Usuarios como “Terceros”, teniendo en cuenta que, CVC y H2OImos suscribieron documentos contractuales, en los que se establecieron las responsabilidades por la ejecución de la infraestructura eléctrica y la transferencia de los flujos dinerarios; y se han presentado contratos entre CVC y tales Usuarios en los que se pactaron precios por el Proyecto Energético Tierras Nuevas.
4. En el “Estudio de Ingeniería para la nueva S.E. Tierras Nuevas, Línea de Transmisión 60 KV S.E. Illimo – Tierras Nuevas y Líneas de subtransmisión en 22.9 KV” de los “Términos de Referencia del Proyecto”, contenido en el Anexo 11 del Anexo 6 del Contrato de Concesión, se señala que el Proyecto Irrigación Olmos establece la construcción, entre otros, de una (01) Subestación Tierras Nuevas de 15 MVA – 60/22.9 KV.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar si al tener H2OImos la titularidad del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, en la proporción que representa un Bien de la Concesión⁸, sus Usuarios de Irrigación pueden o no utilizar sin ningún pago eléctrico una capacidad de la línea de transmisión de hasta 15 MVA, en tanto ello representaría el compromiso a ejecutar de H2OImos.

⁷ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.36 del Contrato de Concesión.

⁸ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.17 del Contrato de Concesión.

- Sustentar la razón por la cual, Osinermin debe fijar una tarifa que incluya la capacidad de 15 MVA, a pesar de que H2OImos mantendría la titularidad de dichas instalaciones y es un Bien de la Concesión, lo que equivalente a la línea de transmisión de 60 kV y una subestación de 15 MVA.
 - Considerando que la Tarifa⁹ a la que hace referencia el Contrato de Concesión (“tarifa de agua”) es la contraprestación económica que los Usuarios y los Agricultores¹⁰ deberán pagar al Concesionario por la prestación del Servicio¹¹, estando este último vinculado a las Obras destinadas a implementar el Proyecto Irrigación Olmos, entre las que se encuentra el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, sustentar las razones por las que dichos usuarios deben pagar una tarifa eléctrica adicional y concretamente sobre qué instalación o capacidad.
5. Identificar todo tipo de contraprestación que hubiere recibido CVC por el uso del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, por parte de H2OImos, los Usuarios de H2OImos, u otros clientes que se encuentran conectados a estas instalaciones.
- Detallar el cliente, el monto, el mes, y remitir las facturas y los respectivos contratos/acuerdos.
6. Respecto a la demanda histórica considerada por CVC (2014-2023).
- indicar qué demanda corresponde a los Usuarios que tienen un Contrato de Servicio suscrito con H2OImos, con la finalidad de verificar la demanda actual de los clientes que forman parte de la Concesión de Irrigación y la del resto de clientes que se alimentan de la SET Tierras Nuevas o SET Pampa Pañalá (entre los que se encuentra también la demanda regulada).
7. Si bien CVC señala que existen usuarios regulados alimentados desde el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas desde el año 2014.
- Justificar que el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas (con las especificaciones de diseño instaladas) resultaba necesario para alimentar a los distintos Usuarios del Proyecto Irrigación Olmos (en base a las condiciones del año 2014); caso contrario, debe sustentar desde que año se brinda la “Eficiencia Económica” a los usuarios del AD2.
 - Sustentar las razones de considerar a todos los usuarios del AD2 como “Terceros”, si en los Planes de Inversiones 2009-2013 y 2013-2017 en adelante, se aprobaron proyectos con la finalidad de alimentar las demandas del AD2.
8. CVC indica que, *“El criterio de eficiencia económica al que se refiere el literal e), numeral VIII), del Artículo 139° del RLCE, en el presente caso se cumple no sólo por el hecho de que de los terceros (conectados colectivamente en MT o BT) que a raíz de la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas contribuyen con el pago del Peaje de toda el AD2 sino también, con mayor certeza, desde el momento que la nueva demanda incorporada de estos usuarios origina una*

⁹ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.106 del Contrato de Concesión.

¹⁰ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.7 del Contrato de Concesión.

¹¹ La definición del referido término se encuentra en la cláusula 1.102 del Contrato de Concesión.

reducción del Peaje Unitario (PU) y la reducción de los Factores de Pérdidas Medias (FPM) que por efecto de dicha incorporación de demanda conlleva a una reducción de las tarifas de potencia y energía para todos los consumidores finales del AD2.". En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar sus argumentos, debido a que, bajo el criterio preliminar de Osinermin, la reducción de los peajes unitarios y los factores de pérdidas medias habrían surgido por diversos factores que intervienen en el cálculo de dichos peajes y no solo por la demanda incorporada de los usuarios del proyecto Olmos.
 - Sustentar técnica y legalmente que la LT Felam-Tierras Nuevas era el proyecto más eficiente para el resto de usuarios del AD2 (no incluyendo los Usuarios del Proyecto Irrigación Olmos); demostrando que la demanda regulada del AD2 no podía ser atendida por las instalaciones existentes y proyectadas en el correspondiente Plan de Inversiones; y que, en consecuencia, era más eficiente económicamente realizar la conexión desde la SET Felam.
 - Sustentar técnica y legalmente la delimitación del "Año Base" que plantea considerar en su PROPUESTA INICIAL para la determinación de los peajes, a efectos de realizar un adecuado análisis de alternativas en función a dicho planteamiento. En efecto, para realizar el cálculo de las tarifas, corresponde que CVC sustente en base a las observaciones realizada anteriormente, cuál de las siguientes fechas es la que debe ser considerada como "Año Base":
 - ✓ La fecha de Puesta en Operación Comercial ("POC") del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas.
 - ✓ El año en el cual CVC considera que se dio inicio a su alegada percepción de beneficios económicos.
 - ✓ La fecha de conexión de la Línea de Transmisión 220 kV Felam – Tierras Nuevas y subestaciones conexas ("LT Felam – Tierras Nuevas").
 - ✓ La fecha en la que CVC presenta su solicitud de fijación a Osinermin.
 - ✓ Otra fecha que sustente CVC.
 - Justificar las razones por las cuales CVC solicitó la fijación de tarifas para la LT Felam – Tierras Nuevas diez (10) años después de la calificación efectuada por Osinermin en el año 2014. En cualquier caso, sustentar técnica y legalmente, por qué los usuarios deben asumir un pago de periodos anteriores a su fijación y las consecuencias económicas adicionales vinculadas a ese retraso.
9. Una vez determinado el "Año Base", se solicita que los cálculos y proyecciones deben estar en función al referido año, los cuales incluyen, entre otros, lo siguiente:
- Las demandas históricas y proyectadas, las cuales deben estar consignadas en los formatos F-100 y deberán utilizar las premisas asociadas al referido año.

- La determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar y Sistema Económicamente Adaptado (“SEA”), la cual debe incluir los proyectos construidos y planificados del Plan de Inversiones y Plan de Transmisión.
 - La actualización de los archivos Digsilent (.pfd).
 - La Base de Datos de módulos estándares a utilizar, la cual debe ser la vigente a dicho año.
 - Los formatos F-200 y F-300.
10. Con fecha 08 de febrero de 2024, CVC presentó, en calidad de anexo, el Contrato de Obligación de Hacer. Al respecto, se solicita remitir la información faltante:
- Anexo I: Especificaciones técnicas de la Infraestructura del Proyecto Energético Tierras Nuevas y Presupuesto
 - Anexo II: Especificaciones Técnicas de la Infraestructura Eléctrica del Sistema de Distribución del Proyecto Irrigación Olmos
 - Anexo III: Cronograma de Obras.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con carta CEV N° 2157-2024/GG.GG, la empresa CVC presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinermin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido consignada en la página Web de Osinermin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados, tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados – [Ver Referencia 3].

El análisis de dichas respuestas se ha realizado en el Anexo A del presente informe.

5.1 Asignación de Responsabilidad de Pago

CVC menciona que, la Norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante la Resolución N° 164-2016-OS/CD, se aplica bajo el criterio de uso o beneficio. Esta norma está principalmente orientada a situaciones en las que existen tanto demanda como generación entre los beneficiarios de un SCTLN, especificando cómo se distribuye la responsabilidad de pago entre los generadores por la parte que les corresponde.

CVC señala que, por similitud con el SST, el regulador deberá determinar la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los usuarios y de los terceros conectados a un SCTLN, con el objetivo de lograr la eficiencia económica. También indica que los terceros que formen parte del servicio público de electricidad asumirán la responsabilidad de pago únicamente si su demanda excede el 5% de la demanda total del SCTLN. En este caso, la porción correspondiente a estos terceros debe incluirse en el cálculo del peaje,

el cual debe ser abonado por todos los usuarios del Área de Demanda correspondiente.

Adicionalmente menciona que, en el numeral 14.2.2 de la Norma Tarifas, dicha participación se determinará como la contribución del tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTLN.

5.1.1 Identificación de Beneficiarios

CVC respecto a la identificación de beneficiarios señala que:

- El Sistema Tierras Nuevas fue inicialmente concebido como un Sistema Complementario de Demanda (SCTD) a ser financiado por todos los consumidores de energía eléctrica del AD2. Sin embargo, Osinergmin lo clasificó como un Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN), ya que su construcción surgió de un acuerdo privado entre CVC y H2OImos. Este último fue identificado como el beneficiario directo del sistema al cumplir con el plazo del Contrato de Concesión con el GORE Lambayeque para implementar el sistema de riego tecnificado, evitando así penalidades.
- Según el Contrato de Concesión de riego, H2OImos debe proporcionar a sus usuarios de riego la infraestructura eléctrica necesaria, incluyendo una Línea de Transmisión de 7,5 MVA y sus instalaciones asociadas, así como su operación y mantenimiento, para que puedan recibir electricidad contratada con terceros.
- En la Quinta Adenda al Contrato de Concesión de riego, se establece que H2OImos sigue siendo responsable de la Línea de Transmisión de 7,5 MVA, equivalente al 5% de la capacidad de la Línea de Transmisión de 150 MVA, diseñada para una demanda mayor. H2OImos puede disponer del 95% restante a favor de terceros.
- H2OImos es responsable del 5% de los cargos por el servicio de transmisión del Sistema Tierras Nuevas. No obstante, los usuarios de riego y otros conectados a las SET Tierras Nuevas y SET Pampa Pañalá deben contribuir al pago según sus demandas coincidentes con la máxima demanda de la línea de 150 MVA, hasta que se demuestre que el sistema beneficia a todos los consumidores del AD2. A partir de ese momento, todos pagarán colectivamente por el 95% del sistema.
- Finalmente, si un generador o usuario (nuevo o con incremento de carga) se conecta al Sistema Tierras Nuevas en nivel de tensión AT o MAT, participará en el pago según la Norma de Asignación de Responsabilidad de pago de SCTLN. Agrolmos S.A., con una planta de cogeneración de más de 29 MW conectada a la SET Tierras Nuevas, no ha sido considerado para el pago del uso del sistema debido a la falta de reglamentación sobre Generación Distribuida. Sin embargo, cuando Agrolmos S.A. conectó su planta de cogeneración en 60 kV, deberá pagar por el uso de las instalaciones según la norma mencionada.

5.1.2 Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago

CVC menciona que, de acuerdo con el literal e), numeral VIII), del artículo 139 del RLCE, el criterio de eficiencia económica se cumple en este caso, siempre que la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas beneficie a todos los consumidores de energía eléctrica del AD2.

Para cuantificar los efectos económicos del sistema, CVC calcula los Peajes y FPMe con y sin este sistema de transmisión, con el fin de determinar su impacto en los precios de potencia y energía en el AD2. CVC menciona que, estos efectos no se observaron en 2015 y 2016 debido a la baja demanda, a partir de 2017 se percibió una reducción del Peaje y de los FPMe, lo que resultó en una disminución de los precios de potencia y energía en el AD2.

CVC comparó las tarifas vigentes en abril de 2016 con la regulación de mayo de 2017, que incluye el Sistema Tierras Nuevas, y encontró que, aplicando la metodología establecida en la Norma Tarifas, desde el año 2017 se cumple con el concepto de socialización del Peaje. Esto garantiza la recuperación de la inversión y cubre los costos de operación y mantenimiento del sistema, beneficiando a todos los consumidores de energía eléctrica del AD2.

CVC concluye que, bajo el criterio de eficiencia económica y el concepto de socialización del Peaje, desde mayo de 2017, los beneficiarios del sistema de transmisión son todos los Usuarios Libres y Regulados del AD2, incluyendo a H2OImos y sus usuarios de riego. Se considera que todo nuevo usuario en media o baja tensión, atendido a través de las redes de distribución, contribuye al pago del Peaje Unitario fijado para toda el área, independientemente de la conexión física con el sistema de transmisión.

Finalmente, CVC subraya que, mediante el Peaje Unitario, todos los usuarios pagan un monto proporcional a su consumo de energía eléctrica, lo que implica que los consumidores que usan más energía pagan más por los SST y SCT ubicados en el Área de Demanda.

5.2 Sistema Económicamente Adaptado

CVC, respecto al Sistema Económicamente Adaptado señala que:

- Según el numeral 14 del Anexo de la LCE, el SEA es aquel sistema eléctrico que equilibra la oferta y la demanda de energía, manteniendo el menor costo y la calidad del servicio. Según el numeral 10.4 de la Norma Tarifas, si se requiere fijar tarifas para instalaciones tipo SCTLN a solicitud de un interesado, esto se realizará sobre la base de un estudio del SEA, elaborado por los titulares de las instalaciones a solicitud de Osinergmin.
- El numeral 11.4 de la Norma Tarifas establece que, para determinar el SEA, no se considera la restricción del nivel de tensión real de los puntos de conexión, a diferencia del Plan de Inversiones en Transmisión que sí lo hace. Además, el SEA considera el SER de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema del solicitante de la regulación, y dicho SER no necesariamente coincide con las instalaciones reales. Por lo tanto, el SEA no tiene que corresponder a la configuración y características de las instalaciones existentes.

- El artículo 11 de la Norma Tarifas establece criterios generales para la planificación de la expansión de la transmisión. Para determinar el SEA, se deben considerar instalaciones dimensionadas según la demanda y capacidad de generación, las instalaciones que se conectan al sistema incluyendo proyectos del Plan de Transmisión vigente, y la alternativa de menor costo en un horizonte de 10 años considerando costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia y energía.
- Concluye que, para fijar las tarifas del Sistema Tierras Nuevas, es necesario demostrar que su dimensionamiento está equilibrado con la demanda y que es la opción de menor costo, manteniendo los estándares de calidad.
- Presenta gráficas y diagrama unifilar de la SET Chiclayo Baja Densidad de lo que fue antes de octubre 2014.

5.2.1 Proyección de Demanda

CVC, en su PROPUESTA FINAL al igual que en su PROPUESTA INICIAL, menciona que para evaluar la demanda de electricidad del Sistema Tierras Nuevas considera un horizonte de análisis de 30 años, comprendido entre el 2014 y el 2043, por las razones mencionadas también en su PROPUESTA INICIAL. Asimismo, sostiene que el período 2014-2023 contiene datos con valores históricos y que el período 2024-2043, datos con valores proyectados.

En línea con lo anterior, al igual que en su PROPUESTA INICIAL, CVC indica que ha utilizado los registros de medidores de la SET Tierras Nuevas para determinar la evolución histórica de la máxima demanda. No obstante, en relación con las proyecciones de demanda, CVC afirma que las presentadas en su PROPUESTA FINAL son las validadas por Osinergmin en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), a las que luego sumó las demandas declaradas por el GORE Lambayeque y otras cargas potenciales. A ello, CVC añade que ha considerado la tasa de crecimiento promedio obtenida del formato F-121 del mismo plan de inversiones para determinar la demanda del sistema Chiclayo Baja Densidad.

Dicho lo anterior, CVC en su PROPUESTA FINAL presenta, para el período 2014-2043, la evolución y proyección de la demanda del Sistema de Transmisión Tierras Nuevas en 220 kV.

5.2.2 Alternativa de Expansión de la Transmisión Período 2014 - 2023

CVC evalúa la eficiencia técnica y económica del Sistema Tierras Nuevas comparándolo con una alternativa en 60 kV.

- **Alternativa 1:** Sistema 220 kV Felam - Tierras Nuevas.
- **Alternativa 2:** Sistema 60 kV Proveniente de Chiclayo Oeste.
- **Alternativa 3:** Sistema 60 kV Felam – Tierras Nuevas.

CVC señala que las instalaciones previstas para cada alternativa cumplen con los estándares de calidad de la NTCSE. Sin embargo, mientras que la

Alternativa 1 en 220 kV mantiene una buena performance de calidad a largo plazo, la Alternativa 2 en 60 kV requiere inversiones adicionales durante el período de análisis (10 años) que terminarán siendo subutilizadas cuando sea necesario adoptar un sistema definitivo en 220 kV. Ejemplos de esto incluyen el banco de capacitores de 15 MVAR en 60 kV en la SET Tierras Nuevas en el año 2019 y el reforzamiento con líneas redundantes en 60 kV desde el año 2018.

Además, CVC indica que después del año 2025, el software de cálculo de flujos de potencia ya no convergerá, lo que sugiere que el sistema en 60 kV necesitará inversiones en 220 kV. Esto hará que las inversiones en compensadores capacitivos y líneas redundantes realizadas hasta el año 2023 resulten ineficientes.

CVC haciendo su evaluación bajo el criterio de mínimo costo, indica que la alternativa 1 es más eficiente técnica y económicamente.

CVC señala que, aunque la Alternativa 3 es menos costosa que la Alternativa 2, no es la opción más eficiente. Esto se debe a que, debido a la sobrecarga de la línea de transmisión 60 kV Felam - Tierras Nuevas (en el año 2025) y el transformador de potencia 60/23 kV de 30 MVA en la SET Tierras Nuevas (en el año 2024), será necesario, a mediano plazo, implementar una segunda terna en 60 kV Felam - Tierras Nuevas y un segundo transformador de 60/23 kV de 30 MVA en la SET Tierras Nuevas.

Por último, cabe señalar que, en su PROPUESTA FINAL, CVC presentó su evaluación del SEA como un apéndice de su propuesta.

5.3 Costo Medio Anual

5.3.1 Costo de Inversión

CVC menciona que, según el numeral IV del literal b) del artículo 139 del RLCE, la valorización de la inversión de las instalaciones del SCT, que no están cubiertas por un contrato de concesión de SCT, se determina con base en los costos estándares de inversión en transmisión aprobados por Osinermin y vigentes en la fecha de su puesta en operación comercial.

Además, señala que, de acuerdo con la Carta N° COES/D/DP-188-2015, el Sistema Tierras Nuevas entró en operación el 30 de octubre de 2014. Por lo tanto, la base de datos de módulos estándares de inversión en transmisión utilizada es la aprobada por la Resolución N° 121-2014-OS/CD, de fecha 13 de junio de 2014.

5.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento

CVC menciona que, según el numeral VI del literal b) del artículo 139 del RLCE, el costo anual estándar de operación y mantenimiento (COyM) se calcula como un porcentaje del costo de inversión.

Añade que los porcentajes a utilizar son los aprobados por la Resolución N° 0635-2007-OS/CD del 25 de octubre de 2007, los cuales se aplican para el período del 1 de mayo de 2009 al 30 de abril de 2015 (adjunta cuadro).

Respecto al cuadro presentado, CVC señala que en el Capítulo Tercero de la Norma Tarifas se establecen los criterios para determinar el COyM, indicando que se considera íntegramente en moneda local y se obtiene como la suma de los costos de operación y mantenimiento individuales de cada componente del SCT.

5.3.3 Cálculo de Costo Medio Anual (CMA)

CVC menciona que, según las consideraciones para los costos señalados en los numerales 5.3.1 y 5.3.2 del presente informe, se ha determinado la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y el correspondiente CMA, referidos al 31 de octubre de 2014, para cada elemento que compone el Sistema Tierras Nuevas (adjunta cuadro detallado).

5.3.4 Factor de Actualización

CVC menciona que, considerando que el Sistema Tierras Nuevas entró en servicio el 30 de octubre de 2014, presentan a continuación los coeficientes resultantes de la estructura de costos que se aplicarán para las actualizaciones correspondientes:

Cuadro N° 5.1: Coeficientes de actualización para el SEA

Partes	COEFICIENTES				
	Procedencia Nacional	Procedencia Extranjera	Cobre	Aluminio	
	a	b	c	d	Total
Transporte MAT	0.6621	0.2564	0.0482	0.0333	1.0000
Transformación MAT/AT	0.8805	0.0064	0.1131	0.0000	1.0000
Transporte AT	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000
Transformación AT/MT	0.5979	0.3344	0.0677	0.0000	1.0000
TOTAL	0.7125	0.1990	0.0657	0.0228	1.0000

Fuente: PROPUESTA FINAL

5.4 Determinación de Pagos por el Servicio de Transmisión

CVC menciona que, aplicando la fórmula de actualización, se determina el CMA actualizado en cada fijación de Peajes ocurrida en el período 2014–2025, con el propósito de definir la modalidad de pago correspondiente. A continuación, presentan los valores resultantes de este cálculo en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.2: CMA actualizado periodo 2014-2025

AÑO	ACTUALIZACIÓN COSTO MEDIO ANUAL (US\$)		
	H2OImos	AD2	Total
2014	88,242.51		88,242.51
2015	88,242.51		88,242.51
2016	88,242.51		88,242.51
2017	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2018	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2019	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2020	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2021	79,672.63	1,513,779.97	1,593,452.60
2021**	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2022	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2023	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2024*	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14
2025*	76,203.91	1,447,874.23	1,524,078.14

Fuente: PROPUESTA FINAL

5.4.1 Compensaciones a Cargo de H2OImos

CVC menciona que el cálculo de las compensaciones mensuales que H2OImos debería pagar en el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, sin incluir devengados, muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.3: Compensación Mensual H2OImos

TITULARIDAD: CVC ENERGIA H2OLMOS	CMA US\$	COMPENSACIÓN MENSUAL (US\$)	COMPENSACIÓN MENSUAL (S/.)
	85,223.63	6,738.91	25,661.78

Fuente: Anexo N° 3.9 Formatos "Pago Felam-Tierras Nuevas 25-29.xlsx" pestaña F-515

Fuente: PROPUESTA FINAL

Devengados

CVC menciona que, desde el 31 de octubre de 2014, fecha en que se puso en servicio el Sistema Tierras Nuevas para cumplir con el Contrato de Obligación de Hacer y permitir a H2OImos cumplir con su obligación contractual con el GORE Lambayeque, a H2OImos le corresponde pagar el 5% del Costo Medio Anual (CMA).

CVC concluye que es necesario calcular las compensaciones mensuales (Costo Medio Mensual) para el período del 1 de noviembre de 2014 al 30 de abril de 2025, con el fin de determinar los devengados que H2OImos debe pagar.

Cuadro N° 5.4: Devengados H2OImos periodo noviembre 2014-abril 2025

DEVENGADOS A CARGO DE H2OIMOS	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015	18,065	6	344 732
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016	18,065	12	633 537
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017	18,065	12	565 658
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	20,469	12	572 249
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	20,469	12	510 937
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	20,469	12	456 193
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	20,469	12	407 316
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	22,645	12	402 335
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	22,645	12	359 228
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	22,645	12	320 739
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	22,645	12	286 374
Total		126	4 859 298

Fuente: PROPUESTA FINAL

CVC señala que el total de devengados, que asciende a S/. 4 859 298, se debe distribuir de manera prorrateada durante un período de 4 años (del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029), para que sea abonado en cuotas mensuales uniformes. A continuación, CVC presenta este cálculo.

Cuadro N° 5.5: Devengados mensualizados H2OImos

Devengados Totales H2OImos - S/.	4,859,298.19
Periodo de recuperación (años)	4.00
Periodo de recuperación (meses)	48.00
Devengados H2 OImos (mensual) S/.	126,505.24

Fuente: PROPUESTA FINAL

Finalmente, CVC indica que la compensación mensual que H2OImos deberá pagar durante el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 es de S/. 152 167,02, desglosado en S/. 25 661,78 y S/. 126 505,24.

5.4.2 Peaje Unitario a cargo del AD2

CVC presenta en el siguiente cuadro el cálculo del Peaje Unitario (PU) correspondiente al Sistema Tierras Nuevas para el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, excluyendo los devengados.

Cuadro N° 5.6: Peaje Unitario de Felam-Tierras Nuevas asignado al AD2

UTILIDAD: CVC ENERGIA	VP @CI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA (1)	PU	PU ACUMUL.
ÁREDA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	MWh	c/m S/./kWh	c/m S/./kWh
Transporte PAT	10,092.33	2,766.14	12,858.46	5,310,394.22	0.2419	0.2419
Transformación PAT/AT	3,672.94	1,008.89	4,681.83	5,310,394.22	0.0882	0.3301
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.3301
Transformación AT/WT	936.51	273.79	1,210.31	5,310,394.22	0.0228	0.3529

Fuente: PROPUESTA FINAL

Devengados

CVC indica que, a partir de la fijación de Peajes del 1 de mayo de 2017, se generaron beneficios económicos para todos los usuarios libres y regulados del AD2 (AD2), debido a la reducción del Peaje Unitario (PU) del AD2 y la disminución de los Factores de Pérdidas Medias (FPM_e), lo que resultó en tarifas de potencia y energía más bajas en dicha área.

En este contexto, CVC calcula los devengados correspondientes al período del 1 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2025, que deben ser cubiertos por todos los usuarios libres y regulados del AD2, considerando el 95% del CMA del Sistema Tierras Nuevas para cada año.

Cuadro N° 5.7: Devengados periodo 2018-2025 asignado al AD2

DEVENGADOS A CARGO DE AD2	Costo Medio Mensual (SOLES)	Periodo en meses	Devengados referidos al 30.04.2025 (SOLES)
Del 30 de octubre 2014 al 30 de abril de 2015			
Del 1° de mayo 2015 al 30 de abril de 2016			
Del 1° de mayo 2016 al 30 de abril de 2017			
Del 1° de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	388,904	12	10 872 731
Del 1° de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	388,904	12	9 707 795
Del 1° de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	388,904	12	8 667 674
Del 1° de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	388,904	12	7 738 995
Del 1° de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	430,246	12	7 644 370
Del 1° de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	430,246	12	6 825 330
Del 1° de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	430,246	12	6 094 045
Del 1° de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	430,246	12	5 441 111
Total		96	62 992 051

Fuente: PROPUESTA FINAL

El monto total de devengados, S/. 62 992 051, se suma al 95% del CMA actualizado al 1 de mayo de 2025. Con este total, se determina el PU correspondiente al Sistema Tierras Nuevas para el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

En el siguiente cuadro, CVC presenta el cálculo del PU para el período mencionado, incluyendo los devengados.

Cuadro N° 5.8: PU de Felam-Tierras Nuevas asignado al AD2 + Devengados

TITULARIDAD: CVC ENERGIA	VP @CI	VP COyM	PEAJE ANUAL	VP ENERGIA (1)	PU	PU ACUMUL.
ÁREA DE DEMANDA 2	Mil S/.	Mil S/.	Mil S/.	MWh	ctm S./ kWh	ctm S./ kWh
Transporte PIAT	10,070.33	2,766.14	33,575.62	5,307,374.22	0.6306	0.6306
Transformación PIAT/AT	3,672.94	1,008.89	4,681.83	5,307,374.22	0.0882	0.7228
Transporte AT	-	-	-	-	-	0.7228
Transformación AT/PT	936.51	273.79	1,210.31	5,307,374.22	0.0228	0.7436

Fuente: PROPUESTA FINAL

Finalmente, CVC concluye que el Peaje Unitario que deben pagar todos los usuarios libres y regulados del AD2 por el Sistema Tierras Nuevas durante el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 es de 0,7436 Ctm S./kWh.

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por CVC tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Asimismo, para esta evaluación se ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, el cual se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda, la determinación del SEA, la determinación del CMA y la determinación de la tarifa correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinergmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinergmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.gob.pe/osinergmin/> – [Ver Referencia 4].

6.1 Determinación del Tercero y momento en el que corresponde el pago

De acuerdo al artículo 20 de la Ley 28832, el sistema de transmisión del SEIN está conformado por cuatro (4) tipos de instalaciones: i) Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), ii) Sistema Complementario de Transmisión (SCT), iii) Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST).

Al respecto, el numeral 20.2 del artículo 20 de la Ley 28832 señala que las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación

comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la referida Ley, lo cual ocurrió el 21 de julio del 2006.

Seguidamente, el artículo 27 de la Ley 28832 señala que se consideran como instalaciones del SCT aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes, así como todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

Al respecto, el artículo 4 de la Norma Tarifas, clasifica los SCT de la siguiente manera: i) SCTPT: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes, ii) SCTPI: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte de un Plan de Inversiones aprobado por Osinermin, y iii) SCTLN: SCT que permite transferir electricidad a Usuarios Libres o que permite a los Generadores entregar energía producida al SEIN, cuya construcción y remuneración resulte de una libre negociación entre dichos agentes y los titulares de las instalaciones de dicho SCT.

En el presente caso, el Sistema Tierras Nuevas (Línea de transmisión 220 kV Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas) entró en operación el año 2014 y no formó parte de ningún Plan de Inversiones ni Plan de Transmisión, siendo que corresponde a un SCT. Asimismo, el Sistema Tierras Nuevas fue construido producto del acuerdo y libre negociación entre CVC y H2OImos, con el objetivo de cumplir las obligaciones que este último pactó con el GORE Lambayeque, según la Quinta Adenda del Contrato de Concesión. En ese sentido, el Sistema Tierras Nuevas forma parte de un SCT, cuya construcción y remuneración son producto de la libre negociación entre agentes privados (CVC y H2OImos) y, por lo tanto, es considerado como un SCTLN.

La consideración del Sistema Tierras Nuevas como un SCTLN data incluso desde el año 2014, según las Resoluciones N° 193-2014-OS/CD y N° 257-2014-OS/CD, emitidas en octubre y diciembre del 2014, respectivamente.

6.1.1 Terceros involucrados

El acuerdo de libre negociación entre H2OImos y CVC para ejecutar el Sistema Tierras Nuevas, fue un acuerdo pactado exclusivamente entre ambas partes con la finalidad de que H2OImos cumpla sus obligaciones establecidas en su Contrato de Concesión con el GORE Lambayeque. Por lo tanto, los acuerdos remunerativos pactados, gozan de plena vigencia entre las partes contractuales, por lo que Osinermin no es competente para modificarlos a través del presente proceso regulatorio.

En efecto, lo anterior no facultaría a los Terceros a hacer uso libremente de estas instalaciones sin efectuar el pago de una retribución a CVC por el uso correspondiente. Dichos Terceros, desde el punto de vista jurídico y en atención al caso en concreto, son definidos en el Informe Legal N° 597-2024-GRT.

Ahora bien, corresponde identificar cuáles son los Terceros involucrados que están haciendo uso de estas instalaciones y definir el pago que les corresponde. Para tales efectos, de conformidad con lo señalado en el Informe Legal N° 597-2024-GRT se considerará que la capacidad reservada

contractualmente del Sistema Tierras Nuevas es de 15 MVA, respecto de la cual no corresponde fijar una remuneración.

En ese sentido, habiéndose verificado que el uso de esta instalación superó los 15 MVA pactados en julio del 2019¹², y que actualmente su uso supera los 40 MVA aproximadamente, corresponderá asignarles un peaje por el uso del Sistema Tierras Nuevas en base a dicha potencia excedente no contemplada en el acuerdo remunerativo.

Sobre dicho extremo, de la revisión del tipo de usuarios que hacen uso del Sistema Tierras Nuevas se verifica que en la mayoría de casos corresponden a usuarios regulados o libres cuya potencia no sobrepasa los 2,5 MW, los cuales pertenecen al Servicio Público de Electricidad. De ese modo, en concordancia con lo señalado en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE¹³, la parte que corresponda a los Terceros cuya demanda supere el 5% de la demanda total, será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los usuarios del AD2.

En consecuencia, corresponde regular el uso del Sistema Tierras Nuevas para aquellos usuarios cuyo consumo hace que se supere los 15 MVA reservados del Sistema Tierras Nuevas, los cuáles en conjunto son considerados como parte del AD2.

6.1.2 Momento de conexión de terceros

De lo indicado en el numeral anterior, corresponde identificar cuál es la fecha en la que se supera los 15 MVA; dado que, desde ese momento se efectúa la conexión del Tercero.

Al respecto, se ha evaluado la fecha en la cual, la demanda que se alimenta a través del Sistema Tierras Nuevas sobrepasa los 15 MVA; para lo cual, se ha utilizado los registros de mediciones en la barra de 220 kV de la SET Tierras Nuevas, con información reportada por las empresas en el Sistema de Información de Registros de Mediciones de los Sistemas de Transmisión

¹² Ver numeral 6.1.2 del presente informe

¹³ e) Responsabilidad de Pago

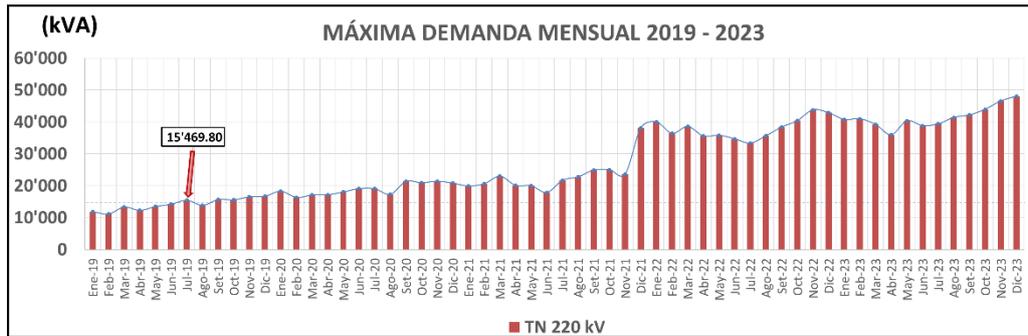
(...)

VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

(...)

Eléctrica (SIRPIT). La fecha donde la demanda sobrepasa los 15 MVA es julio del 2019, tal como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 6.1: Máxima Demanda Mensual 2019-2023



Fuente: Datos del SIRPIT, elaboración propia.

Por lo tanto, el uso del SCTLN por parte de terceros empieza a partir del mes de julio del 2019.

Cabe señalar que, en la observación N° 7, contenida en el Anexo A del presente informe, se evalúa el planteamiento de CVC de considerar al AD2 como tercero a partir de abril 2017; dado que, CVC sustenta en función del criterio de eficiencia económica y los supuestos beneficios económicos que se generaron por la disminución de los peajes y la reducción de las pérdidas medias. En base al referido análisis de Osinerghmin, se concluye que, entre otros, la regulación de los SCTLN al igual que los SCTLN se realiza por el criterio de uso en función a la demanda de los usuarios y los terceros que se conectan (ver numeral 6.5 del presente informe); además, la disminución de los peajes en la fijación del año 2017 se debió a diversos factores y no exclusivamente al Sistema Tierras Nuevas, tal y como señaló CVC.

6.1.3 Evaluación de montos dejados de percibir

Al respecto, según el numeral 11.5 del Reglamento de Transmisión, señala que:

“11.5 No constituirá requisito para efectuar la conexión u otorgar el respectivo Mandato de Conexión, la fijación previa de la remuneración por parte de OSINERGHMIN. Una vez fijada la remuneración por OSINERGHMIN, ésta se aplicará desde la fecha efectiva de conexión, aplicando los intereses compensatorios a que hubiere lugar, de acuerdo con el Artículo 176 del Reglamento de la LCE.”

Si bien el uso por parte del Tercero del Sistema Tierras Nuevas se da a partir de julio del 2019 (Ver numeral 6.1.2 del presente informe), fecha a partir de la cual se considera que corresponde la remuneración en proporción a la demanda de los terceros, CVC recién envió su solicitud de Fijación de Tarifas en febrero del año 2024, argumentando que se encontraba en un proceso judicial por la demanda de contención administrativa iniciada por la misma CVC el año 2016.

Sobre ello, se considera que si CVC no solicitó una fijación de sus peajes desde que evidenció la conexión de un Tercero y por ende no percibió cargos por la

prestación del servicio de transmisión eléctrica, dicha situación es responsabilidad exclusiva de CVC y no de Osinerghmin o los usuarios del AD2. El numeral 10.4 de la Norma Tarifas¹⁴ establece expresamente que la regulación tarifaria de los SCTLN utilizados por terceros, debe ser solicitada por los interesados, no siendo viable que Osinerghmin actúe de oficio, considerando además que CVC tenía pleno conocimiento que esta instalación era considerada un SCTLN por Osinerghmin de acuerdo a los pronunciamientos del año 2014 con Resoluciones N° 193-2014-OS/CD y N° 257-2014-OS/CD.

Por lo mencionado en el párrafo anterior, no se acepta la justificación de CVC respecto a que no solicitó la Fijación de Tarifas antes del 2024 porque se encontraba en un proceso judicial que la misma empresa inició, con la finalidad de que el Sistema Tierras Nuevas sea reconocido en el Plan de Inversiones 2013-2017. Por otro lado, el interés compensatorio y el recargo por mora señalado en el artículo 167 del RLCE, se aplica a las acreencias, y en el presente caso no hay ninguna deuda debido a que no existe ninguna tarifa para el Sistema Tierras Nuevas, por la propia responsabilidad de CVC. En ese sentido, el pago de intereses solicitado por CVC no se encuentra justificado.

Por lo tanto, corresponde que se remunere el uso de esta instalación a partir de julio 2019 (conexión del tercero), pero sin considerar intereses compensatorios ni moratorios, mientras no se encuentre vigente el peaje asociado al Sistema Tierras Nuevas.

6.2 Determinación de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda de electricidad del AD2, con fines de evaluar la demanda eléctrica del Sistema Tierras Nuevas, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible.

En ese sentido, la proyección se ha realizado en un horizonte de 30 años, donde el año base corresponde al año 2019 que es cuando la demanda que pasa por el Sistema Tierras Nuevas supera los 15 MVA, puesto que en ese año se da el uso de las instalaciones por parte del tercero, específicamente desde julio del 2019 (Ver numeral 6.1.2 del presente informe).

El esquema temporal considerado en el análisis está comprendido entre los años 2019 y 2048; donde las proyecciones corresponderían al periodo 2020-2048. Sin embargo, para este caso en particular, se dispone de información histórica hasta el año 2023, lo cual permite estructurar la información como: (i) valores históricos: 2019-2023 (5 años) y (ii) valores proyectados: 2024-2048 (25 años), constituyendo los 30 años de proyección.

Es importante destacar que, la información base de las variables explicativas, máxima demanda, ventas de energía, factores de caracterización y entre otros

¹⁴ 10.4 En el caso de que se requiera fijar tarifas para instalaciones tipo SCTLN, a solicitud de algún interesado, ésta se efectuará sobre la base de un estudio de determinación del SEA, el cual a requerimiento del OSINERGMIN debe ser elaborado por los respectivos titulares de las instalaciones comprometidas.

son registros cerrados a diciembre 2023; procesados con la metodología desarrollada del PI 2025-2029.

6.2.1 Información Base

6.2.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados hasta el año 2022 han sido obtenidas del PI 2025-2029 y las correspondientes al año 2023 han tenido como referencia la información de la Base de Datos del Sistema de Información Comercial (SICOM) de ese año que dispone Osinermin en su portal web.

Asimismo, las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido obtenidas de la Base de Datos del Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI) del año 2023 que Osinermin también ha publicado en su portal web.

6.2.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se ha considerado como variables explicativas: el PBI, número de Clientes, Población y la Tarifa real promedio, con información cerrada a diciembre 2023 y donde la información histórica de las variables explicativas correspondiente al periodo 1996-2022 fue tomada del PI 2025-2029.

Con respecto a la proyección de las variables explicativas, se ha realizado sobre los datos del año 2023, para lo cual se ha recurrido a las mismas fuentes empleadas en el PI 2025-2029. Si bien, los criterios en general, se han mantenido con los expuestos en el plan de inversiones vigente, se ha requerido actualizar algunos, en línea con la información disponible al cierre de este informe, como es en los siguientes casos:

- (i) PBI del Área de Demanda 2: En la proyección de los años 2024, 2025 y 2026 se ha tomado las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 28 de junio del 2024; mientras que, para el periodo 2027-2048, se mantiene constante la tasa de crecimiento del año 2026.
- (ii) La proporción de ventas de energía a Usuarios Regulados en el AD2 del año 2023, por departamento es: Amazonas (10,61%), Cajamarca (15,68%) y Lambayeque (73,70%), la cual se utiliza como ponderaciones para el cálculo de los valores de las variables PBI, Tarifa Real promedio y Población de ese año.

6.2.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

Conforme a la Norma Tarifas, la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados se ha realizado, considerando métodos tendenciales y econométricos.

6.2.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Libres se ha considerado los consumos constantes a partir de la información base del SICLI del año 2023.

6.2.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

Se ha considerado las cargas nuevas del PI 2025-2029 del AD2, sustentadas en el Informe Técnico N° 432-2024-GRT y en los formatos F-100 asociados.

6.2.5 Proyección Global

Una vez incorporada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados a la de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se ha obtenido la proyección global de la demanda del AD2 sobre el que se evalúa la demanda eléctrica del Sistema Tierras Nuevas.

6.2.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico ha sido determinada en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible.

Una vez proyectada y ajustada las ventas de energía se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión para estimar la demanda de energía de los Usuarios Regulados. Así también se ha empleado los factores de caracterización con información cerrada a diciembre 2023, con fines de proyectar la demanda por subestaciones.

Luego, la demanda de los Usuarios Libres y Demanda Incorporada se ha proyectado considerando la metodología empleada en el PI 2025-2029.

6.3 Determinación del SEA

Conforme indica el numeral 10.4 de la Norma Tarifas, para fijar tarifas de instalaciones tipo SCTLN, a solicitud de algún interesado, ésta se efectuará sobre la base de un estudio de determinación del SEA, el cual debe ser elaborado por los respectivos titulares de las instalaciones comprometidas.

Como propuesta de determinación del SEA, CVC ha enviado como parte de su PROPUESTA FINAL tres alternativas, los cuales Osinermin ha tomado en consideración en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible; estas alternativas enviadas por CVC fueron reevaluadas, debido a que contenían inconsistencias en la evaluación del SEA, aspectos que se detallan en el Anexo A.

Además, para la evaluación del SEA se consideraron los siguientes criterios:

- El año base a considerarse fue el año 2019, fecha en la cual se considera existe un uso del Sistema Tierras Nuevas por parte de un tercero. En dicho año estaba vigente la modificatoria del Plan de Inversiones 2017-2021, cuya resolución consolidada fue aprobada en marzo del 2019, por lo que se toma como base el sistema eléctrico modelado en dicho proceso de planificación, considerando los proyectos instalados hasta ese momento, pero retirando los proyectos relevantes que no son parte de la planificación

de la transmisión y actualmente no tienen fecha de puesta en servicio como es el proyecto de la Central Hidroeléctrica Olmos.

- Respecto a la proyección de demanda, se tomó la demanda histórica desde el año 2014 hasta el año 2023, y para los años posteriores se proyectó la demanda, según las consideraciones indicadas en el numeral 6.2 del presente informe.
- Respecto a los costos de inversión, se consideró la Base de Datos de Módulos Estándar vigente al año 2014, fecha en la cual fue la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas.

En tal sentido, se procedió a validar el análisis de alternativas de equipamiento del SEA, considerando dos de las tres alternativas propuestas por CVC. A continuación, se describen cada una de las alternativas consideradas.

Alternativa N° 1: Sistema 220 kV Felam – Tierras Nuevas.

Esta alternativa considera seccionar la LT 220 kV La Niña – Chiclayo Oeste en la SET Felam e instalar una LT 220 kV hasta SET Tierras Nuevas; para lo cual se requiere las siguientes instalaciones:

- SET Felam: Subestación de derivación 220 kV en simple barra
- LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas, simple terna.
- SET Tierras Nuevas: Subestación de Transformación, el cual considera un sistema línea transformador en 220 kV, simple barra en 60 kV, y un transformador 220/60/23 kV – 60 MVA.

Del análisis eléctrico realizado se verifica que esta alternativa no tiene problemas de sobrecarga o caídas de tensión en el periodo de estudio.

Alternativa N° 2: Sistema 60 kV Felam – Tierras Nuevas.

Esta alternativa considera seccionar la LT 220 kV La Niña – Chiclayo Oeste en la SET Felam e instalar una LT 60 kV hasta SET Tierras Nuevas; para lo cual se requiere las siguientes instalaciones:

- SET Felam: Subestación de transformación 220/60 kV, el cual considera un transformador 220/60 kV – 60 MVA.
- LT 60 kV Felam – Tierras Nuevas, simple terna.
- SET Tierras Nuevas: Subestación de Transformación 60/23 kV, la cual considera un transformador 60/23 kV – 60 MVA.
- Banco de compensador de 3 MVar en SET la Viña, necesario en el horizonte de estudio debido a la caída de tensión.

Del análisis eléctrico realizado se verifica que esta alternativa no tiene problemas de sobrecarga o caídas de tensión en el periodo de estudio.

Cabe señalar que, CVC presenta otra alternativa adicional (Alternativa 2 de su PROPUESTA FINAL), la cual consiste en reforzar las instalaciones existentes en 60 kV que salen desde la SET Chiclayo Oeste hasta la SET Tierras Nuevas; sin embargo, de la evaluación de esta alternativa, se ha identificado que no converge en los últimos años del horizonte de análisis, indicándose que requiere de un proyecto más robusto que lo asemejaría a las Alternativas 1 o 2 descritas líneas arriba. En ese sentido, la alternativa es incompleta pues no representa una solución integral en un horizonte de 30 años, por lo cual, no es

comparable con las demás. Asimismo, no cumple con el criterio de ser excluyente respecto a las otras alternativas, tal como se especifica en el numeral 5.7.4 de la Norma Tarifas. Por lo tanto, esta alternativa se descartó.

Las dos alternativas descritas se han evaluado bajo el criterio de mínimo costo obteniéndose los siguientes valores:

Cuadro N° 6.1
Análisis de alternativas del SEA del SCTLN de CVC

Nombre	Descripción Alternativa	Costos de Inversión					Costos de Explotación	Pérdidas	Costo Total USD	p.u.
		Transmisión		Transformación		Total Inversión	OYM			
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	Sistema 220 kV Felam – Tierras Nuevas	5 037 263	-	2 117 609	531 320	7 686 193	1 668 716	-1 262 284	8 092 624	1,00
Alternativa 2	Sistema 60 kV Felam – Tierras Nuevas	1 216 111	1 776 665	2 709 757	2 310 791	8 013 325	1 725 380	205 261	9 943 966	1,23

Fuente: Elaboración propia

En el cuadro anterior, se puede notar que la “Alternativa N° 1” es la de menor inversión y de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años.

En tal sentido, el SEA para el SCTLN de CVC, estará conformado por los siguientes equipamientos:

- SET Felam: Subestación de derivación 220 kV en simple barra
- LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas, simple terna.
- SET Tierras Nuevas: Subestación de Transformación, el cual considera un sistema línea transformador en 220 kV, simple barra en 60 kV, y un transformador 220/60/23 kV – 60 MVA.

6.4 Determinación del Costo de Inversión

Respecto al costo de inversión de los Elementos de transmisión que conforman el SEA del SCTLN de CVC, determinado en el numeral 6.3 anterior, estos costos deben ser obtenidos sobre la base de costos estándares de mercado, que deben comprender equipos, materiales y otros costos que establezca Osinermin.

Ahora bien, considerando que el Sistema Tierras Nuevas entró en operación comercial en octubre del 2014, la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión vigente a dicha fecha es la aprobada con Resolución N° 121-2014-OS/CD, la misma que debe ser utilizada para el presente caso.

Al respecto se describen los costos a reconocer como parte de la inversión del Sistema Tierras Nuevas.

SET Felam

- Tres celdas de línea en 220 kV, simple barra.
- Servicios auxiliares, obras comunes (obras civiles generales, red de tierra profunda, edificio de control e instalaciones eléctricas al exterior).

Línea de Transmisión

- Línea de transmisión Felam – Tierras Nuevas 220 kV de 28,15 km.

SET Tierras Nuevas

- Celda de línea – transformador 220 kV.
- Transformador 220/60/23 kV – 60 MVA.
- Celdas en 22,9 kV (celda de transformador, medición y cinco celdas de alimentador).
- Servicios auxiliares, obras comunes (obras civiles generales, red de tierra profunda, edificio de control e instalaciones eléctricas al exterior).

En consecuencia, de acuerdo a lo descrito en los párrafos anteriores, se ha determinado el costo de inversión de los Elementos de transmisión que conforman el Sistema Tierras Nuevas, el cual se muestra a continuación:

Cuadro N° 6.2**PROPUESTA Osinerghmin: Costos de los Elementos del Sistema Tierras Nuevas**

Nombre Elemento	Código de Módulo Estándar	Costo de Inversión Total (USD)				COSTO TOTAL (USD)
		ME	MN	Aluminio	Cobre	
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	CE-220COU1C1ESBLI3	450 086	296 130	-	56 028	802 244
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	CE-220COU1C1ESBLI3	450 086	296 130	-	56 028	802 244
Celda de línea 220 kV -Hacia Tierras Nuevas, SET Felam	CE-220COU1C1ESBLI3	450 086	296 130	-	56 028	802 244
Celda Línea transformador 220 kV hacia Felam, SET Tierras Nuevas	CE-220COR1C1ESBLT3	232 436	234 140	-	10 688	477 264
Transformador 220/60/23 kV -60 MVA, SET Tierras Nuevas	TP-220060023-060CO1E	1 822 289	88 215	-	207 105	2 117 609
Celda de transformador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBTR1	51 561	87 945	-	3 196	142 702
Celda de Medición 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBMD1	25 000	40 645	-	1 504	67 149
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	CE-023COU1MCISBAL1	24 224	38 630	-	1 440	64 294
Línea Transmisión SET Felam - SET Tierras Nuevas, Línea	LT-220COR0PMS0C1400A	1 075 132	755 559	322 577	-	2 153 268
TOTAL						7 686 193

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, el costo de inversión asociado al SEA del Sistema Tierras Nuevas asciende a USD 7 686 193.

6.5 Asignación de Responsabilidad de Pago

En cumplimiento al numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE, se debe establecer la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los

usuarios y de los terceros a partir de su fecha de conexión. Al respecto, se debe realizar una aclaración respecto al artículo 139, el mismo se refiere a un SST, y las instalaciones del Sistema Tierras Nuevas corresponde a un SCT; por tanto, se debe hacer referencia a lo indicado en los literales b) y c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley N° 28832¹⁵; en consecuencia, por similitud y/o analogía con los SST, corresponde establecer la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los Terceros que se conectan al SCTLN.

Ahora, en relación con lo desarrollado en el numeral 6.1 del presente informe, corresponde fijar una tarifa a partir de que se sobrepasa los 15 MVA del Sistema Tierras Nuevas, tarifa que se aplicará a los usuarios del AD2.

Según el criterio aplicado en regulaciones anteriores, el pago del tercero se determina en función a su contribución en potencia en sus horas de máxima demanda total del proyecto, en este caso el uso del Sistema Tierras Nuevas, corresponde a remunerar de forma compartida, en concordancia con lo dispuesto en el segundo párrafo del numeral 14.2.2¹⁶ de la Norma Tarifas.

En ese sentido, se ha utilizado los registros de mediciones cada 15 minutos en la barra de 220 kV de la SET Tierras Nuevas, con información reportada por las empresas al SIRPIT correspondientes al periodo 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2021 (año de la última Fijación de Tarifas), obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro N° 6.3
Asignación de responsabilidad de pago el 01.11.2024 hasta el 30.04.2025

	Capacidad reservada	AD2	Total
Fecha de máxima demanda	31/12/2021		
Consumo (MVA)	15 MVA	23,09 MVA	38,09 MVA
Reparto (%)	39,38%	60,62%	100%

Fuente: Elaboración propia

En consecuencia, para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril de 2025, el 60,62% del CMA del Sistema Tierras Nuevas corresponde ser remunerado por todos los usuarios del AD2.

¹⁵ 27.2 Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:
(...)

b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.

¹⁶ 14.2.2. En caso que posteriormente a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 se conecten terceros a una instalación SSTL, la participación en el pago por parte de dichos terceros se determinará según lo establecido en el numeral VIII) del literal e) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE.

El 5% al que se refiere dicho numeral VIII), se determinará como la contribución del Tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTL.

La solicitud de los interesados para regular el pago de estos terceros se considerará en el siguiente proceso de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT correspondiente, teniendo presente para su cálculo la fecha real de conexión.

Considerando que la demanda atendida por el Sistema Tierras Nuevas varía en el tiempo, corresponde a Osinergmin revisar en cada proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones la responsabilidad de pago asignada al AD2.

Cabe señalar que el literal b) del artículo 62 de la LCE establece que las instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda. En ese sentido, debido a que el Sistema Tierras Nuevas atiende exclusivamente a la demanda y no se ha identificado algún generador que haga uso de dichas instalaciones, debe ser remunerado por la demanda. Por lo tanto, no resulta necesario aplicar la metodología establecida en el Título III de la NORMA DE ASIGNACIÓN para determinar la responsabilidad de pago entre la generación y la demanda. En caso una generadora haga uso del Sistema Tierras Nuevas, se podrá evaluar la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda.

6.6 Determinación del CMA, Fórmula de Actualización y Peajes

6.6.1 Determinación del CMA

Para la determinación del CMA se sumó la anualidad de los costos de Inversión y los costos de Operación y Mantenimiento del SCTLN de CVC. Dicha anualidad de la Inversión se calculó considerando una vida útil de 30 años y una tasa de actualización anual del 12 %. Por otro lado, para la determinación del COyM se utilizaron los porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento, aprobada mediante la Resolución N° 635-2007-OS/CD; la cual estaba vigente al momento de la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas.

Los resultados del cálculo del CMA inicial del SCTLN de CVC, expresados al 31 de diciembre del 2013, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.4
PROPUESTA Osinerghmin: CMA del Sistema Tierras Nuevas

Elementos	Costo de Inversión (USD)	Anualidad de la Inversión (USD)	COyM (USD)	CMA (USD)
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	802 244	99 593	27 357	126 950
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	802 244	99 593	27 357	126 950
Celda de línea 220 kV - Hacia Tierras Nuevas, SET Felam	802 244	99 593	27 357	126 950
Celda Línea transformador 220 kV hacia Felam, SET Tierras Nuevas	477 264	59 249	16 275	75 524
Transformador 220/60/23 kV - 60 MVA, SET Tierras Nuevas	2 117 609	262 888	72 210	335 098
Celda de transformador 23 kV, SET Tierras Nuevas	142 702	17 716	5 294	23 010
Celda de Medición 23 kV, SET Tierras Nuevas	67 149	8 336	2 491	10 827
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	64 294	7 982	2 385	10 367
Línea Transmisión SET Felam - SET Tierras Nuevas, Línea	2 153 268	267 315	73 426	340 741
TOTAL	7 686 193	954 192	263 693	1 217 885

Nota: El CMA considerado es el determinado con los módulos estándares de Osinerghmin correspondientes al año 2014.

6.6.2 Factores de Actualización del CMA

La fórmula del factor de actualización, es la definida en el numeral 28.3 de la Norma Tarifas, aprobada con la Resolución N° 217-2013-OS/CD, la cual se transcribe a continuación:

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

Donde:

FA : Factor de Actualización

TC : Tipo de cambio para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica.

TC₀ : Tipo de cambio inicial.

IPM : Índice General al Por Mayor.

IPM₀ : Índice General al Por Mayor inicial.

- P_c : Índice del Precio del Cobre.
- P_{c0} : Índice inicial del Precio del Cobre.
- P_{al} : Índice del precio del Aluminio.
- P_{al0} : Índice inicial del precio del Aluminio.
- 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.

En ese sentido, en el cuadro siguiente se presentan los coeficientes a, b, c y d de la Fórmula de Actualización, los que resultan del cociente del valor del total de componentes de inversión entre el valor total de inversión:

Cuadro N° 6.5
PROPUESTA Osinerghmin: Fórmula de Actualización del CMA

Elementos	Procedencia Extranjera (a)	Procedencia Nacional (b)	Cobre (c)	Aluminio (d)
Total	0,3246	0,5732	0,0564	0,0458

Fuente: Elaboración propia

Siendo los valores iniciales (referidos a diciembre del 2013), los que se muestran a continuación:

Cuadro N° 6.6
PROPUESTA Osinerghmin: Índices Iniciales de la Fórmula de Actualización del CMA del SCTLN de CVC

Índices Iniciales para Actualización			
T_{c0}	IPM_0	C_{u0}	A_{l0}
2,796	211,457	337,488	1 889,699

Fuente: Elaboración propia

6.6.3 Determinación del CMA Actualizado

Debido a que la conexión del tercero se dio el año 2019, y que el último proceso de fijación de peajes y compensaciones corresponde al año 2021; corresponde actualizar el CMA a la fecha de la última fijación, con los valores correspondientes a marzo del 2021. Además, por lo indicado, en la sección 6.5 del presente informe, para determinar el CMA para los usuarios del AD2 corresponde multiplicar los costos del Cuadro N° 6.4, por el factor de 60,62%.

Por lo tanto, el valor del CMA del Sistema Tierras Nuevas que corresponde ser asumido por el AD2 para el periodo mayo 2021 a abril 2025 es el que se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 6.7
PROPUESTA Osinerghmin: CMA del Sistema Tierras Nuevas

Elementos	Costo de Inversión (USD)	Anualidad de la Inversión (USD)	COyM (USD)	CMA (USD)
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	575 268	71 416	19 617	91 033
Celda de línea 220 kV - Seccionamiento, SET Felam	575 268	71 416	19 617	91 033
Celda de línea 220 kV - Hacia Tierras Nuevas, SET Felam	575 268	71 416	19 617	91 033
Celda Línea transformador 220 kV hacia Felam, SET Tierras Nuevas	342 234	42 486	11 670	54 156
Transformador 220/60/23 kV - 60 MVA, SET Tierras Nuevas	1 518 483	188 510	51 780	240 290
Celda de transformador 23 kV, SET Tierras Nuevas	102 328	12 703	3 796	16 500
Celda de Medición 23 kV, SET Tierras Nuevas	48 151	5 978	1 786	7 764
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	46 103	5 723	1 710	7 434
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	46 103	5 723	1 710	7 434
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	46 103	5 723	1 710	7 434
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	46 103	5 723	1 710	7 434
Celda de Alimentador 23 kV, SET Tierras Nuevas	46 103	5 723	1 710	7 434
Línea Transmisión SET Felam - SET Tierras Nuevas, Línea	1 544 053	191 684	52 652	244 337
TOTAL	5 511 569	684 226	189 087	873 314

Nota: El CMA considerado es el determinado con los módulos estándares de Osinerghmin correspondientes al año 2014, actualizado al año 2021; estos valores corresponderán actualizarse conforme al proceso de fijación de peajes y Compensaciones.

6.6.4 Peajes

Por lo tanto, dado que una parte del CMA del SCTLN de CVC es aplicado a los usuarios del AD2, es necesario determinar el Peaje Unitario por nivel de tensión correspondiente a un período tarifario de 4 años, conforme a la siguiente expresión:

$$PU = \frac{\sum_{año=1}^4 \frac{CMA_{año} - IT_{año}}{(1 + \alpha)^{año}}}{\sum_{mes=1}^{mes \times año} \frac{D_{mes}}{(1 + \beta)^{mes}}}$$

Donde:

PU : Peaje expresado en ctms. S./kWh .

$CMA_{año}$: Costo Medio Anual o parte del CMA asignado a los Usuarios, expresado al 30 de abril de cada año, en miles S/.

$IT_{año}$: Ingreso Tarifario anual.

α : Tasa de Actualización anual, según el artículo 79 de la LCE o el que la sustituya.

β : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$$

D_{mes} : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh .

Año : Índice de variación del año.

Mes : Índice de variación del mes.

Para la determinación del Peaje Unitario, se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El CMA inicial fue actualizado con los datos de la última fijación tarifaria, la cual considera valores vigentes a marzo del 2021, con la fórmula y valores indicados en el numeral 6.6.2. del presente informe.
- Por lo indicado, en la sección 6.5, para determinar el CMA para los usuarios del AD2 corresponde multiplicar los costos del Cuadro N° 6.4, por el factor de 60,62%.
- Los valores de la demanda fueron tomadas del proceso de Liquidación de peajes y compensaciones 2024, aprobado con Resolución N° 109-2024-OS/CD; este archivo considera la demanda eléctrica real y proyectada de mayo del 2021 a abril del 2025.
- Respecto al Ingreso Tarifario, se debe tener en consideración lo señalado en el artículo 22.1 de la Norma Tarifas¹⁷; por lo tanto, para el caso de la LT 220 kV Felam – Tierras Nuevas, no corresponde calcular el Ingreso tarifario, dado que, no se ha fijado Precios en Barra en la SET Felam ni en la SET Tierras Nuevas.

En consecuencia, el peaje que corresponde ser asumido por los usuarios del AD2 en el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025, es el mostrado a continuación:

Cuadro N° 6.8
PROPUESTA Osinermin: Peaje Unitario para el SCTLN de CVC

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm S/./kWh	Peaje Unitario Acumulado ctmsS/./kWh	Responsabilidad de Pago
Sistema Tierras Nuevas	MAT	0,1175	0,1175	Área de Demanda 2
	MAT/AT	0,0494	0,1669	
	AT	-	0,1669	
	AT/MT	0,0126	0,1795	

Nota: Peaje calculado para el periodo 1 de noviembre del 2024 hasta el 30 de abril del 2025, donde corresponde actualizar los valores en la Fijación Tarifaria para el periodo 2025-2029. El factor de actualización se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento, y cuando el factor de actualización se incremente o disminuya

¹⁷ 22.1 El IT se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra.

en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización. Además, los factores de actualización serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

6.7 Montos dejados de percibir

Respecto a la consideración de los peajes que corresponden ser cobrados por CVC desde que la demanda sobrepasó los 15 MVA, desde julio 2019 hasta el 31 de octubre del 2024, se está considerando los siguientes criterios:

- Para la repartición 1 de julio del 2019 al 30 de abril del 2021, se ha analizado los registros cada 15 minutos de la LT Felam – Tierras Nuevas, correspondientes al año 2019 (año de conexión de la instalación); determinándose que el 10,42% del CMA del Sistema Tierras Nuevas corresponde ser remunerado por todos los usuarios del AD2. Por otro lado, el CMA se actualizó a diciembre del 2018 (tomando como referencia la actualización de los módulos estándares).
- Para la repartición 1 de mayo del 2021 al 30 de setiembre del 2024, se ha analizado los registros cada 15 minutos de la LT Felam – Tierras Nuevas, correspondientes al año 2021 (año de la fijación tarifaria); determinándose que el 60,62% del CMA del Sistema Tierras Nuevas corresponde ser remunerado por todos los usuarios del AD2. Por otro lado, el CMA se actualizó a marzo 2021 (ultima fijación tarifaria).

A continuación, se muestra el CMA que corresponde pagar a los usuarios del AD2:

Cuadro N° 6.9
PROPUESTA Osinerghmin: Peaje Unitario para el SCTLN de CVC

Periodo	Costo Medio Anual (USD)				
	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	Total
Del 1 de julio 2019 al 30 de abril de 2020	77 411	32 543	-	8 320	118 274
Del 1 de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	92 894	39 051	-	9 984	141 929
Del 1 de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	571 590	240 290	-	61 433	873 314
Del 1 de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	571 590	240 290	-	61 433	873 314
Del 1 de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	571 590	240 290	-	61 433	873 314
Del 1 de mayo 2024 al 31 de octubre de 2024	285 795	120 145	-	30 717	436 657
TOTAL	2 170 871	912 610	-	233 320	3 316 801

De lo anterior, el monto dejado de percibir por CVC en el periodo del 1 de julio del 2019 al 31 de octubre del 2024, asciende al valor de USD 3 316 801; dicho monto deberá considerarse en el proceso de Liquidación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT correspondientes al año 2025.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentados por CVC, se concluye lo siguiente:

- a) Los acuerdos remunerativos pactados gozan de plena vigencia entre las partes contractuales, por lo que Osinerghmin no es competente para modificarlos a través del presente proceso regulatorio.
- b) El porcentaje de la instalación que tiene que pagar el AD2 es de 60,62%, para el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025, la responsabilidad de pago del AD2 corresponderá actualizarse en cada proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones.
- c) El CMA fijado para el Sistema Tierras Nuevas es de USD 1 217 885, el cual esta expresado al 31 de diciembre del 2013 y corresponde ser actualizado en cada proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones.
- d) El CMA que corresponde pagar los usuarios del AD2 es de USD 141 929 para el periodo comprendido entre el 1 de julio del 2019 hasta el 30 de abril del 2021 y de USD 873 314 para el periodo comprendido entre el 1 de mayo del 2021 hasta el 30 de abril del 2025.
- e) Fijar el cargo de peaje del SCTLN, cuyo titular es CVC, al AD2, para el periodo 1 de noviembre del 2024 al 30 de abril del 2025; cuyos valores se muestran en el siguiente cuadro. Estos montos se actualizarán en cada fijación tarifaria.

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm S/. /kWh	Responsabilidad de Pago
Sistema Tierras Nuevas	MAT	0,1175	Área de Demanda 2
	MAT/AT	0,0494	
	AT	-	
	AT/MT	0,0126	

- f) Corresponde incluir en los saldos de liquidación del año 2025, el valor de USD 3 316 801 a favor de CVC, por los montos dejados de percibir desde el 1 de julio del 2019 hasta el 31 de octubre del 2024.
- g) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe los peajes y saldos de liquidación que debe pagar el AD2 a favor de CVC por el uso del Sistema Tierras Nuevas, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.



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

/jacc-ksg

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- Anexo A** Análisis de respuestas a las observaciones a la PROPUESTA INICIAL.
- Anexo B** Diagrama Unifilar del Sistema según información del Titular CVC.
- Anexo C** Cuadros Comparativos.

Anexo A

Análisis de Respuestas a Observaciones

OBSERVACIONES GENERALES

1. En el numeral 12 de su solicitud de fijación de tarifa mencionó que CVC presentó su desistimiento irrevocable, en el marco de los artículos 340 y sucesivos del Código Procesal Civil (“CPC”), de los procesos judiciales vinculados a la instalación materia del proceso regulatorio en curso (donde procuraba su inclusión en el Plan de Inversiones), adjuntando los cargos de los respectivos escritos.

Al respecto, de conformidad con el artículo 321.6 del CPC, el desistimiento es una forma de conclusión del proceso judicial, para lo cual, según los artículos 121 y 474 del CPC, se precisa de la emisión del respectivo pronunciamiento o declaración del Órgano Jurisdiccional, luego de su validación de las exigencias normativas para dicho efecto.

Por tanto, se solicita remitir la decisión judicial sobre los escritos a los que hizo referencia en su solicitud, presentados en el mes de enero de 2024.

Respuesta

Se acompaña al presente documento las resoluciones (Anexo A) mediante las cuales el Poder Judicial da por desistida a la demandante CVC Energía de los procesos judiciales vinculados a las instalaciones materia del proceso regulatorio en curso.

Análisis de Osinermin

El Análisis de esta opinión es revisada en el Informe Legal N° 597-2024-GRT, con lo cual se considera absuelta esta observación.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

2. El Proyecto Energético Tierras Nuevas se origina del “Contrato de Obligación de Hacer Proyecto Energético Tierras Nuevas” celebrado el 03 de diciembre de 2013 entre H2OImos S.A. (“H2OImos”) y CVC (“Contrato de Obligación de Hacer”), con la finalidad de dar cumplimiento a obligaciones asumidas por H2OImos en el marco del “Contrato de Concesión para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del Proyecto Irrigación Olmos”, suscrito el 11 de junio de 2010 entre el Estado Peruano, actuando a través del Gobierno Regional de Lambayeque (“GORE Lambayeque”), y H2OImos (“Contrato de Concesión”).

Con fecha 03 de diciembre de 2013, se suscribió tanto el “Contrato de Transferencia de Alícuota” entre H2OImos y CVC (“Contrato de Transferencia de Alícuota”), y su única Adenda (“Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota”), mediante las cuáles se acordó que, en tanto CVC sea quien implemente la Línea de Transmisión de 150 MVA y la infraestructura asociada a ella (“Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas”), corresponde que H2OImos transfiera y reconozca que CVC es titular de derechos (flujos dinerarios) de hasta 100% de la alícuota sobre el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas.

El precio de transferencia de la alícuota fue pactado, de acuerdo a la cláusula segunda del Contrato de Transferencia de Alícuota, en USD 0.00. A su vez, en la cláusula segunda de la Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota, se estableció que, en

caso el experto determinase un incremento en la participación del Concedente (GORE Lambayeque bajo los términos establecidos en el Contrato de Concesión) sobre la alícuota del 5% del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, H2OImos pagará a Coelvisac USD 250 000 en caso el incremento sea en un 5%, más los intereses al 4%, a una tasa de interés simple anual. Según se establece en la referida adenda, en caso el incremento sea menor, H2OImos pagará el monto proporcional al incremento sobre la alícuota.

Conforme consta en los antecedentes del Contrato de Obligación de Hacer y del Contrato de Transferencia de Alícuota (cuya adenda no fue expuesta por CVC), ambos contratos se suscribieron en virtud de la Quinta Adenda al Contrato de Concesión, aprobada mediante Acuerdo de Consejo Directivo N° 055-2013 de fecha 30 de setiembre de 2013 y Acuerdo Regional N° 058-2013-GR.LAM./CR, a través del cual se acordó la implementación del Proyecto Energético Tierras Nuevas.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Justificar la existencia o no, de un acuerdo remunerativo sobre el 100% del Proyecto Energético Tierras Nuevas.

Respuesta

Tanto el Contrato de Obligación de Hacer como el Contrato de Transferencia de Alícuotas y su Adenda, suscritos entre H2OImos y CVC, evidencian que no existe acuerdo remunerativo sobre el 100% del Proyecto Energético Tierras Nuevas, y en particular, no contienen alguna Cláusula que establezca la remuneración por el servicio de transmisión a través del Sistema Tierras Nuevas.

- Justificar la existencia o no, de un acuerdo remunerativo ya determinado por el 5% del Proyecto Energético Tierras Nuevas y de uno determinable de hasta por el 5% adicional.

Respuesta

Cabe precisar que, según el numeral 3.2 de la Quinta Adenda del Contrato de Concesión de riego, la alícuota de 5% reservada como parte de los activos que serán transferidos al GORE Lambayeque al finalizar el Contrato de Concesión, se fijó como la proporción (en capacidad) de la LT 60 kV de 7,5 MVA que originalmente tenía que construir H2OImos, respecto a la capacidad de 150 MVA del Sistema Tierras Nuevas construido, según se aprecia a continuación:

3.2. Considerando que originalmente el Proyecto Irrigación Olmos comprendía la implementación de una Línea de Transmisión de 7.5.MVA de conformidad con lo indicado en el numeral 1.2. de la presente Adenda, las Partes acuerdan precisar que la Línea de Transmisión de una capacidad de 7.5 MVA constituye un Bien de la Concesión y se mantiene como tal durante la vigencia de la Concesión, estando sujeta a las disposiciones y finalidades previstas para dichos bienes en el Contrato de Concesión.

Las partes acuerdan precisar que la Línea de Transmisión de una capacidad de 7.5.MVA que se mantiene como un Bien de la Concesión representa una alícuota equivalente al 5% que resulta de la división de la capacidad original de la Línea de Transmisión de 7.5MVA entre 150MVA.

Una vez concluida la Concesión, el Concedente será titular de los derechos de cobro y los flujos dinerarios generados por la Línea de Transmisión de una capacidad de 7.5MVA correspondientes a la alícuota de 5%, flujos que significarán ingresos equivalentes al que le correspondería percibir al Concedente conforme al sistema de electrificación originalmente pactado referido en el numeral 1.2. de la presente Adenda.

Dicha alícuota de 5% reservada como parte de los activos de la Concesión y la alícuota de 95% transferida a CVC, son porcentajes de participación de accionariado sobre el Sistema Tierras Nuevas, absolutamente ajenos al servicio de transmisión cuyos flujos dinerarios que genere corresponden 100% a CVC, conforme con lo establecido en el "Contrato de Transferencia de Alícuota" y su Adenda (la cual forma parte del presente documento como Anexo B), sin que medie acuerdo remunerativo entre H2Olmos y CVC por dicha alícuota de 5%, según podemos ver en la siguiente imagen:

CLAUSULA SEGUNDA: OBJETO

Es objeto de la presente adenda, precisar y adicionar al Contrato de Transferencia de Alícuota los acuerdos y obligaciones siguientes:

H2Olmos cede a favor de Coelvisac los flujos dinerarios derivados del 5% de los derechos de que es titular sobre la Línea de Transmisión de 150 MVA y la infraestructura asociada a ella como está descrita en el numeral 1.3. del contrato de Transferencia de Alícuota como reconocimiento por la autoría y concepción del Proyecto Energético Tierras Nuevas por un plazo que rige desde la firma de la presente Adenda hasta el término de la Concesión de H2Olmos.

A cambio de esta alícuota de 5%, el Gobierno Regional de Lambayeque (a través de H2Olmos) otorga a favor de CVC las servidumbres y terrenos necesarios para la implementación del proyecto, un pago único de 1.5 millones de dólares americanos por parte de Odebrecht Ingeniería para el desarrollo de la ingeniería e inicio de obras – Anexo C, así como el derecho de los flujos dinerarios durante la vigencia del Contrato de Concesión de riego por el servicio de transmisión correspondientes a la alícuota de 5%.

En cuanto al determinable de hasta por el 5% adicional, que se señala en la Adenda referida, éste corresponde a un monto compensatorio acordado en caso de que posteriormente se justifique un incremento de la alícuota de 5%.

- De considerar CVC la inexistencia de una remuneración frente a la ejecución de

una obligación de hacer (de inversión, de operación y mantenimiento), justificar razonablemente la ausencia de este tipo de acuerdo remunerativo.

Respuesta

La inexistencia de una remuneración frente a la ejecución de una obligación de hacer (de inversión, de operación y mantenimiento) se debe a que el Sistema Tierras Nuevas se concibió para que sea remunerado 100% por todos los usuarios del Área de Demanda 2 (tal como fue pre-publicado con Resolución N° 127-2014-OS/CD), pero ello no ha sido posible al haber sido finalmente calificado por Osinergrmin como un SCTLN.

Por su lado, CVC ha cumplido oportunamente con su Obligación de Hacer (inversión) y viene operando y manteniendo adecuadamente el Sistema Tierras Nuevas, a pesar de no contar con una Tarifa que le garantice la recuperación de la inversión y la cobertura de los costos de operación y Mantenimiento.

Análisis de Osinergrmin

Al respecto, CVC señala que no existe acuerdo remunerativo sobre el Proyecto Energético Tierras Nuevas, dado que, CVC concibió el proyecto para que sea remunerado por todos los usuarios del AD2. Al respecto, debemos realizar las siguientes aclaraciones, en base a lo indicado en el Informe N° 597-2024-GRT:

- La Tarifa pagada por el Servicio (en contraprestación por la utilización del agua), incluye la puesta en disposición y operación y mantenimiento de aquellos Bienes de la Concesión destinados a la implementación del Proyecto, en el cual se encuentra, indefectiblemente, la capacidad de 7,5 MVA del proyecto Felam-Tierras Nuevas (Sistema Tierras Nuevas).
- Para el proyecto Felam – Tierras Nuevas existe un acuerdo remunerativo no sólo por la capacidad de 7,5 MVA antes descrita, sino también por una capacidad reservada de hasta 7,5 MVA adicional, sobre la cual, el Concedente podría incorporarla a los Bienes de la Concesión, por lo que, Osinergrmin no puede disminuirla, por tanto, tampoco regularla para establecer un reconocimiento de costos, que eventualmente genere una duplicidad de pago.
- Es parte del acuerdo de voluntades al que se ha sometido CVC, mantener disponible y reservado ese compromiso adicional de capacidad durante la vigencia de la concesión, independientemente de que el monto pactado cubra los costos o no, o que ya estuviere siendo compensado de algún modo en los flujos dinerarios de los primeros 7,5 MVA, o que al final de la concesión, la capacidad a transferir sea menor al límite; todo ello, representan riesgos asumidos como parte de su ejercicio empresarial.
- No es objeto de esta regulación ni función de Osinergrmin reformar los compromisos pactados, ni de validar los montos realmente pagados o los montos pendientes de pago si los hubiera, ni tampoco establecer un valor económico que determine, remplace o complemente la poca claridad o ausencia de monto remunerativo expreso, sobre aquello que represente el flujo dinerario y/o la porción que corresponda de la tarifa del Contrato de Concesión, por la capacidad de 7,5 MVA del proyecto eléctrico. Ello pertenece al ámbito privado y al ejercicio civil/comercial que hubiere lugar en caso de controversia, fuera de la competencia de este organismo.

En ese sentido, para el presente proceso, consideraremos que los usuarios de H2OImos podrán hacer uso de una capacidad del Sistema Tierras Nuevas hasta los 15 MVA y los cálculos para la determinación de la tarifa a asignar, se determinaran a partir de la fecha en que se supera dicha capacidad, lo que sucedió en julio del año 2019.

Con relación, a la señalado por CVC respecto a la alícuota de 5% reservada como parte de los activos de la Concesión del Sistema Tierras Nuevas: “*A cambio de esta alícuota de 5%, el Gobierno Regional de Lambayeque (a través de H2OImos) otorga a favor de CVC las servidumbres y terrenos necesarios para la implementación del proyecto...*”, cabe precisar que los concesionarios de electricidad tienen derecho a utilizar a título gratuito los bienes del Estado, por lo tanto no corresponde reconocimiento de costos de terreno para las servidumbres y el terreno de la SET Tierras Nuevas, conforme a lo establecido en el literal a) del artículo 109 de la LCE, en el que se señala que los concesionarios están facultados a usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de propiedad del Estado o municipal, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

3. En la medida de que el literal c) del numeral 27.2 de la Ley N° 28832, respecto a los Sistemas Complementarios de Transmisión, indica lo siguiente:

*“c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. **Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.**”.*

En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar en qué supuesto normativo se encuentra la solicitud de fijación de las instalaciones construidas como parte del Proyecto Energético Tierras Nuevas que justifica la intervención de Osinermin.

Respuesta

Dado que no existe un acuerdo o contrato específico con H2OImos en calidad de requirente y beneficiario directo de las instalaciones, ni con Usuario Libre o Generador alguno, por el servicio de transmisión que se viene brindando a través del Sistema Tierras Nuevas, CVC (como principal interesado) ha solicitado la intervención subsidiaria de Osinermin para la fijación de las tarifas correspondientes, al amparo de lo señalado precisamente en el citado literal c) del artículo 27.2 de la Ley N° 28832 y lo establecido en el numeral 6.3 y anexo A.3 de la Norma “Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”, aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, según los cuales Osinermin tiene competencias legales para fijar las compensaciones

de SCTLN para los que no se dispone de contratos de contraprestación por el servicio de transmisión.

- Identificar de forma concreta, ya sea a los usuarios sobre los cuales concluyó su contrato o a los terceros, o ambos, según sea el caso.

Respuesta

Aunque, como se explica más adelante, el usuario Agrolmos S.A. realizó temporalmente pagos por el servicio de transmisión a través del Sistema Tierras Nuevas, lo real y concreto es que a la fecha no existen contratos por este servicio de transmisión, por lo que carece de lógica esperar la culminación de contratos inexistentes para solicitar la participación regulatoria subsidiaria de Osinermin a fin de que se fijen las tarifas correspondientes.

- Si, CVC según su propuesta, considera como “Terceros” a todos los usuarios del AD2, incluyendo a H2OImos y sus Usuarios que tienen suscrito un Contrato de Servicios (Ver cartas adjuntas de Agrolmos S.A. y la Asociación Cultivando), efectuar el análisis para la calificación de H2OImos y sus Usuarios como “Terceros”, teniendo en cuenta que, CVC y H2OImos suscribieron documentos contractuales, en los que se establecieron las responsabilidades por la ejecución de la infraestructura eléctrica y la transferencia de los flujos dinerarios; y se han presentado contratos entre CVC y tales Usuarios en los que se pactaron precios por el Proyecto Energético Tierras Nuevas.

Respuesta

Entre H2OImos y CVC existen documentos contractuales para la construcción del Sistema Tierras Nuevas y determinación del accionariado correspondiente, sin que en ninguno de estos documentos exista alguna Cláusula donde se establezca la remuneración por el servicio de transmisión a través de estas instalaciones, por tanto, como está dicho, dado que los flujos dinerarios por el servicio de transmisión correspondientes a la alícuota de 5% (equivalente a 7,5 MVA) ya no serán pagados por toda la demanda del AD2, es necesario que Osinermin regule esta proporción de 5% a fin de que H2OImos tenga una obligación de pago por esta alícuota en calidad de beneficiario directo y requirente de la instalación en beneficio propio y de sus Usuarios de Riego, correspondiéndoles a éstos últimos pagar por la capacidad utilizada superior a 7,5 MVA en función a sus demandas coincidentes con la máxima demanda del Sistema de Transmisión Felam -Tierras Nuevas; hasta el momento que se evidencie que el 95% restante origine beneficios a todos los consumidores del AD2, incluyendo H2OImos y sus Usuarios de riego (socialización del Peaje para garantizar la recuperación de la inversión y la cobertura de los costos de operación y mantenimiento durante en el período de 30 años establecido en el Artículo 134 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) como el tiempo de vida útil para este tipo de instalaciones.

En cuanto a los pactos de pagos por el servicio brindado a través del Sistema Tierras Nuevas, cabe mencionar que la empresa Agrolmos S.A. es el único cliente libre alimentado de la SET Tierras Nuevas que ha superado los 2,500 kW, por lo que en la oportunidad que solicitó incremento de la potencia contratada a 9 MW, se acordó en el contrato de suministro de energía eléctrica para el período comprendido entre el 01/07/2016 y el 31/12/2017 el pago de un Cargo Unitario de 0.3286 Ctm.S/./kWh por el uso de la Línea de Transmisión Felam – Tierras Nuevas, el cual mediante un Acuerdo Complementario se fijó en 0.41 Ctm.S/./kWh para el período enero 2018 - diciembre 2022 por el uso de la Línea de Transmisión Felam – Tierras Nuevas y subestaciones

conexas; luego Agrolmos S.A. propuso un nuevo Acuerdo Complementario que por el mismo concepto a partir de enero 2023 pagaría un tope de S/. 2,000 mensuales, lo que obviamente no fue aceptado. En el Anexo F de la PROPUESTA FINAL se presentan los recibos correspondientes.

Teniendo en cuenta que la presente regulación es de naturaleza subsidiaria y que no supe los acuerdos de pago que se hubieran establecido o los pagos ya efectuados por el servicio de transmisión, sino únicamente los pagos que falta determinar; dichos períodos se consideran como pagados.

Análisis de Osinermin

Ver lo señalado sobre el Informe N° 597-2024-GRT, del análisis de Osinermin en la Observación General 2, del presente informe.

Al respecto, CVC ha dado su posición respecto a las observaciones realizadas por Osinermin, sin embargo, debemos realizar algunas aclaraciones:

Con relación a la solicitud de CVC de establecer una tarifa a H2OImos sobre el 5% de la línea de 150 MVA, se precisa que de acuerdo a lo establecido en el literal c) del numeral 27.2 y al numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE, este proceso se trata sobre la regulación de un SCT por uso de terceros. Siendo ello así, en concordancia con lo señalado en el Informe Legal N° 597-2024-GRT, no correspondería fijar una tarifa sobre el Bien de la Concesión cuya remuneración ya ha sido pactada, ni sobre la capacidad reservada adicional de hasta 7.5 MVA.

Así, en el caso de controversias entre las partes de las líneas de libre negociación, estas deben resolverse de acuerdo a los términos de sus respectivos contratos.

Adicionalmente, con respecto al criterio del beneficio señalado por CVC para la asignación del pago de la línea en cuestión al AD2, cabe precisar que, en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del RLCE, se hace referencia al establecimiento de la tarifa a la conexión de los terceros y en el literal c) del numeral 27.2 de la Ley N° 28832 se señala que para el uso de las instalaciones de terceros, lo que implica una conexión, Osinermin establecerá las tarifas según el criterio antes mencionado del artículo 139 del RLCE. El criterio del beneficio señalado por CVC para la aplicación de la tarifa por conexión de terceros, supondría que todas las Áreas de Demanda deben pagar siempre por las conexiones de terceros a SCTLN. En ese sentido, no es correcto lo señalado por CVC (mayor detalle en el análisis de Osinermin a la Observación N° 7).

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

4. En el “Estudio de Ingeniería para la nueva S.E. Tierras Nuevas, Línea de Transmisión 60 KV S.E. Illimo – Tierras Nuevas y Líneas de subtransmisión en 22.9 KV” de los “Términos de Referencia del Proyecto”, contenido en el Anexo 11 del Anexo 6 del Contrato de Concesión, se señala que el Proyecto Irrigación Olmos establece la construcción, entre otros, de una (01) Subestación Tierras Nuevas de 15 MVA – 60/22.9 KV.

En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar si al tener H2OImos la titularidad del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, en la proporción que representa un Bien de la Concesión, sus Usuarios de Irrigación pueden o no utilizar sin ningún pago eléctrico una capacidad de la línea de transmisión de hasta 15 MVA, en tanto ello representaría el compromiso a ejecutar de H2OImos.

Respuesta

Se reitera que en la Quinta Adenda del Contrato de Concesión de riego y el Contrato de Transferencia de Alícuota, se estableció que 7,5 MVA representa la alícuota de 5%, reservada como Bien de la Concesión, no habiéndose tomado como referencia para la determinación de esta alícuota la subestación de 2x7,5 MVA contemplada en el proyecto original. Además, carece de sentido considerar una capacidad de transformación mayor a la capacidad de transmisión para la determinación de la alícuota acordada.

Cabe precisar que el 5% del CMA del Sistema Tierras Nuevas que debe pagar H2OImos, no corresponde que sea pagado por sus Usuarios de Riego, ya que a éstos les correspondería pagar por la capacidad usada superior a 7,5 MVA y, posteriormente, contribuir con el pago del 95% restante de manera colectiva con los demás consumidores de energía eléctrica del AD2 desde el momento que se evidencie que la operación de este sistema de transmisión origina beneficios económicos a todos los consumidores ubicados en esta área de demanda.

Además, debe tenerse presente que, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Concesión de Riego y Contrato de Servicio, H2OImos tiene la carga de poner a disposición de sus Usuarios de Riego la infraestructura eléctrica hasta una capacidad de 7,5 MVA (5%) para que puedan contratar sus suministros de energía eléctrica, pero ninguna cláusula de estos dos contratos los exime del pago que deben realizar por el 95% restante.

- Sustentar la razón por la cual, Osinermin debe fijar una tarifa que incluya la capacidad de 15 MVA, a pesar de que H2OImos mantendría la titularidad de dichas instalaciones y es un Bien de la Concesión, lo que equivalente a la línea de transmisión de 60 kV y una subestación de 15 MVA.

Respuesta

Conforme lo anteriormente explicado, la línea de transmisión de 60 kV y la subestación de 2x7,5 MVA, no son materia de la regulación solicitada por CVC, sino el Sistema Tierras Nuevas, cuyo 5% (equivalente a 7,5 MVA) reservado como bien de la concesión de riego debe ser pagado por H2OImos y no por sus Usuarios de riego.

Por tanto, al no existir un acuerdo entre H2OImos y CVC para el pago por el servicio de transmisión de esta proporción del 5%, es necesaria la intervención subsidiaria de Osinermin para su respectiva regulación.

- Considerando que la Tarifa a la que hace referencia el Contrato de Concesión (“tarifa de agua”) es la contraprestación económica que los Usuarios y los Agricultores deberán pagar al Concesionario por la prestación del Servicio, estando este último vinculado a las Obras destinadas a implementar el Proyecto Irrigación Olmos, entre las que se encuentra el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, sustentar las razones por las que dichos usuarios deben pagar una tarifa eléctrica adicional y concretamente sobre qué instalación o capacidad.

Respuesta

Bajo el supuesto que la Tarifa de agua, establecida en el Contrato de Concesión y en el Contrato de Servicio, es lo que deben pagar los Usuarios de H2OImos como contraprestación económica del servicio de riego, vinculado a las Obras destinadas a implementar el Proyecto Irrigación Olmos; es importante hacer notar que según el Contrato de Concesión de riego y el Contrato de Servicio de Riego, entre tales obras se encuentra la Línea de 7,5 MVA y no la Línea de 150 MVA.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, ver el Análisis de Osinerghmin a las observaciones generales 2 y 3.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

5. Identificar todo tipo de contra prestación que hubiere recibido CVC por el uso del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, por parte de H2OImos, los Usuarios de H2OImos, u otros clientes que se encuentran conectados a estas instalaciones.
 - Detallar el cliente, el monto, el mes, y remitir las facturas y los respectivos contratos/acuerdos.

Respuesta

El penúltimo párrafo de la respuesta a la observación 3, es válido como respuesta a esta observación.

Por razones de transparencia, cabe acotar que, ante la problemática de falta de una tarifa para el Sistema Tierras Nuevas, H2OImos suscribió con CVC un Acta de Entendimiento para mitigar tal situación, según la cual H2OImos aceptó pagar USD 60 000 mensuales hasta un tope de USD 360 000 como adelanto de las facturaciones por suministro eléctrico (consumo de energía eléctrica). H2OImos sólo cumplió con el pago de USD 180 000. Monto que ha sido debidamente saldado.

Análisis de Osinerghmin

CVC aclara que, las contraprestaciones recibidas han sido únicamente la señalada con H2OImos y el acuerdo con Agrolmos de julio de 2016 a diciembre de 2022.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

6. Respecto a la demanda histórica considerada por CVC (2014-2023).
 - Indicar qué demanda corresponde a los Usuarios que tienen un Contrato de Servicio suscrito con H2OImos, con la finalidad de verificar la demanda actual de los clientes que forman parte de la Concesión de Irrigación y la del resto de clientes que se

alimentan de la SET Tierras Nuevas o SET Pampa Pañalá (entre los que se encuentra también la demanda regulada).

Respuesta

En el Anexo N°6 “Registros clientes” de su PROPUESTA FINAL, se presenta el listado de los clientes libres y regulados que se alimentan de la SET Tierras Nuevas y de la SET Pampa Pañalá, indicando su demanda, los clientes que forman parte de la concesión de irrigación y la del resto de clientes (incluyendo la demanda regulada).

Análisis de Osinermin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha consignado información sobre los clientes que se alimentan de la SET Tierras Nuevas y SET Pampa Pañalá; sin embargo, no se ha evidenciado en el listado a los clientes que forman parte de la Concesión de Irrigación, así tampoco, se ha precisado la fuente de información sobre la que se ha realizado esa clasificación.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

7. Si bien CVC señala que existen usuarios regulados alimentados desde el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas desde el año 2014.
 - Justificar que el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas (con las especificaciones de diseño instaladas) resultaba necesario para alimentar a los distintos Usuarios del Proyecto Irrigación Olmos (en base a las condiciones del año 2014); caso contrario, debe sustentar desde que año se brinda la “Eficiencia Económica” a los usuarios del AD2.

Respuesta

A partir de las condiciones del año 2014, se han evaluado (en un horizonte de análisis de 10 años, conforme lo establece el numeral 3.1.4 de la Norma Tarifas, tres posibles alternativas para atender la nueva demanda en la zona de Olmos (de la SET Tierras Nuevas y la SET Pampa Pañalá) y, a la vez, afianzar eléctricamente el Sistema 60 kV denominado Baja Densidad bajo administración de la empresa Electronorte S.A.; resultando que el Sistema Tierras Nuevas es la alternativa más eficiente técnica y económicamente.

Por otro lado, mediante un análisis de sensibilidad “sin” y “con” el Sistema Tierras Nuevas, se demuestra que a partir de la regulación del año 2017 se evidencia el beneficio económico para todos los consumidores de energía eléctrica del AD2, estén o no directamente conectados al Sistema Tierras Nuevas, ya que según la metodología de cálculo de Peajes y Factores de Pérdidas Medias su puesta en servicio origina desde la regulación de mayo 2017 no solo la reducción del Peaje sino también la reducción de dichos factores de pérdidas medias de potencia y energía y, por ende, la reducción de los precios de potencia y energía en esta área de demanda (Eficiencia Económica).

- Sustentar las razones de considerar a todos los usuarios del AD2 como “Terceros”, si en los Planes de Inversiones 2009-2013 y 2013-2017 en adelante, se aprobaron proyectos con la finalidad de alimentar las demandas del AD2.

Respuesta

Si bien se aprobaron proyectos con la finalidad de atender las demandas del AD2, el sistema 60 kV denominado Chiclayo Baja Densidad está conformado por instalaciones muy antiguas de reducida capacidad y que, por el crecimiento de la demanda y la existencia de demanda eléctrica no atendida o mal atendida, necesita del afianzamiento eléctrico mediante instalaciones de un nivel de tensión mayor a la de las instalaciones aprobadas en los PIT's.

Por ello, si por efecto de la operación de una nueva instalación de transmisión tipo SCTLN se obtiene una reducción en los precios de la potencia y energía en beneficio de todos los consumidores de un Área de Demanda, entonces éstos se convierten en terceros beneficiarios de dicha nueva instalación SCTLN.

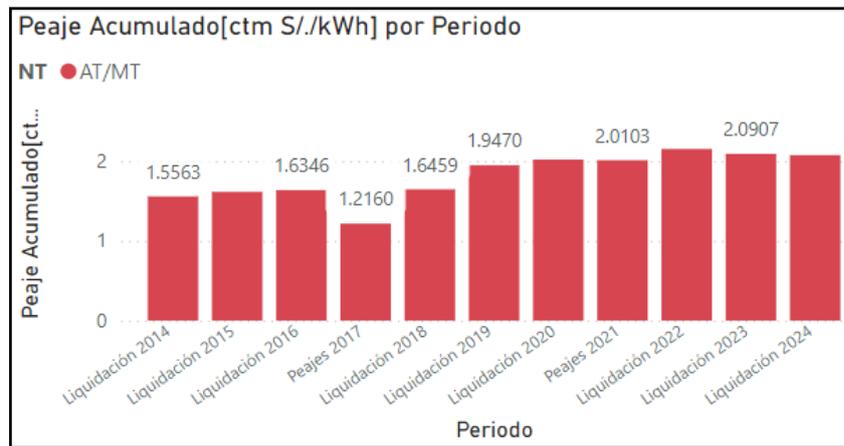
Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que CVC en su PROPUESTA FINAL está tomando como año base el 2014 (año de la POC del Sistema Tierras Nuevas), y a partir de ese año evalúa la proyección de demanda. Sin embargo, como se explica en el numeral 6.1.2, es en el año 2019 que se efectúa la conexión del Tercero, al superar los 15 MVA.

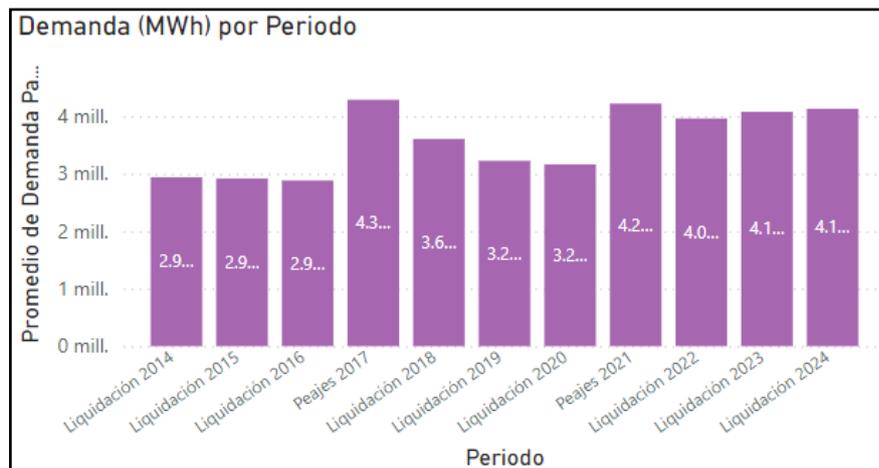
Para antes del 2019 ya se tenía proyectos aprobados en los planes de inversiones 2009-2013 y 2013-2017, los cuales se diseñaron para cubrir la demanda del AD2 reportada en ese momento por la concesionaria de la zona.

Por otro lado, CVC agrega que la necesidad de considerar a los usuarios del AD2 como terceros, es debido a que, el sistema 60 kV denominado Chiclayo Baja Densidad se encontraba en mal estado, sin embargo, no presenta evidencias respecto a las afirmaciones realizadas. En este punto es necesario señalar que la revisión de la antigüedad de las instalaciones, así como su capacidad y afianzamiento de las mismas, se realiza en un proceso regular de plan de inversiones, donde se evalúa y se aprueban los proyectos necesarios. Por lo que, ejecutar proyectos a iniciativa particular para después considerarlos como parte del Plan de Inversiones no es el trámite regular por el cual la norma prevé que se realice el desarrollo de la transmisión eléctrica.

Por último, respecto al análisis de Sensibilidad que señala CVC, el cual indica que corresponde realizar el pago, desde la fijación 2017, debido a que se vio una disminución de los peajes el año 2017 (con proyecto), en relación al año 2016 (sin proyecto). Al respecto, ha revisado la evolución histórica de peajes en "MT" correspondientes al AD2, verificando que efectivamente hay una disminución en los peajes el año 2017, con respecto al año 2016, tal como se muestra en la siguiente grafica.



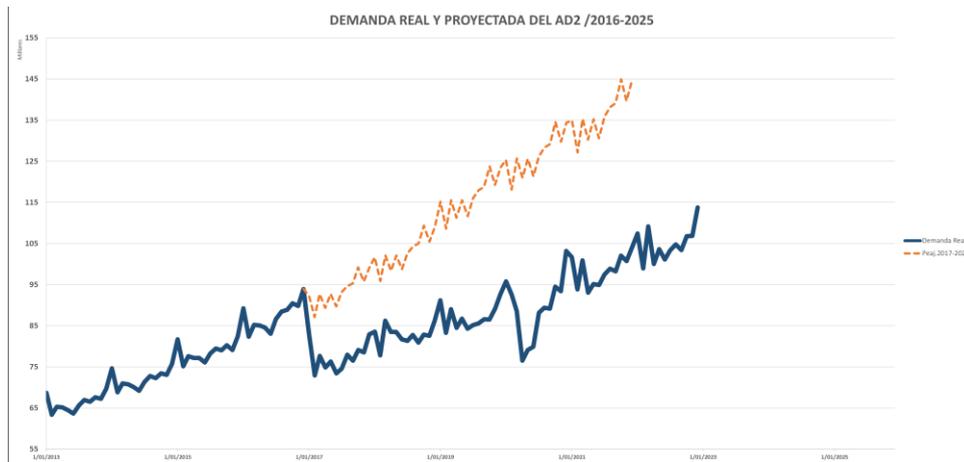
Sin embargo, respecto a la evolución de la demanda se verifica que la demanda de 4 años proyectada llevada a valor presente al año 2017 también aumenta considerablemente respecto al año 2016.



Al respecto, se debe tener en consideración que el año 2017, fue el año en el que entró en vigencia la Fijación de peajes y compensaciones 2017-2021, en esta fijación corresponde actualizar los CMA de las instalaciones, así como proyectar demanda para el periodo 2017-2021. Dado que, el cálculo del peaje se determina en función a la siguiente formulación:

$$PU = \frac{\sum_{año=1}^4 \frac{CMA_{año} - IT_{año}}{(1 + \alpha)^{año}}}{\sum_{mes=1}^{mes \times año} \frac{D_{mes}}{(1 + \beta)^{mes}}}$$

Al respecto, se verifica que la disminución de los peajes se debió a que la proyección de la demanda se realizó de una manera optimista, en los distintos sistemas eléctricos que pertenecen al AD2; sin embargo, esta demanda fue sincerada con la información real en los procesos de regulatorios de liquidaciones siguientes, tal como se muestra la siguiente grafica, esto trajo como consecuencia que los peajes vuelvan a incrementarse.



Fuente: Elaboración propia, con información de demanda del Proceso de Fijación de Peajes 2017-2021.

Caso similar sucede con los factores de pérdidas medias, la cual, su disminución puede surgir de múltiples factores como el incremento de proyectos de transmisión, proyectos de generación, entre otros; por otro lado, como se indicó en los párrafos anteriores la demanda proyectada tuvo un incremento. En consecuencia, la entrada en servicio del Sistema Tierras Nuevas tampoco fue el principal causante de la reducción de las pérdidas medias.

Por lo tanto, queda demostrado que al año 2017, la reducción de los peajes y las tarifas del año 2016 al 2017 no fue exclusivamente por la instalación del Sistema Tierras Nuevas, sino a diversas estimaciones realizadas en un proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones, lo cual queda evidenciado con el aumento de los peajes en los años posteriores.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

8. CVC indica que, “El criterio de eficiencia económica al que se refiere el literal e), numeral VIII), del Artículo 139° del RLCE, en el presente caso se cumple no sólo por el hecho de que de los terceros (conectados colectivamente en MT o BT) que a raíz de la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas contribuyen con el pago del Peaje de toda el AD2 sino también, con mayor certeza, desde el momento que la nueva demanda incorporada de estos usuarios origina una reducción del Peaje Unitario (PU) y la reducción de los Factores de Pérdidas Medias (FPM) que por efecto de dicha incorporación de demanda conlleva a una reducción de las tarifas de potencia y energía para todos los consumidores finales del AD2.”. En base a lo expuesto, se solicita:

- Sustentar sus argumentos, debido a que, bajo el criterio preliminar de Osinermin, la reducción de los peajes unitarios y los factores de pérdidas medias habrían surgido por diversos factores que intervienen en el cálculo de dichos peajes y no solo por la demanda incorporada de los usuarios del proyecto Olmos.

Respuesta

Conforme se señala en la respuesta a la observación 7, se está presentando en el ESTUDIO corregido, la determinación de Peajes y Factores de Pérdidas Medias del AD2, así como el impacto sobre los precios de potencia y energía, “sin” y “con” el

Sistema Tierras Nuevas, a fin de individualizar el beneficio económico que origina este sistema de transmisión a todos los consumidores finales del AD2.

- Sustentar técnica y legalmente que la LT Felam-Tierras Nuevas era el proyecto más eficiente para el resto de los usuarios del AD2 (no incluyendo los Usuarios del Proyecto Irrigación Olmos); demostrando que la demanda regulada del AD2 no podía ser atendida por las instalaciones existentes y proyectadas en el correspondiente Plan de Inversiones; y que, en consecuencia, era más eficiente económicamente realizar la conexión desde la SET Felam.

Respuesta

Conforme las respuestas anteriores y siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 5.7.4 de la Norma Tarifas, en el acápite 6.3 del ESTUDIO corregido, se presenta el análisis de alternativas excluyentes entre sí para atender la demanda eléctrica de la zona de Olmos y asimismo afianzar el Sistema 60 kV Chiclayo Baja Densidad, resultando que la alternativa más eficiente técnica y económicamente es el Sistema Tierras Nuevas, mientras que las alternativas de desarrollo de la transmisión en 60 kV requieren de muchos refuerzos en transmisión y compensación capacitiva para cubrir la demanda, con el agravante que a partir del año 2026 ya requerirían de una subestación en 220 kV, quedando dichos refuerzos y compensadores capacitivos subutilizados.

- Sustentar técnica y legalmente la delimitación del “Año Base” que plantea considerar en su ESTUDIO para la determinación de los peajes, a efectos de realizar un adecuado análisis de alternativas en función a dicho planteamiento. En efecto, para realizar el cálculo de las tarifas, corresponde que CVC sustente en base a las observaciones realizada anteriormente, cuál de las siguientes fechas es la que debe ser considerada como “Año Base”:
 - La fecha de Puesta en Operación Comercial (“POC”) del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas.
 - El año en el cual CVC considera que se dio inicio a su alegada percepción de beneficios económicos.
 - La fecha de conexión de la Línea de Transmisión 220 kV Felam – Tierras Nuevas y subestaciones conexas (“LT Felam – Tierras Nuevas”).
 - La fecha en la que CVC presenta su solicitud de fijación a Osinermin.
 - Otra fecha que sustente CVC.

Respuesta

Para dar respuesta a esta observación, es necesario tener presente que Osinermin en sus Resoluciones N° 193-2014-OS/CD y N° 104-2016-OS/CD, ha señalado que H2Olmos es el beneficiario directo por la puesta en operación del Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, dado que con ello dio cumplimiento al plazo establecido (31 de octubre de 2014) en el Contrato de Concesión suscrito con el GORE Lambayeque para poner en marcha el sistema de riego tecnificado, evitando con ello ser pasible de penalidades; razón por la cual se considera como año base en el ESTUDIO el 2014, en correlación al hecho de que el beneficio directo a H2Olmos, y por ende su responsabilidad de pago, se da desde la puesta en servicio de este sistema de transmisión.

- Justificar las razones por las cuales CVC solicitó la fijación de tarifas para la LT Felam – Tierras Nuevas diez (10) años después de la calificación efectuada por Osinermin

en el año 2014. En cualquier caso, sustentar técnica y legalmente, por qué los usuarios deben asumir un pago de periodos anteriores a su fijación y las consecuencias económicas adicionales vinculadas a ese retraso.

Respuesta

La razón fundamental es la judicialización de las Resoluciones N° 257-2014-OS/CD y N° 187-2016-OS/CD, y la prolongada demora para resolverlos por parte del poder judicial, razón por la cual el 31 de enero de 2024 CVC Energía se ha desistido de los procesos judiciales, a fin de evitar que se siga brindando un servicio de transmisión desde el 31 de octubre de 2014 sin tener una Tarifa que defina la contraprestación por este servicio de transmisión.

Como bien se señala en la introducción a las observaciones; (...). “El usuario que hubiere usado y/o use la instalación debe asumir el pago por el servicio”; por tanto, cada usuario que ha percibido o perciba un beneficio económico por la puesta en servicio del Sistema Tierras Nuevas debe realizar el pago de los devengados teniendo presente que el dinero tiene un valor en el tiempo que según el Artículo 79° de la LCE se determina con una tasa anual de 12%.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a los sustentos mostrados sobre la reducción de los peajes, CVC en el numeral 5 de su ESTUDIO realiza un comparativo de los peajes, factores de perdidas medias y tarifas de los años 2016 (sin proyecto) y 2017 (con proyecto) y por la reducción de los peajes evidenciado argumenta que es debido a la utilización del Sistema Tierras Nuevas. Al respecto, en el Análisis de Osinerghmin a la observación N° 7 se analizó la hipótesis de CVC verificando que la reducción de los peajes y perdidas medias se debió principalmente a la demanda optimista proyectada en ese momento para el periodo 2017-2021, la cual se fue sincerando en los procesos de liquidaciones posteriores.

Por otro lado, CVC no demuestra que las demandas reguladas iniciales (fuera del contrato que involucra los 15 MVA del proyecto Olmos) no se podían atender con las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversiones. Por lo cual de requerirse futura atención de la demanda (fuera de las obligaciones que tenía H2Olmos para cumplir su contrato) esto se debió de analizar en un proceso regular del plan de inversiones.

Además, respecto a la consideración del año base el 2014, debido a que es la fecha POC del Sistema Tierras Nuevas y el beneficiario directo es H2Olmos, sin embargo, al ser un acuerdo de parte, es lógico que el beneficiario directo del proyecto construido por CVC sea H2Olmos el cual es la otra parte involucrada. Sin embargo, para la determinación de los peajes correspondería considerar el momento en el cual se dio la conexión real del tercero, la cual sucede el año 2019 cuando la demanda sobrepasa los 15 MVA.

Por último, respecto a solicitar fijación de terceros 10 años después, CVC no sustenta técnica y/o legalmente, cual es el marco legal que los ampara para que los usuarios asuman cobros de periodos anteriores a una tasa del 12%, dado que era responsabilidad del titular solicitar la regulación desde el momento que evidencia la conexión del tercero.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

9. Una vez determinado el “Año Base”, se solicita que los cálculos y proyecciones deben estar en función al referido año, los cuales incluyen, entre otros, lo siguiente:
- Las demandas históricas y proyectadas, las cuales deben estar consignadas en los formatos F-100 y deberán utilizar las premisas asociadas al referido año.
 - La determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar y Sistema Económicamente Adaptado (“SEA”), la cual debe incluir los proyectos construidos y planificados del Plan de Inversiones y Plan de Transmisión.
 - La actualización de los archivos Digsilent (.pfd).
 - La Base de Datos de módulos estándares a utilizar, la cual debe ser la vigente a dicho año.
 - Los formatos F-200 y F-300.

Respuesta

Conforme se ha precisado en el acápite 5.2 del ESTUDIO corregido, el año base es el 2014, razón por la cual se tiene presente lo indicado en esta observación:

- Las demandas históricas y proyectadas están consignadas en los formatos F-100, teniendo como base el año 2014.
- Para determinar el SER y el SEA, en caso resulten necesarios de acuerdo con el análisis eléctrico se consideran los proyectos construidos y planificados del PIT y PT.
- Se acompañan los archivos DigSILENT (pfd) debidamente actualizados.
- Se aplica la Base de Datos de Costos de Módulos Estándares de Transmisión vigente en el año 2014.
- Se han estructurado los formatos F-200 y F-300 considerando la demanda real (2014-2023) y para el período 2024-2043 las proyecciones de demanda recientemente validadas por Osinerghmin en el proceso de aprobación del PI 2025-2029 incorporando las cargas según los planes de desarrollo declarados por el GORE Lambayeque y cargas potenciales debidamente identificadas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, CVC considera como año base el 2014, por lo cual, todos sus cálculos fueron realizados en función a dicho año teniendo una coherencia lógica entre sí; sin embargo, del Análisis de Osinerghmin a la Observación N° 8 se desprende que el año base a considerar debe ser el año 2019.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

10. Con fecha 08 de febrero de 2024, CVC presentó, en calidad de anexo, el Contrato de Obligación de Hacer. Al respecto, se solicita remitir la información faltante:

- Anexo I: Especificaciones técnicas de la Infraestructura del Proyecto Energético Tierras Nuevas y Presupuesto
- Anexo II: Especificaciones Técnicas de la Infraestructura Eléctrica del Sistema de Distribución del Proyecto Irrigación Olmos
- Anexo III: Cronograma de Obras.

Respuesta

En el Anexo G del presente documento se presentan los anexos requeridos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Anexo G de su PROPUESTA FINAL se ha verificado la remisión de la información solicitada.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Sobre el numeral 5.1 denominado “Identificación de Beneficiarios”

11. CVC debe sustentar por qué en el numeral 5.1 de su ESTUDIO, señala que hasta el momento no existe un acuerdo de remuneración por el Sistema de Transmisión Felam - Tierras Nuevas con H2OImos o Cliente Libre alguno, cuando de manera contraria a lo señalado en su Estudio, concretamente en el Contrato de Suministro suscrito el 27 de junio de 2016 entre el cliente libre Agrolmos S.A. (“Agrolmos”) y CVC (“Contrato de Suministro”) se establecería de manera explícita una remuneración por el uso de dicho sistema de transmisión.

Numeral 5.1 del ESTUDIO de CVC

5.1 Identificación de Beneficiarios

Conforme está expuesto en el numeral 4.2 del presente documento, OSINERGHMIN ha advertido que en el “Contrato de Obligación de Hacer” suscrito entre H2OImos y COELVISAC no se ha establecido remuneración alguna por el Sistema de Transmisión Felam – Tierras Nuevas y, por su lado, COELVISAC ha demostrado documentadamente, al solicitar la presente regulación, que hasta el momento no existe un acuerdo de pago por este concepto con H2OImos o Cliente Libre alguno.

Cargo por transmisión Felam -Tierras Nuevas, establecido en el

ANEXO 2

PRECIOS DE CONTRATO EN BRG

CARGO	UNIDAD	PRECIO
Potencia	S/kW-mes	TB*
Energía Activa en Horas de Punta	ctm.S./kWh	10.93
Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm.S./kWh	9.94
Cargo por Transmisión, FELAM-TIERRAS NUEVAS	ctm.S./kWh	0.3266
Energía Reactiva		Según Regulación de OSINERGHMIN
Sistemas de Transmisión		Según Regulación de OSINERGHMIN

* Tarifa en Barra actualizado publicado por el Osinerghmin al momento de facturación.

Nota:

- Horas de Punta: Periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas, excepto domingos y feriados nacionales.
- Horas Fuera de Punta: Periodo no comprendido en las horas de punta.
- Los precios están referidos a la Barra de Referencia de Generación.

Contrato de Suministro

Respuesta

La respuesta al penúltimo punto de la Observación 3 es válida como respuesta a esta observación, siendo necesario reiterar que a la fecha no existe un acuerdo de pago por el servicio de transmisión brindado a través del Sistema Tierras Nuevas con H2OImos o Agrolmos S.A. o Cliente Libre alguno.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, en la respuesta a la observación N° 3 CVC aclara que si bien anteriormente tenía un acuerdo desde julio de 2016 hasta diciembre de 2022 a la fecha no tiene ningún acuerdo vigente. Además, como parte de su sustento envía recibos emitidos a Agrolmos S.A.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

12. Adicionalmente, de la revisión de las facturas realizadas por CVC a Agrolmos (con las que cuenta Osinergmin), se advierte que CVC habría facturado y cobrado dicho cargo por transmisión, tal y como se puede apreciar en el gráfico correspondiente a la facturación de febrero de 2019 realizada por CVC a Agrolmos.

Pag. 1 de 2

FACTURACIÓN POR SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Mes de Facturación: **Enero 2019**

LIMA, 03 DE FEBRERO DEL 2019

Cliente: **Agrolmos S.A.**

Fecha de Vencimiento : 20 días posteriores a la recepción de la factura

Facturación de Peajes

Item	Consumos	Precio	Valorización
PCSPT	2,706.89 kW	34.370 S././kW	S/. 93,035.65
SST	1,806,717 kWh	2.124 ctm. S././kWh	S/. 38,374.67
VAD HP	5,478.90 kW	23.27 S././kW	S/. 127,494.08
VAD HFP	1,936.65 kW	21.21 S././kW	S/. 41,076.41
Exceso de E. Reactiva	173,224 kVar-h	4.44 ctmS././kVarh	S/. 7,691.15
Cargo Transmisión	1,806,717 kWh	0.41 ctm S././kWh	S/. 7,407.54
Elect. Rural*	1,837,225 MWh	8.40 S././MW	S/. 15,432.69
FISE*	1,837,225 kWh	1.0507 ctm. S././kW	S/. 19,303.72
SUB TOTAL S/. 349,815.91			
IGV S/.			56,714.31

* Conceptos no afectos al IGV
 ** Ver detalle de cálculo en la hoja 5, no afecto al IGV.

Nota: Extracto de la factura del mes de febrero de 2019, realizada por CVC a Agrolmos

[Respuesta](#)

La respuesta al penúltimo punto de la Observación 3 es válida como respuesta a esta observación.

Por otro lado, Electronorte S.A. ("Electronorte"), en el Informe "Observaciones al Estudio Técnico Económico para la Fijación de Tarifas del SCTLN: LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas"⁷, manifiesta que lo recaudado por CVC de sus clientes libres atendidos a través de la SET Tierras Nuevas a cuenta de la aplicación de peajes del SST y SCT del AD2, no fue nunca transferido a Electronorte.

Área de Demanda 2. Este excedente de ingresos no puede atribuirse exclusivamente al incremento de demanda en la SET Tierras Nuevas. Cabe precisar que lo recaudado por COELVISAC de sus clientes libres atendidos a través de la SET Tierras Nuevas a cuenta de la aplicación de peajes del SST y SCT del Área de Demanda 2, no fue nunca transferido a ELECTRONORTE.

Por lo tanto, eso prueba que el excedente de ingresos, que se traduce en el cargo unitario de liquidación negativo (descuento de peajes), no es consecuencia del incremento de demanda en Tierras Nuevas. Cabe precisar que el cambio de peajes base en el área de demanda 2 es consecuencia de lo determinado en el proceso regulatorio de fijación de peajes del SST – SCT del periodo mayo 2017 a abril 2021 y no es consecuencia exclusiva de incrementos de demanda en la SET Tierras Nuevas, en cambio, de la proyección de demanda del periodo mayo 2017 a abril 2021 de todos los usuarios del Área de Demanda 2.

Nota: Extracto del Informe Observaciones al Estudio Técnico Económico para la Fijación de Tarifas del SCTLN: LT 220 kV Felam - Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas

Por lo expuesto, además de informar de manera documentada y sustentada sobre todos los cargos cobrados tanto a los usuarios libres como a los usuarios regulados relacionados con el Sistema de Transmisión Felam-Tierras Nuevas, se requiere que CVC informe sobre las transferencias realizadas por la recaudación de los cargos del SGT, SPT, SST y SCT relacionadas con todos los usuarios conectados al Sistema de Transmisión Felam - Tierras Nuevas. A su vez, en caso existan los montos recaudados a los que hace referencia Electronorte, CVC debe informar de manera sustentada las razones que habrían motivado la no transferencia de los mismos. De ser el caso, CVC debe sustentar los criterios y la normativa que desvirtuarían los argumentos expuestos por Electronorte.

Respuesta

Los cargos por el SPT y SGT aplicados a los Usuarios Libres atendidos por CVC desde la SET Tierras Nuevas o la SET Pampa Pañalá son percibidos directamente por sus titulares a través del precio de la potencia conforme lo establece la normativa vigente aplicable.

En cuanto a la transferencia de los ingresos por aplicación del Peaje de SST y SCT, cabe mencionar que ante los reclamos de ENSA y REP, la Jefatura de Fiscalización de Generación y Transmisión Eléctrica del Osinermin, a través del Oficio N° 114-2020-DSE/CT e Informe de Instrucción N° DSE-FGT-311, ambos de fecha 22 de setiembre de 2020, se pronunció al respecto, indicando que nuestra representada no tiene ninguna responsabilidad por no transferir dichos peajes, puesto que, al no haberse fijado la tarifa correspondiente a la SET Tierras Nuevas, no se puede determinar de forma exacta la obligación de nuestra representada sobre el pago de la tarifa regulada a las empresas transmisoras correspondientes.

Al respecto, cabe agregar que al considerar Osinermin la demanda de Tierras Nuevas, pero no la inversión correspondiente al Sistema de Transmisión Tierras Nuevas, en el proceso de Liquidación Anual de Ingresos por aplicación del Peaje de SST y SCT correspondiente al año 2015, hizo que ENSA y demás empresas transmisoras que tienen instalaciones en el AD2 percibieran un incremento de ingresos por este concepto mayor al esperado, hecho que se corrobora con lo expresado por ENSA, en su observación 3.3 formulada en este proceso regulatorio, donde textualmente señala:

(...). Ocurrió que se originó en toda el Área de Demanda, una recaudación mayor a lo correspondiente al Costo Medio Anual de las instalaciones de los titulares de transmisión del AD2. (...)

No obstante, una vez regularizada la situación problema del Sistema Tierras Nuevas, por falta de la tarifa correspondiente, se realizará la devolución de todos los montos recaudados por aplicación del Peaje de los SST y SCT del AD2, a fin de restablecer la cadena de pagos que se ha trastocado.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo a lo establecido en el literal a) del numeral 6.2¹⁸ de la Norma de Condiciones de Aplicación de los Precios de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, aprobada por Resolución N° 002-2020-OS/CD, los peajes por SST y SCT correspondientes a una determinada Área de Demanda, son recaudados por los suministradores, como es el caso de CVC, a través de las ventas de energía al consumidor final, las que se deben multiplicar por el Peaje de los Sistemas de Transmisión Secundario y Complementario, según el nivel de tensión y Área de Demanda, debidamente actualizado y ponderado de ser el caso, el valor resultante (en soles) de dicho producto y redondeado a dos decimales es el monto a recaudar, el cual deberá ser transferido a los respectivos titulares de transmisión de las áreas de demanda correspondientes,

En ese sentido, CVC no está cumpliendo con la norma mencionada en el párrafo anterior lo que está generando acreencias con los titulares de transmisión del AD2, las mismas que son plausibles de aplicarles los intereses compensatorios establecidos en el artículo 176 del RLCE.

Con relación al Informe de Instrucción N° DSE-FGT-311, cabe precisar que, mediante Resolución N° 33-2022-OS/DSE, emitida el 23 de setiembre de 2022, se declaró la nulidad de dicho Informe de Instrucción.

Con relación a lo señalado respecto al incremento de ingresos de ENSA en el año 2015 por los conceptos de Peaje de SST y SCT, debido a que Osinerghmin considero la demanda de Tierras Nuevas, pero no la inversión, como ya fue aclarado en el análisis de Osinerghmin a la observación N° 7, esto se debió a la consideración de una demanda optimista y no a lo señalado por CVC. Adicionalmente debemos aclarar, que cualquier sobre recaudación o sub recaudación de los peajes, siempre se ajustan posteriormente en el proceso de liquidación por lo que no se puede considerar como una sobre ingreso para los titulares de transmisión.

Finalmente, se reitera que, CVC debe informar sobre las transferencias realizadas por la recaudación de los cargos del SGT, SPT, SST y SCT relacionadas con todos los

6.2 Aplicación de los Peajes del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión

- a) Los Peajes por SST y SCT correspondientes a una determinada Área de Demanda, incluyendo los del Área de Demanda 15, y la parte del CPSEE correspondiente a un SSTL específico que debe ser pagado por la demanda ubicada en esta, son recaudados por los suministradores (Generador o Distribuidor) a través de las ventas de energía al consumidor final (Usuarios Libres y/o Regulados), lo cual deberá ser transferido a los respectivos titulares de las áreas de demanda correspondiente según los procedimientos de liquidación correspondientes.
- b) Para efectos de la recaudación de los Peajes por SST y SCT de un Área de Demanda, se debe utilizar las ventas de energía a los Usuarios ubicados en niveles de tensión de MAT, AT o MT (siempre que estén conectados directamente en la barra equivalente AT/MT). Dicha cantidad de energía se debe multiplicar por el Peaje de los Sistemas de Transmisión Secundario y Complementario, según el nivel de tensión y Área de Demanda, debidamente actualizado y ponderado de ser el caso. Finalmente, el monto a recaudar corresponde al valor resultante (en soles) de dicho producto y redondeado a dos decimales.

usuarios conectados al Sistema de Transmisión Felam - Tierras Nuevas. A su vez, en caso existan los montos recaudados a los que hace referencia Electronorte, CVC debe informar de manera sustentada las razones que habrían motivado la no transferencia de los mismos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

13. CVC debe realizar el cálculo de la responsabilidad de pago de sus instalaciones, y concluir si ésta debe ser remunerada completamente por la demanda (AD2, usuarios del Proyecto Olmos u otros usuarios conectados), o si también correspondería ser remunerada por la generación, adjuntando los archivos de cálculo sustentatorios.

Respuesta

Se hace la salvedad que la Norma de “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD, está más orientada para los casos donde existe demanda y generación entre los beneficiados de un SCTLN.

Obviamente esta norma será aplicable para el Sistema Tierras Nuevas si en un futuro surge algún generador que use este sistema para evacuar su generación al SEIN (como será el caso de la C.H. Olmos u otro generador, si utiliza el Sistema Tierras Nuevas).

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, CVC no ha realizado el análisis solicitado. Sin embargo, se verifica que, actualmente, no existen generadores que eventualmente podrían beneficiarse de manera directa con el uso del Sistema Tierras Nuevas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Sobre el numeral 5.2 denominado “Oportunidad desde la cual se debe realizar el pago”

14. CVC debe sustentar normativamente su propuesta vinculada a que, por la disminución de los peajes y de los factores de pérdidas medias, los usuarios del AD2 deben pagar el Sistema Tierras Nuevas desde el 1 de mayo de 2017, o en caso contrario, replantear su propuesta, considerando lo previsto en la Ley N° 28832, el RLCE y la Norma tarifas.

Respuesta

La respuesta dada a la Observación 8 responde a cabalidad la presente observación. Como sustento se presentan los cálculos respectivos, al respecto ver cuadro en respuesta a la segunda parte de la siguiente observación.

Análisis de Osinerghmin

Si bien CVC hace una evaluación de la reducción de los peajes entre los años 2016 y 2017, esto no evidencia la necesidad que los usuarios deban pagar desde ese momento

el Sistema Tierras Nuevas, tal como se detalla en el Análisis de Osinergmin a la Observación N° 7 y N° 8.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

15. CVC menciona que desde el momento que se incorporó la nueva demanda de la SET Tierras Nuevas en el proceso de fijación del Peaje por SST y SCT 2017-2021, se produjo una reducción de los Peajes y Factores de Pérdidas, por lo cual, concluye que, bajo el criterio de eficiencia económica, desde la fijación de peajes de mayo 2017 los terceros han sido beneficiados por la operación del Sistema Tierras Nuevas, por lo que les corresponde contribuir de manera colectiva con el pago. Al respecto, se requiere que CVC sustente la base normativa utilizada para tomar este criterio.

Respuesta

La respuesta dada a la Observación 8 es válida como respuesta a la presente observación.

Adicionalmente, se debe tener presente que, por similitud o analogía con los SST¹⁹, según el literal e), numeral VIII), del Artículo 139° del RLCE, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los usuarios y los terceros que se conecten a un SCTLN, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al servicio público de electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supere el 5% de la demanda total del SCTLN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje a ser pagado por todos los usuarios del Área de Demanda correspondiente.

Además, CVC debe ampliar su sustento, donde se demuestre que el incremento de la demanda de la SET Tierras Nuevas fue la principal causa de la disminución de los Factores de Pérdidas y Peajes en el AD2. Esto debido a que existieron diversos factores que pudieron causar la disminución de los peajes y factores de pérdida; por ejemplo: el ingreso de los proyectos aprobados en los Planes de Inversión, así como las nuevas instalaciones de proyectos de generación y transmisión eléctrica, crecimiento de demanda en otros sistemas eléctricos, factores macroeconómicos, metodología de cálculo asociada a un periodo de 4 años (periodo regulatorio), entre otros.

Respuesta

Como está dicho en la respuesta al primer punto de la observación 8, a fin de precisar los efectos económicos del Sistema Tierras Nuevas; para el año 2017 se ha realizado el cálculo de Peajes y Factores de Pérdidas Medias, "sin" y "con" el indicado sistema de transmisión, a fin de individualizar su efecto sobre los precios de potencia y energía en el AD2. Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

¹⁹ Según el Literal b) del Artículo 27.2 de la Ley 28832: Para las instalaciones del SCT las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST.

Descripción	Opción Tariaria	Unidad	"Sin" Osinermin - Abr-17	"Con" Felam -TN
Peaje AD2 acumulado MT	-	ctms S./kWh	1.7785	1.2762
FPMdP AD2 acumulado MT	-	-	1.0307	1.0231
FPMdE AD2 acumulado MT	-	-	1.0268	1.0172
Cargo por energía activa 0-30kWh	BT5B	ctm. S./kW.h	41.32	38.95
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	MT2	ctm. S./kW.h	22.18	20.85
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	MT2	ctm. S./kW.h	18.4	16.64
Cargo por Potencia de Generación en HP	MT2	S./kW-mes	54.97	50.91

Análisis de Osinermin

Respecto, a la base normativa, CVC cita al literal e), numeral VIII), del artículo 139 del RLCE, con lo que concluye que los SCT deben establecerse la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de los usuarios y los terceros que se conecten a un SCTLN, en analogía a los SST.

Sin embargo, al igual que el análisis anterior; si bien CVC hace una evaluación de la reducción de los peajes entre los años 2016 y 2017, esto no evidencia la necesidad que los usuarios deban pagar desde ese momento el Sistema Tierras Nuevas, tal como se detalla en el Análisis de Osinermin a la Observación N° 7 y N° 8.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Sobre el numeral 6.2 denominado “Proyección de la Demanda”

- En la proyección de la demanda del Sistema Tierras Nuevas, CVC considera en su ESTUDIO un horizonte de análisis de 30 años, tomando como primer año el 2014; según indica, por tratarse de instalaciones que fueron puestas en servicio el 31 de octubre de 2014; por tanto, refiere CVC, la demanda eléctrica para el período 2014-2023 (10 años) corresponde a data real y, para el período 2024-2043 (20 años), información proyectada.

En base a ello, se solicita:

- Para fines de proyección de la demanda, CVC debe considerar la fecha de conexión de los terceros como fecha de inicio de la data histórica, por lo que se requiere que se brinde el sustento sobre la fecha de conexión.

Respuesta

Conforme está dicho, el 31 de octubre de 2014 se puso en servicio el Sistema Tierras Nuevas, alimentándose eléctricamente al sistema de riego tecnificado de H2OImos; posteriormente, de manera progresiva se fueron conexionando a las redes en 22.9 kV los Usuarios de Riego, cuyas demandas se muestran en el Anexo N°6 “Registros clientes”, archivo “Demanda Histórica Suministros 2014-2023.xlsx” del ESTUDIO CORREGIDO, en el que se determina la fecha de conexión de cada usuario.

Análisis de Osinermin

De la revisión su PROPUESTA FINAL, se observa que CVC mantiene el 2014 como año base para el horizonte de análisis de 30 años en razón de que en dicho año las instalaciones del Sistema Tierras Nuevas fueron puestas en servicio; cuando se le ha requerido que considere la fecha de conexión de los terceros para fines de proyección de la demanda, de modo que CVC no reconoce la fecha a partir de cuando los “terceros” hicieron uso del sistema de transmisión en cuestión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

17. CVC en su ESTUDIO para la proyección de la demanda, no es claro con la información consignada sobre la demanda de electricidad, pues no distinguiría adecuadamente las demandas históricas y las demandas futuras en diferentes periodos de tiempo; a su vez, dentro de los periodos establecidos en el ESTUDIO, no se ha considerado ni las instalaciones de Planes de Inversión aprobados, ni las instalaciones aprobadas en los planes de transmisión.

En base a ello, se solicita:

- En el marco de la proyección de la demanda a realizarse para efectos de determinar el SEA del Sistema Tierras Nuevas, CVC debe tomar las demandas que han sido aprobadas en los Planes de Inversión en Transmisión y sus modificatorias para el periodo que corresponde al año de la conexión de los terceros al Sistema Tierras Nuevas. En caso contrario, CVC debe sustentar normativamente la utilización de otros criterios para la proyección de la demanda.

Respuesta

Se precisa que la demanda histórica (real) corresponde al período 2014-2023 (10 años), la cual se sustenta con los registros (quinceminutales) de los medidores correspondientes, mientras que para el período 2024-2043 (20 años) se considera la proyección de la demanda eléctrica validada por Osinermin en el proceso de aprobación del PI 2025-2029, a la que se le agrega las demandas declaradas por el GORE Lambayeque y otras cargas potenciales debidamente identificadas, considerando luego la tasa de crecimiento promedio del periodo 2024-2043 obtenida del sistema Chiclayo Baja Densidad (F-121) del Plan de Inversiones anteriormente indicado.

Esto debido a que el método tendencial aplicado a la data histórica (real) arroja una tasa de crecimiento inaplicable de 42.11%.

Análisis de Osinermin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se observa claramente que sobre los registros históricos de demanda hasta el año 2023, CVC incorpora las demandas proyectadas del PI 2025-2029, las cuales fueron obtenidas a partir de información del año 2022.

Asimismo, se ha verificado que en el formato F-121, CVC ha considerado como demanda incorporada del AD2 nuevas cargas en el sistema Chiclayo Baja Densidad - TIERRAS NUEVAS 22,9 kV, las mismas que no fueron aprobadas en el PI 2025-2029

del AD2, con lo que resulta inconsistente la afirmación que hace CVC al mencionar en su ESTUDIO que ha considerado la demanda validada del PI 2025-2029.

Por tanto, la observación sigue manteniéndose, al advertir que en los formatos F-100 de su PROPUESTA FINAL se ha consignado valores de proyección de demanda obtenidos con información cerrada a diciembre 2022 cuando para este caso de evaluación le corresponde hacer proyecciones con información cerradas a diciembre 2023.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

18. CVC señala que, para el periodo comprendido entre 2014 y 2023 está considerando los registros de mediciones de quince (15) minutos de la SET Tierras Nuevas, no obstante, de la revisión del archivo "Demanda histórica.xlsx", solo se encuentra información del 2023. Al respecto, CVC debe presentar los registros de mediciones históricos desde el año 2014 con fecha de cierre al 31 de diciembre 2023.

Respuesta

En el Anexo N°6 "Registros clientes", archivo "Demanda Histórica Suministros 2014-2023.xlsx" se presentan los registros de mediciones históricos (quinceminutales) desde noviembre 2014 al 31 de diciembre 2023.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que los registros de mediciones de 15 minutos presentados en su ESTUDIO corresponden al periodo comprendido entre 2014 y 2023.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

19. CVC debe presentar la relación de usuarios clasificados como libres (en este caso identificarlos de manera concreta y específica) y como usuarios regulados; y, con ello, la demanda histórica de cada una de sus conexiones (en el caso de la demanda regulada, de forma agrupada como tipo de usuario colectivo y no individualmente), así también, identificar los Usuarios de las Tierras del Proyecto Irrigación Olmos, desde el periodo que se hizo efectiva dicha conexión al Sistema Tierras Nuevas.

Respuesta

En el Anexo N°6 "Registros clientes", archivo "Demanda Histórica Suministros 2014-2023.xlsx" se presenta la relación de usuarios libres y regulados indicando su demanda histórica, la fecha de su conexión e identificando a los que son adjudicatarios de las Tierras del Proyecto Irrigación Olmos y otros (Usuarios de H2Olmos).

Análisis de Osinergmin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica que CVC ha presentado la relación de usuarios clasificados como libres y regulados, con información de demandas históricas. Sin embargo, no se ha evidenciado la relación de clientes calificados como

Usuarios de las Tierras del Proyecto Irrigación Olmos, ni tampoco ha precisado la fuente de información de donde se desprendió esa clasificación.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

20. Como parte de su ESTUDIO, en su Gráfico N° 9, CVC presenta la evolución de la Máxima Demanda en 220 kV, en la que se diferencia las demandas de los usuarios libres de la SET Tierras Nuevas, los usuarios libres de la SET Pampa Pañalá y los usuarios regulados. Sin embargo, CVC no envía la fuente de información que origina ese gráfico ni tampoco lo sustenta.
 - En base a ello, CVC debe presentar los archivos electrónicos del cálculo de sustento de dicha fuente de información, con la finalidad de evaluar la evolución de los clientes libres y regulados en dicho sistema eléctrico; así también, debe permitir distinguir a los Usuarios de H2Olmos del resto de usuarios.

Respuesta

En el Anexo N°6 "Registros clientes", archivo "Demanda Histórica Suministros 2014-2023.xlsx" y Anexo N° 3.1. Demanda Histórica se presentan los cálculos de sustento requeridos, mediante los cuales se puede evaluar la evolución de los clientes libres y regulados y permite distinguir a los Usuarios de H2Olmos del resto de usuarios. Asimismo, cabe precisar que en el ESTUDIO corregido se ha modificado la numeración de gráficos y cuadros siendo el Gráfico N° 6 el mencionado en esta observación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica que la información presentada corresponde a la evolución de las demandas de los usuarios libres y regulados. Asimismo, se presenta el archivo fuente. Sin embargo, CVC no ha consignado la clasificación de los usuarios de H2Olmos ni la fuente de información para realizar esa calificación.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

21. En el mismo Gráfico N° 9, se verifica que a partir del año 2022 hay una reducción de la demanda en la SET Tierras Nuevas y un aumento de la demanda en la SET Pampa Pañalá. Al respecto, CVC debe explicar las razones que habrían motivado esa fluctuación de la demanda en esas dos SET y sustentarlo. Asimismo, CVC debe revelar la relación de usuarios que vienen siendo atendidos desde la SET Pampa Pañalá, identificando adicionalmente a los Usuarios de H2Olmos.

Respuesta

Lo mencionado en esta observación es correcto, se debe a que desde diciembre 2021 se inició una transferencia de carga de la SET Tierras Nuevas a la SET Pampa Pañalá. En el Anexo N°6 "Registros clientes", archivo "Demanda Histórica Suministros 2014-2023.xlsx" se muestra la relación de usuarios atendidos desde la SET Tierras Nuevas y la SET Pampa Pañalá, identificando los Usuarios de H2Olmos, cabe precisar que en el

ESTUDIO corregido se ha modificado la numeración de gráficos y cuadros siendo el Gráfico N° 6 el mencionado en esta observación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica el sustento de la transferencia de carga efectuada entre la SET Tierras Nuevas y SET Pampa Pañalá.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

22. En el Gráfico N° 10, que es parte del ESTUDIO, CVC presenta la proyección de la demanda de Tierras Nuevas 220 kV para el periodo del 2014 al 2043. Al respecto, se solicita a CVC presentar el archivo sustento que origina dicha gráfica. Se observa una demanda de 150 MVA aproximadamente que habría sido proyectada para el año 2043 y correspondería a la del sistema eléctrico de Chiclayo Baja Densidad, y no a la demanda propia de la SET Tierras Nuevas como se aprecia en otras gráficas del ESTUDIO. Se requiere que CVC corrija o sustente lo mencionado y explique los criterios empleados en la elaboración de dicho gráfico; así también debe enviar la fuente de información.

Respuesta

En el Gráfico N° 10, para el período 2014-2023 se ha considerado la demanda registrada (real) en el devanado 220 kV del transformador 220/60/23 kV de la SET Tierras Nuevas y para el período 2024-2043 se ha considerado la demanda proyectada validada por Osinerghmin en el proceso de aprobación del PI 2025-2029, a la que se le agrega las demandas declaradas por el GORE Lambayeque y otras cargas potenciales debidamente identificadas relacionadas únicamente con la SET Tierras Nuevas.

Por tanto, la evolución/proyección de la demanda que se muestra en el Gráfico N° 10 del ESTUDIO no corresponde a todo el sistema eléctrico Chiclayo Baja Densidad, sino hasta la SET La Viña (es decir se considera el sistema 60 kV Tierras Nuevas – Pampa Pañalá – Nueva Motupe y La Viña). Se acompaña el Anexo N° 3.1 “Demanda TN 220kV” que sustenta esta gráfica.

Cabe precisar que en el ESTUDIO corregido se ha modificado la numeración de gráficos y cuadros siendo el Gráfico N° 7 el mencionado en esta observación.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica el sustento presentado correspondiente a la gráfica observada. No obstante, se advierte que la demanda proyectada de la SET Tierras Nuevas en el devanado de 220 kV no es la demanda que se utilizará en el análisis en razón de que los criterios utilizados por CVC no son conforme a lo desarrollado en el numeral 6.2 del presente informe.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

23. En cuanto a la proyección de la demanda del periodo comprendido entre 2024 y 2043, CVC menciona de manera general que ha considerado los lineamientos establecidos en

la Norma Tarifas. Sin embargo, no resulta consistente con las observaciones halladas, por lo que se requiere que CVC sujetarse al marco normativo vigente con los sustentos de sus proyecciones de demanda, como considerar las proyecciones de la demanda ya aprobadas en los Planes de Inversión; tales como los criterios, metodología y cálculos empleados en los Planes de Inversión; debiendo hacer los cambios necesarios con el detalle respectivo que permita realizar una adecuada evaluación.

Respuesta

Para el período 2024-2043 se ha considerado la tasa de crecimiento promedio ($TC_{2024-2043}$) del sistema Chiclayo Baja Densidad (F-121), demanda proyectada por Osinermin hasta el año 2054 y validada en el proceso de aprobación del PIT 2025-2029.

Análisis de Osinermin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se advierte que sobre los registros históricos de demanda hasta el año 2023, CVC ha incorporado las demandas proyectadas del PI 2025-2029, las cuales fueron obtenidas a partir de información del año 2022. Al respecto, considerando que se cuenta con información cerrada a diciembre 2023, corresponde utilizar esta información y realizar todos los cálculos referidos a las variables explicativas, factores de caracterización, ventas de energía y entre otros; así también, tomar en cuenta la metodología indicada en la Norma Tarifas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

Sobre el numeral 6.3 denominado “Alternativas de Expansión de la Transmisión Período 2014-2023”

24. Respecto al análisis de alternativas de expansión, CVC debe indicar los criterios que ha considerado para determinar el SEA, en función a lo indicado en el Artículo 11 de la NORMA TARIFAS. Además, CVC debe listar las principales instalaciones que fueron tomadas en consideración como parte del SEA para cada una de sus alternativas; estas instalaciones se deben distinguir tomado en cuenta lo siguiente.

- Instalaciones que CVC requiere reconocimiento por cada una de sus alternativas.
- Instalaciones existentes y proyectadas en los diversos Planes de Inversiones.
- Otras instalaciones que CVC considere conveniente analizar.

Cabe señalar, que a lo largo del periodo 2014-2029 se planificaron y/o pusieron en operación nuevas instalaciones a causa de los distintos Planes de Inversión, que cambiaron la configuración del sistema en evaluación; estas instalaciones también deben ser tomadas en cuenta por CVC en sus evaluaciones. En caso CVC señale que no corresponde considerar las instalaciones planificadas, debe sustentarlo.

Respuesta

En los siguientes cuadros se listan las instalaciones que fueron tomadas en cuenta en cada alternativa analizada, en el período de análisis (10 años), señalando las que corresponden a las aprobadas mediante los PIT's según los años de ingreso requeridos

y las instalaciones definidas como SEA a fin de lograr el objetivo común dentro de los estándares de calidad establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE).

ALTERNATIVA N° 1

N°	Nombre del elemento	Módulo Estándar	Elemento	INSTALACION	Año según PIT	Año POC	Año Requerido
SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO (SEA)							
1	SET FELAM 220kV						
1.1	Línea Transmision 220kV Derivación SECHO - Felam (0.07km)	LT-220COR0PMD0C1400A	Línea	SEA	-	2014	2014
1.2	Celda de línea - Seccionamiento	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014
1.3	Celda de línea - Seccionamiento	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014
1.4	Celda de medición	CE-220COU1C1ESBMD4	Celda	SEA	-	2014	2014
1.5	Celda de acople	CE-220COU1C1EDBAC4	Celda	SEA	-	2014	2014
2	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220KV FELAM-TIERRAS NUEVAS						
2.1	Celda de línea - Hacia Tierras Nuevas	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014
2.2	Línea Transmision 220kV Felam - Tierras Nuevas (28.15km)	LT-220COR0PMS0C1400A	Línea	SEA	-	2014	2014
2.3	Celda Línea transformador hacia Felam	CE-220COU1C1ESBLT4	Celda	SEA	-	2014	2014
3	SET TIERRAS NUEVAS 220/60/23kV - 60MVA						
3.1	Transformador 220/60/23 kV - 60 MVA	TP-220060023-060CO1E	TP	SEA	-	2014	2014
3.2	Celda de transformador 23 kV	CE-023COU1MCISBTR1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.3	Celda de Medición 23 kV	CE-023COU1MCISBMD1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.4	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.5	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.6	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.7	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.8	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
4	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV PAMPA PAÑALA - TIERRRAS NUEVAS						
4.1	Celda de línea transformador hacia Pampa Pañala	CE-060COU1C1ESBLT2	Celda	PIT 17-21	2021	2020	2020
4.2	Línea Transmision 60kV Tierras Nuevas - Pampa Pañalá	LT-060COR0PMS0C1240A	Línea	PIT 17-21	2021	2020	2020
4.3	Celda de línea transformador hacia Tierras Nuevas	CE-060COR1C1ESBLT2	Celda	PIT 17-21	2021	2020	2020
5	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV LA VIÑA - NUEVA MOTUPE						
5.1	Celda de línea transformador hacia La Viña	CE-060COR1C1ESBLT2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
5.2	Línea Transmision 60kV Nueva Motupe - La Viña	LT-060COR0PMS0C1240A	Línea	PIT 17-21	2017	2017	2017
5.3	Celda de línea hacia Nueva Motupe	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
6	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV LAMBAYEQUE - ILLIMO						
6.1	Celda de línea hacia Lambayeque	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2017	2019	2019
6.2	Línea Transmision 60kV Illimo - Lambayeque	LT-060COR0PMS0C1240A	Línea	PIT 17-21	2017	2019	2019
6.3	Celda de línea hacia Illimo	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2017	2019	2019
7	SET PAMPA PAÑALÁ 60/23KV						
7.1	Celda de Transformador 23 kV	CE-023COU1C1ESBTR1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
7.2	Celda de Medición 23kV	CE-023COU1C1ESBMD1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
7.3	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
7.4	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
8	SET NUEVA MOTUPE 60/23KV						
8.1	Transformador 60/23/10 kV 20 MVA	TP-060023010-020CO1E	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
8.2	Celda de Transformador 23 kV	CE-023COU1C1ESBTR1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
8.3	Celda de Medición 23kV	CE-023COU1C1ESBMD1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
8.4	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
8.5	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
9	COMPENSACIÓN 10KV - 3MVAR EN SET NUEVA MOTUPE						
9.1	Celda Compensador 10 kV, SET AT/MT Nueva Motupe	CE-010COU1MCISBCC1	Celda	PIT 17-21	2017	2020	2018
9.2	Banco Capacitor 10 kV, 3 MVAR, SET AT/MT Nueva Motupe	SC-010CO1BPEV-0001-3	Banco	PIT 17-21	2017	2020	2018

ALTERNATIVA N° 2

N°	Nombre del elemento	Módulo Estándar	Elemento	INSTALACION	Año según PIT	Año POC	Año Requerido
SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO (SEA)							
1 SET TIERRAS NUEVAS 60/23kV - 30 MVA							
1.1	Transformador 60/23 kV - 30 MVA	TP-060023-030CO1E	TP	SEA	-	-	2014
1.2	Celda de transformador 23 kV	CE-023COU1MCISBTR1	Celda	SEA	-	2014	2014
1.3	Celda de Medición 23 kV	CE-023COU1MCISBMD1	Celda	SEA	-	2014	2014
1.4	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
1.5	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
1.6	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
1.7	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
1.8	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
2 REFORZAMIENTO: TERCER CIRCUITO LT60KV CHICLAYO OESTE - ILLIMO							
2.1	Celda de línea hacia Illimo	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
2.2	Línea Transmisión 60kV Chiclayo Oeste - Illimo (35.4km)	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	SEA	-	-	2018
2.3	Celda de línea hacia Chiclayo Oeste	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
3 REFORZAMIENTO: SEGUNDO CIRCUITO LT 60KV ILLIMO - LA VIÑA (Doble Terna)							
3.1	Celda de línea hacia La Viña	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
3.2	Línea Transmisión 60kV Illimo - La Viña (21.63km) -1T	LT-060COROPMDOC1120A	Línea	SEA	-	-	2018
3.3	Celda de línea hacia Illimo	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
4 REFORZAMIENTO: TERCER CIRCUITO LT 60KV ILLIMO - LA VIÑA (Doble Terna)							
4.1	Celda de línea hacia La Viña	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2022
4.2	Línea Transmisión 60kV Illimo - La Viña (21.63km) - 2T	LT-060COROPMDOC1120A	Línea	SEA	-	-	2022
4.3	Celda de línea hacia Illimo	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2022
5 REFORZAMIENTO: SEGUNDO CIRCUITO LT 60KV LA VIÑA - NUEVA MOTUPE							
5.1	Celda de línea hacia Nueva Motupe	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
5.2	Línea Transmisión 60kV La Viña - Nueva Motupe (21.09km)	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	SEA	-	-	2018
5.3	Celda de línea hacia La Viña	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
6 REFORZAMIENTO: SEGUNDO CIRCUITO LT 60KV NUEVA MOTUPE - PAMPA PAÑALA							
6.1	Celda de línea hacia Pampa Pañalá	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
6.2	Línea Transmisión 60kV Nueva Motupe - Pampa Pañalá (28.09km)	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	SEA	-	-	2018
6.3	Celda de línea hacia Nueva Motupe	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
7 REFORZAMIENTO: SEGUNDO CIRCUITO LT 60KV PAMPA PAÑALA - TIERRRAS NUEVAS							
7.1	Celda de línea hacia Tierras Nuevas	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
7.2	Línea Transmisión 60kV Pampa Pañalá - Tierras Nuevas (33.8km)	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	SEA	-	-	2018
7.3	Celda de línea creación de barra	CE-060COU1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
7.4	Celda de línea hacia Pampa Pañalá	CE-060COU1C1ESBLI2	Celda	SEA	-	-	2018
8 COMPENSACIÓN 60KV - 15MVAR EN SET TIERRAS NUEVAS							
8.1	celda de compensación	CE-060COU1C1ESBCC2	celda	SEA	-	-	2019
8.2	banco 60kV - 15 MVAR	SC-060CO1BPEF-0015	banco	SEA	-	-	2019
9 LT 60KV LAMBAYEQUE - ILLIMO							
9.1	Celda de línea hacia Lambayeque	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2017	2019	2018
9.2	Línea Transmisión 60kV Lambayeque - Illimo	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	PIT 17-21	2017	2019	2018
9.3	Celda de línea hacia Illimo	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2017	2019	2018
10 LT 60KV LA VIÑA - TIERRAS NUEVAS							
10.1	Celda de línea hacia Tierras Nuevas (Nueva Motupe)	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2014
10.2	Línea Transmisión 60kV La Viña - Nueva Motupe (21.09 km)	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	PIT 17-21	2017	2017	2014
10.3	Línea Transmisión 60kV Nueva Motupe - Pampa Pañalá (28.09 km)	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	PIT 13-17	2014	2017	2014
10.4	Línea Transmisión 60kV Pampa Pañalá - Tierras Nuevas (33.8 km)	LT-060COROPMSOC1240A	Línea	PIT 17-21	2021	2020	2014
10.5	Celda Línea transformador hacia La Viña (Pampa Pañalá)	CE-060COU1C1ESBLT2	Celda	PIT 17-21	2021	2020	2014
11 SET PAMPA PAÑALÁ 60/23KV							
11.1	Celda de línea hacia Nueva Motupe	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.2	Celda de línea hacia Tierras Nuevas	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2021	2020	2017
11.3	Celda de Transformador 60 kV	CE-060COR1C1ESBTR2	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.4	Celda de Medición 60kV	CE-060COR1C1ESBMD2	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.5	Celda de Transformador 23 kV	CE-023COU1C1ESBTR1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.6	Celda de Medición 23kV	CE-023COU1C1ESBMD1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.7	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.8	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.9	Celda Compensador 23 kV, SET AT/MT Pampa Pañalá	CE-023COU1MCISBCC1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
11.10	Banco Capacitor 23 kV, 3 MVAR, SET AT/MT Pampa Pañalá	SC-023CO1BPEV-0001-3	Banco	PIT 13-17	2014	2017	2017
12 SET NUEVA MOTUPE 60/23KV							
12.1	Celda de línea hacia Pampa Pañalá	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2017
12.2	Celda de línea hacia La Viña	CE-060COR1C1ESBLI2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
12.3	Celda de Transformador 60 kV	CE-060COR1C1ESBTR2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
12.4	Celda de Medición 60kV	CE-060COR1C1ESBMD2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
12.5	Transformador 60/23/10 kV 20 MVA	TP-060023010-020CO1E	TP	PIT 17-21	2017	2017	2017
12.6	Celda de Transformador 23 kV	CE-023COU1C1ESBTR1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
12.7	Celda de Medición 23kV	CE-023COU1C1ESBMD1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
12.8	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
12.9	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
13 COMPENSACIÓN 10KV - 3MVAR EN SETNUEVA MOTUPE							
13.1	Celda Compensador 10 kV, SET AT/MT Nueva Motupe	CE-010COU1MCISBCC1	Celda	PIT 17-21	2017	2020	2022
13.2	Banco Capacitor 10 kV, 3 MVAR, SET AT/MT Nueva Motupe	SC-010CO1BPEV-0001-3	Banco	PIT 17-21	2017	2020	2022

ALTERNATIVA N° 3

N°	Nombre del elemento	Módulo Estándar	Elemento	INSTALACION	Año según PIT	Año POC	Año Requerido
SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO (SEA)							
1	SET FELAM 220/60/23kV - 60MVA						
1.1	Línea Transmisión 220kV Derivación SECHO - Felam (0.07km)	LT-220COR0PMD0C1400A	Línea	SEA	-	2014	2014
1.2	Celda de línea - Seccionamiento	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014
1.3	Celda de línea - Seccionamiento	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014
1.4	Celda de medición	CE-220COU1C1ESBMD4	Celda	SEA	-	2014	2014
1.5	Celda de transformación	CE-220COU1C1EDBTR4	Celda	SEA	-	-	2014
1.6	Celda de acople	CE-220COU1C1EDBAC4	Celda	SEA	-	2014	2014
1.7	Transformador 220/60/23 kV - 60 MVA	TP-220060023-060CO1E	TP	SEA	-	2014	2014
2	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV FELAM-TIERRAS NUEVAS						
2.1	Celda de línea transformador hacia Tierras Nuevas	CE-060COU1C1ESBLT2	Celda	SEA	-	-	2014
2.2	Línea Transmisión 60kV Felam - Tierras Nuevas (28.15km)	LT-060COR0PMD0C1240A	Línea	SEA	-	-	2014
2.3	Celda Línea transformador hacia Felam	CE-060COU1C1ESBLT2	Celda	SEA	-	-	2014
3	SET TIERRAS NUEVAS 60/23kV - 30MVA						
3.1	Transformador 60/23 kV - 30 MVA	TP-060023-030CO1E	TP	SEA	-	-	2014
3.2	Celda de transformador 23 kV	CE-023COU1MCISBTR1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.3	Celda de Medición 23 kV	CE-023COU1MCISBMD1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.4	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.5	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.6	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.7	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
3.8	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014
4	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV PAMPA PAÑALA - TIERRAS NUEVAS						
4.1	Celda de línea transformador hacia Tierras Nuevas	CE-060COR1C1ESBLT2	Celda	PIT 17-21	2021	2020	2020
4.2	Línea Transmisión 60kV Tierras Nuevas - Pampa Pañalá	LT-060COR0PMS0C1240A	Línea	PIT 17-21	2021	2020	2020
4.3	Celda de línea creación de barra	CE-060COU1C1ESBL2	Celda	PIT 17-21	2021	2020	2020
4.4	Celda de línea hacia Pampa Pañalá	CE-060COU1C1ESBL2	Celda	PIT 17-21	2021	2020	2020
5	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV LA VIÑA - NUEVA MOTUPE						
5.1	Celda de línea-transformador hacia La Viña	CE-060COR1C1ESBLT2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
5.2	Línea Transmisión 60kV Nueva Motupe - La Viña	LT-060COR0PMS0C1240A	Línea	PIT 17-21	2017	2017	2017
5.3	Celda de línea hacia Nueva Motupe	CE-060COR1C1ESBL2	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
6	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV LAMBAYEQUE - ILLIMO						
6.1	Celda de línea hacia Lambayeque	CE-060COR1C1ESBL2	Celda	PIT 17-21	2017	2019	2019
6.2	Línea Transmisión 60kV Illimo - Lambayeque	LT-060COR0PMS0C1240A	Línea	PIT 17-21	2017	2019	2019
6.3	Celda de línea hacia Illimo	CE-060COR1C1ESBL2	Celda	PIT 17-21	2017	2019	2019
7	SET PAMPA PAÑALÁ 60/23KV						
7.1	Celda de Transformador 23 kV	CE-023COU1C1ESBTR1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
7.2	Celda de Medición 23kV	CE-023COU1C1ESBMD1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
7.3	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
7.4	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2020
8	COMPENSACIÓN 23KV - 3MVAR EN SET PAMPA PAÑALA						
8.1	Celda Compensador 23 kV, SET AT/MT Pampa Pañalá	CE-023COU1MCISBCC1	Celda	PIT 13-17	2014	2017	2022
8.2	Banco Capacitor 23 kV, 3 MVAR, SET AT/MT Pampa Pañalá	SC-023CO1BPEV-0001-3	Banco	PIT 13-17	2014	2017	2022
9	SET NUEVA MOTUPE 60/23KV						
9.1	Transformador 60/23/10 kV 20 MVA	TP-060023010-020CO1E	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
9.2	Celda de Transformador 23 kV	CE-023COU1C1ESBTR1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
9.3	Celda de Medición 23kV	CE-023COU1C1ESBMD1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
9.4	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
9.5	Celda Alimentador 23kV	CE-023COU1C1ESBAL1	Celda	PIT 17-21	2017	2017	2017
9.6	Celda Compensador 10 kV, SET AT/MT Nueva Motupe	CE-010COU1MCISBCC1	Celda	PIT 17-21	2017	2020	2017
9.7	Banco Capacitor 10 kV, 3 MVAR, SET AT/MT Nueva Motupe	SC-010CO1BPEV-0001-3	Banco	PIT 17-21	2017	2020	2017

Además de tomar en cuenta los criterios señalados en el Artículo 11 de la Norma Tarifas se ha considerado los requisitos exigidos en la propia definición del SEA.

Por tanto, para la fijación de las tarifas del Sistema Tierras Nuevas se ha demostrado que su dimensionamiento (oferta en el periodo de vida de la instalación – 30 años) guarda equilibrio con la demanda, es decir que corresponde a un SEA y; además, es la opción de menor costo conservando los estándares de calidad establecidos en la NTCSE según queda demostrado con el análisis de alternativas excluyentes entre sí, que se ha desarrollado en el ESTUDIO.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica que CVC ha enviado la lista de instalaciones que completan cada una de sus alternativas, la cual se entiende que las

que aparecen con el ítem “SEA” son las nuevas instalaciones necesarias a ser reconocidas en los planes de inversión.

Al respecto, se ha revisado que la información listada sea coherente con la información consignada en los archivos de sustento y archivos Digsilent, encontrándose las siguientes inconsistencias:

- Algunas instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2017-2021 no fueron tomadas en cuenta en la fecha que fueron aprobadas, sino tiempo después. Por ejemplo, LT 60 kV Nueva Motupe - Pampa Pañalá la cual fue aprobada para el 2021 sin embargo, recién aparece en los archivos de CVC el año 2028.
- No se ha identificado en el modelamiento de la alternativa 1, el Banco de Condensadores BC de 3 MVAR en la SET Pampa Pañalá aprobado en el PI 2013-2017 para el año 2014, con POC al año 2017.

Por otro lado, CVC no ha considerado los proyectos que son parte del Plan de Inversiones 2021-2025, así como del Plan de Inversiones 2025 – 2029, CVC no explica las razones por las cuales no se deben considerar estas instalaciones ya planificadas como parte del Plan de Inversiones.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

25. CVC debe evaluar la posibilidad de considerar la LT Felam – Tierras Nuevas, en un nivel de tensión de 60 kV (simple y doble terna). Al respecto, CVC debe demostrar que con estos niveles de tensión (60 kV) no era posible alimentar la demanda en Tierras Nuevas, y que, en consecuencia, era necesario considerar un nivel de tensión de 220 kV para el SEA. Para tal efecto, deberá considerar también la demanda actualizada producto de las observaciones anteriores.

De verificarse que es factible considerar las instalaciones en 60 kV, también debe ser consideradas por CVC en los análisis de alternativas.

Respuesta

En el análisis de alternativas excluyentes, que se desarrolla en el acápite 6.3 del ESTUDIO corregido, se ha incluido la alternativa propuesta a través de esta observación, ratificándose que la mejor alternativa técnica y económica (mínimo costo) es la del Sistema de Transmisión Felam - Tierras Nuevas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica que CVC como parte de su Alternativa 3 está considerando la línea de transmisión Felam – Tierras Nuevas 60 kV en simple terna, la cual no cuenta con problemas para alimentar la demanda en el largo plazo. Por otro lado, no ha realizado simulaciones considerando al LT en doble terna.

Además, en el numeral 10.3.3 de su PROPUESTA FINAL, señala que es necesario adelantar algunas inversiones, sin embargo, no aclara cuales son dichas inversiones que se requieren adelantar para el correcto funcionamiento del sistema.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

26. CVC debe aclarar respecto de qué elementos solicita el reconocimiento como parte del Sistema Tierras Nuevas, debido a que, en los formatos F-200, F-300 y F-500 están mezclados indistintamente con otros proyectos aprobados en los anteriores Planes de Inversión.

Respuesta

Los elementos para los cuales CVC Energía solicita el reconocimiento, corresponden a los mostrados en el cuadro de inversiones (para determinación del SEA) de la Alternativa 1: Sistema de Transmisión Felam - Tierras Nuevas, el mismo que se corresponde con el Cuadro N° 9 del ESTUDIO, que se reproduce a continuación:

Cuadro N° 9 Costo Medio Anual (CMA) del SEA

N°	Nombre del elemento	Módulo Estándar	Elemento	INSTALACION	Año según PIT	Año POC	Año Requerido	CMA(US\$)
SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO (SEA)								
1	SET FELAM 220KV							
1.1	Línea Transmisión 220KV Derivación SECHO - Felam (0.07km)	LT-220COROPMD0C1400A	Línea	SEA	-	2014	2014	1,302.09
1.2	Celda de línea - Seccionamiento	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014	189,707.15
1.3	Celda de línea - Seccionamiento	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014	189,707.15
1.4	Celda de medición	CE-220COU1C1ESBMD4	Celda	SEA	-	2014	2014	20,278.67
1.5	Celda de acople	CE-220COU1C1EDBAC4	Celda	SEA	-	2014	2014	159,656.03
2	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220KV FELAM-TIERRAS NUEVAS							
2.1	Celda de línea - Hacia Tierras Nuevas	CE-220COU1C1EDTL4	Celda	SEA	-	2014	2014	189,707.15
2.2	Línea Transmisión 220KV Felam - Tierras Nuevas (28.15km)	LT-220COROPMSOC1400A	Celda	SEA	-	2014	2014	340,738.61
2.3	Celda Línea transformador hacia Felam	CE-220COU1C1ESBLT4	Celda	SEA	-	2014	2014	114,818.00
3	SET TIERRAS NUEVAS 220/60/23kV - 60MVA							
3.1	Transformador 220/60/23 kV - 60 MVA	TP-220060023-060CO1E	TP	SEA	-	2014	2014	445,586.06
3.2	Celda de transformador 23 kV	CE-023COU1MCISBTR1	Celda	SEA	-	2014	2014	30,027.25
3.3	Celda de Medición 23 kV	CE-023COU1MCISBMD1	Celda	SEA	-	2014	2014	14,397.35
3.4	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014	13,785.12
3.5	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014	13,785.12
3.6	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014	13,785.12
3.7	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014	13,785.12
3.8	Celda de Alimentador 23 kV	CE-023COU1MCISBAL1	Celda	SEA	-	2014	2014	13,785.12

En el capítulo que corresponde al análisis de alternativas del ESTUDIO corregido se está indicando todos los elementos que son requeridos en cada una de ellas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, si bien como respuesta envía un cuadro de las inversiones las cuales solicita el reconocimiento; esta información no está clara en los Formatos enviados. Por ejemplo, en el Archivo "3.6. F-300_400_AD02 SEA", en los formatos "F-305" está mezclando los costos por los cuales pide reconocimiento, con los costos de instalaciones que fueron parte de los Planes de Inversiones anteriores, no habiendo una columna la cual se pueda distinguir si son parte del SEA el cual CVC solicita reconocimiento o estas instalaciones son parte de algún Plan de Inversiones ya aprobados con anterioridad.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

27. En ambas alternativas evaluadas, en el archivo "F-300_400_AD02 SEA", CVC está considerando para la evaluación de los costos de inversión las instalaciones existentes aprobadas en anteriores Planes de Inversión; sin embargo, estas instalaciones ya están siendo remuneradas como parte del SCT aprobado en los Planes de Inversión.

Por lo tanto, CVC debe retirar de la evaluación económica estas instalaciones que ya están construidas o proyectadas como parte del Plan de Inversiones. Caso contrario, deberá sustentar adecuadamente las razones que fundamenten el eventual no retiro.

Respuesta

Cuando se realiza el análisis de alternativas, excluyentes entre sí, se consideran para cada una de ellas todas las instalaciones que se requieren en el período de análisis comparativo (10 años), considerando las implementadas según los Planes de Inversión aprobados por Osinermin, las aprobadas en los Planes de Transmisión (PT) y, las que resultan necesarias para atender la demanda objetivo con capacidad suficiente y dentro de los estándares de calidad exigidos por la NTCSE.

Las valorizaciones de alternativas solo son para los fines comparativos y determinación de la de mínimo costo, no siendo necesariamente todas las que están pendientes de regulación tarifaria, pues como bien se señala en esta observación algunas ya están siendo remuneradas.

Análisis de Osinermin

Si bien, CVC aclara que la consideración de instalaciones que son parte del Plan de Inversiones solo las considera para fines comparativos de análisis de alternativas. Esto no queda claro en los archivos de sustento, tal como se describe en el Análisis de Osinermin a la observación anterior.

Por otro lado, de la PROPUESTA FINAL enviada por CVC, se verifica que sus archivos de cálculo (formatos, Digsilent, y ESTUDIO) está considerando como año base el 2014, año el cual estaba vigente el Plan de inversiones 2013-2017, y que CVC toma como referencia para desarrollar el análisis de alternativas de su PROPUESTA FINAL. Al respecto, del análisis efectuado en el numeral 6.1 del presente informe el año base a considerar debe ser el año 2019, con lo cual se debería considerar las instalaciones a dicho año.

Finalmente, Osinermin ha replanteado el cálculo del SEA realizado por CVC con la finalidad de tener alternativas viables que puedan utilizar un análisis técnico económico.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

28. En ambas alternativas evaluadas, CVC está considerando los costos de los terrenos de 30 USD/m² para las SET Felam y SET Tierras Nuevas. Sin embargo, según los literales e) y f) de la cláusula sexta del "Contrato de Obligación de Hacer", se indica que la servidumbre de las líneas y el terreno de las subestaciones fueron entregados sin costo a CVC, tal y como se muestra a continuación:

- e) Permitir que Coelvisac utilice la faja de servidumbre sin costo adicional para Coelvisac, para que ésta pueda utilizarla con fines de construcción, operación y mantenimiento de la Línea de Transmisión y Subestaciones; asimismo, para la operación y mantenimiento de las nuevas redes que Coelvisac construya dentro de la Áreas de Aprovechamiento Económico , en caso sea necesario para la atención de los Usuarios.
- f) Permitir que Coelvisac, sin costo adicional, use el terreno para la SE Subestación Tierras Nuevas con un área de 10.24 hectáreas para la edificación y construcción de las subestaciones para la atención de la zona;

En consecuencia, CVC debe considerar un costo de 0 USD/m² como terreno de las subestaciones, caso contrario debe enviar sustento del reconocimiento de los costos propuestos.

Respuesta

Las servidumbres y el terreno para la SET Tierras Nuevas fueron cedidas por el GORE Lambayeque (a través de H2OImos, mediante el Contrato de Obligación de Hacer) a cambio de parte de la alícuota de 5% sobre el Proyecto Energético Tierras Nuevas que, bajo los términos del Contrato de Transferencia de Alícuotas, se mantiene como parte de los activos de la Concesión de Riego y que serán transferidos al GORE Lambayeque una vez que finalice la Concesión de Riego. En este sentido los terrenos no tienen un costo de USD 0,00 como se indica en esta observación, pues han sido cedidos a cambio de parte de la inversión realizada por CVC Energía respecto a dicho 5%.

Para el ESTUDIO corregido se ha determinado el área según el criterio que se establece en la Base de Datos de Costos de Módulos Estándar de Transmisión y, por similitud, el costo de terreno para la SET Felam se ha considerado el estimado para la SET Sureños en el proceso de aprobación del PI 2025-2029.

Análisis de Osinermin

Cabe precisar que los concesionarios de electricidad tienen derecho a utilizar a título gratuito los bienes del Estado, por lo tanto no corresponde reconocimiento de costos de terreno para las servidumbres y el terreno de la SET Tierras Nuevas, conforme a lo establecido en el literal a) del artículo 109 de la LCE, en el que se señala que los concesionarios están facultados a usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de propiedad del Estado o municipal, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, de acuerdo a la cláusula cuarta de la Quinta Adenda del Contrato de Concesión entre H2OImos y el GORE Lambayeque, este último ratifica que todos los derechos de servidumbre de ocupación y de electroducto y/o derechos sobre tierras a favor de H2OImos y/o a favor del concesionario titular de la concesión de distribución han sido otorgados de manera gratuita, no es un pago mensual de un alquiler que se tenga que remunerar o un pago por una compra de terrenos que se tenga que reconocer.

En ese sentido, se considera que las servidumbres del Sistema Tierras Nuevas se han otorgado de manera gratuita para su uso por CVC, lo que no genera un costo que se tenga que incorporar al cálculo del SEA de dicho sistema.

CLÁUSULA CUARTA: GESTIONES DE CARGO DEL CONCEDENTE

Conforme se ha señalado en el numeral 1.10 de la presente Adenda, el Concedente ha ejecutado los procedimientos de imposición de servidumbres perpetuas requeridos por H2OImos para la ejecución de las Obras, incluyendo la imposición de servidumbres que serían utilizadas para la implementación de la Línea de Transmisión, las mismas que han sido debidamente impuestas por la Autoridad Gubernamental competente, inscritas en los registros públicos y transferidas en dominio fiduciario a favor del Fideicomiso de Tierras; no obstante ello, el Concedente se obliga a realizar todos y cada uno de los actos (incluyendo instrucciones al Fiduciario del Fideicomiso de Tierras) a efecto de otorgar de manera gratuita derechos de servidumbres, ya sean de ocupación y de electroducto y/o derechos sobre tierras, a favor del Concesionario y/o del concesionario titular de la concesión de distribución, únicamente sobre áreas que a la fecha de suscripción de la presente Adenda se encuentran en dominio fiduciario a favor del Fideicomiso de Tierras para que lleve a cabo las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura detallada en el Anexo 1, de conformidad con lo establecido por el artículo 110° y siguientes de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada mediante Decreto Ley N° 25844, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Además, CVC no sustenta de manera documentada el valor del costo del terreno; por ejemplo, con un contrato de compra y venta donde se pueda revisar el costo unitario del terreno así como el área de la subestación.

Por último, cabe señalar que los costos de terreno estimados utilizado para realizar el análisis de alternativas de proyectos correspondientes a los Planes de Inversiones, son costos referenciales para determinar una mejor alternativa de inversión. Para el reconocimiento del costo real del terreno, las empresas deben enviar un documento que sustente que han realizado dicha compra y donde se pueda determinar el costo unitario del terreno; como, por ejemplo, un contrato de compra y venta.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

29. CVC presenta el resumen de pérdidas de ambas alternativas evaluadas, sin embargo, estas no pueden ser trazables, ya que no se indica qué elementos están siendo considerados para la obtención de los valores presentados en el Cuadro N° 4 y Cuadro N° 6 de su ESTUDIO.

Asimismo, los valores de Pérdidas de Potencia (MW) que se utilizan en el archivo "Perdidas Transmisión AD02" para la Selección de la Alternativa Óptima - SEA de las 02 alternativas, no presentan ningún vínculo o trazabilidad. En tal sentido, CVC debe presentar el resumen de pérdidas de ambas alternativas, de manera tal que pueda realizarse el seguimiento de los valores.

Respuesta

En el Anexo N° 2 "Análisis Eléctrico" se presentan los valores de Pérdidas de Potencia obtenidas de los flujos de potencia realizados para cada una de las tres alternativas que se analizan en el ESTUDIO corregido, verificando la vinculación que permita la trazabilidad requerida.

Análisis de Osinermin

Se verifica que CVC, junto a su PROPUESTA FINAL ha presentado dentro de la carpeta "Anexo 2. Análisis eléctrico", los archivos .xlsx "perdidas Alt1", "perdidas Alt2" y "perdidas Alt3", los cuales contienen el resumen de pérdidas de cada alternativa de manera trazable, identificando las pérdidas eléctricas de las líneas de transmisión y transformadores de 2 y 3 devanados. Asimismo, se ha verificado que los valores de pérdidas eléctricas coinciden con los resultados del flujo de carga del archivo de flujo presentado.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

30. El factor de carga que se utiliza en el archivo "Perdidas Transmisión AD02" consideran un valor de 0,23; sin embargo, no se indica de donde se ha extraído. De ese modo, CVC debe precisar el origen de dicho valor FC y/o sustentarlo.

Respuesta

El valor de 0,23 corresponde al factor de carga que Osinermin ha utilizado para la valorización de las pérdidas en el AD2, en el proceso de aprobación del PI 2025-2029.

Análisis de Osinermin

Se ha verificado que el valor del factor de carga utilizado en el archivo "Perdidas Transmisión AD02" coincide con el factor de carga empleado en el Análisis de Alternativas del AD2, que corresponde a la Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

31. Para la programación de las inversiones necesarias, éstas deben constituir soluciones integrales en un horizonte de 30 años, tal como se indica en el numeral 5.9.4. de la Norma tarifas:
 - La Alternativa 2 es una alternativa a mediano plazo (10 años), tal como CVC indica en su ESTUDIO, por lo que, se debe replantear con la finalidad de brindar soluciones para los 30 años.
 - Asimismo, se observa que CVC está considerando la implementación de 02 bancos de condensadores de 20 Mvar en 60 kV en las SET Tierras Nuevas y Illimo, para los cuales CVC debe sustentar técnicamente su uso.

Respuesta

Precisamente en el ESTUDIO se comprueba que el Sistema Tierras Nuevas es la única solución para el periodo de 30 años que se menciona en el numeral 5.9.4 de la Norma Tarifas; toda vez que la Alternativa 2 analizada, no es viable operativamente a partir del año 13 (2026) y la Alternativa 3 se encarece (superando ampliamente a los costos de la

Alternativa 1) debido a que requiere de múltiples refuerzos de transmisión y capacidad de transformación.

No obstante, el análisis comparativo de las alternativas excluyentes se realiza en un horizonte de 10 años sólo para determinar cuál de ellas es la más eficiente técnica y económicamente (criterio de mínimo costo), tal como lo establece la Norma Tarifas en su numeral 5.9.3. y 11.3.

Los capacitores de 20 MVAR considerados para las simulaciones obedecen al hecho que en los módulos estándar aprobados por Osinermin son los mínimos establecidos para el nivel de tensión de 60 kV, no obstante atendiendo esta observación en el sentido de considerar los capacitores implementados (3 MVAR en 22.9 kV en la SET Pampa Pañalá en el año 2017 y 3 MVAR en 10 kV en la SET Nueva Motupe en el año 2020) según los PIT's aprobados, se ha extrapolado los costos para la magnitud de los nuevos capacitores que resultan necesarios en las alternativas en 60 kV (Bajo la Alternativa 2: 15 MVAR en la SET Tierras Nuevas el año 2019).

Análisis de Osinermin

Respecto a lo indicado por CVC sobre su Alternativa 2 de su PROPUESTA FINAL, la cual mencionan que no es viable operativamente a partir del año 13 (2026). Es importante indicar que, de la revisión al archivo de flujo presentado en su PROPUESTA FINAL, se ha identificado al año 10 (2023) leve caída de tensión en la SET Pampa Pañalá, considerando la alternativa 2 implementada. Asimismo, se ha verificado que a partir del año 2026 el sistema no converge indicando que la alternativa es incompleta pues necesita de algún proyecto más robusto. En ese sentido, se ha identificado que CVC no ha replanteado adecuadamente la alternativa 2, esto con el fin de demostrar que las alternativas sean soluciones integrales en un horizonte de 30 años.

Por lo tanto, la Alternativa 2 no puede ser considerada una alternativa a evaluación, debido a que se encuentra incompleta pues no es una solución integral en un horizonte de 30 años (no es comparable con las otras), además que no cumple con el criterio de ser excluyente respecto a las otras alternativas, tal como se especifica en el numeral 5.7.4 de la Norma Tarifas.

Respecto a la implementación de los 2 bancos de condensadores de 20 Mvar en 60 kV en las SETs Tierras Nuevas y Illimo, se ha identificado que en la PROPUESTA FINAL han retirado de la alternativa 2 el Banco de Condensadores en la SET Illimo, además que, el Banco de Condensadores en 60 kV que ahora consideran para la SET Tierras Nuevas es de 15 Mvar. Al respecto, CVC no ha sustentado técnicamente el uso de este Banco de Condensadores en 60 kV, pues inyectar gran cantidad de reactivos al sistema puede originar problemas adicionales. No obstante, se ha verificado que el Banco de Condensadores en 60 kV instalado en la SET Tierras Nuevas, cumple el fin de mantener el perfil de tensiones del sistema evaluado dentro de lo tolerancia establecida.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

Respecto a la Alternativa 1: Sistema 220 kV Felam – Tierras Nuevas

32. Respecto al archivo "F-300_400_AD02 SEA", CVC debe indicar el motivo por el cual está considerando dentro de los costos de análisis de alternativas, los costos de la LT 60 kV Tierras Nuevas – Pampa Pañala, y la SET Pampa Pañala; dado que, estas

instalaciones son remuneradas actualmente como instalaciones parte del Plan de Inversiones.

Respuesta

La respuesta dada a la observación 27 es válida como respuesta a esta observación.

Cabe agregar que la LT 60 kV Tierras Nuevas – Pampa Pañala (que entró en servicio el 27 de Octubre de 2020) y la SET Pampa Pañala (que entró en servicio el 6 de Julio de 2017) han sido implementadas dentro del período de análisis de alternativas (2014-2023), por lo que han sido consideradas dentro del análisis según el año en el que son requeridos y por ende en la comparación, pero no por ello se está planteando el reconocimiento o regulación de las mismas, pues como bien se señala en esta observación ya están siendo remuneradas por todos los consumidores de energía eléctrica ubicados en el AD2.

Análisis de Osinermin

La respuesta dada por CVC se evalúa en el Análisis de Osinermin a la Observación N° 27.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

33. Respecto a la SET Felam:

- a) CVC debe sustentar técnicamente la necesidad de considerar la configuración en SET Felam con una configuración doble barra con seccionador de transferencia; caso contrario debe utilizar una configuración simple barra, tal como sugiere el numeral 12.1.8.g de la Norma Tarifas. La propuesta de una configuración distinta a la indicada, deberá ser debidamente sustentada.
- b) CVC debe enviar sustento del costo y área del terreno utilizado en el SET Felam; así como la potencia en su transformador de SSAA.
- c) CVC debe sustentar el uso de una celda de acoplamiento en la SET Felam, así como indicar la no inclusión de la celda de medición 220 kV.

Respuesta

Según se señala en el numeral 4.2 del Informe COES/DP-SNP-EPO-035-2013, de fecha 28 de octubre 2013, el punto de conexión al SEIN (SET Felam) del Sistema Tierras Nuevas es considerado como parte de un Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR), en mérito al procedimiento técnico PR-20, el cual en su versión vigente del año 2014 al respecto establece como criterio mínimo para el diseño de este tipo de sistema, lo siguiente:

Para el STTR:

Pacios de llaves en 220 y 138kV	<input type="checkbox"/> Doble Barra con simple interruptor mas barra de transferencia. <input type="checkbox"/> Doble Barra con simple interruptor mas seccionador de transferencia <input type="checkbox"/> Doble barra con simple interruptor (sin transferencia)*.
---------------------------------	--

(*) No aplica para 220 kV.

Lo cual fundamenta la decisión, en el año 2014, de implementar el sistema en doble barra en la SET Felam, con su respectiva celda de acoplamiento.

Se está incluyendo una sola celda de medición, ya que ésta se tiene distribuida entre ambas barras, para fines de sincronización del acople.

En cuanto al terreno, la respuesta a la observación 28 es válida como respuesta a esta parte de la observación.

Sobre la capacidad del transformador de servicios auxiliares de 160 kVA, solo con fines de valorización se ha considerado una magnitud característica para SET's en 220 kV, aunque el transformador de SSAA que viene operando en la SET Felam es de 60 kVA está previsto cambiarlo con uno de 160 KVA ante la inminente ampliación de esta subestación y el que viene operando en la SET Tierras Nuevas de 350 kVA se justifica por su mayor número de equipamiento que alberga.

Análisis de Osinergmin

Al respecto se debe indicar lo siguiente:

- a) CVC hace referencia al numeral 4.2 del Informe COES/DP-SNP-EPO-035-2013, sin embargo, no adjunta dicho informe como parte del sustento. También se debe tener en consideración que el Sistema Tierras Nuevas en un proyecto correspondiente a un Sistema Complementario para alimentar la necesidad de una demanda eléctrica, el cual dará uso el AD2; por lo que, según lo indicado en el numeral 12.1.8.g de la Norma Tarifas al no haber un sustento técnico sobre la necesidad de considerar un sistema doble barra con transferencia, corresponde seguir considerándolo como simple barra.
- b) Respecto al área del terreno, fue evaluado en el Análisis de Osinergmin de la observación N° 28, por lo cual se está considerando un costo cero del terreno.

Por otro lado, respecto a la potencia de los servicios auxiliares; CVC no envía un sustento claro, cómo por ejemplo el cuadro de cargas y placa de transformadores donde se muestre el dimensionamiento real de los transformadores, tan solo se limita a describir la potencia de dichos trafos. Por lo tanto, se está considerando para la SET Felam una potencia de 50 kVA (el cual es el estándar más cercano a un transformador de SSAA de 60 kVA) y el de la SET Tierras Nuevas una potencia de 160 kVA, reconocido para subestaciones de estas características.

- c) Respecto a la celda de acoplamiento, no correspondería su inclusión debido a que se está considerando como una instalación en simple barra; por la misma razón, tampoco correspondería considerar la celda de medición ya que CVC señala que esto se utilizaría para sincronizar el acople entre barras.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

34. Respecto a la SET Tierras Nuevas:

- a) CVC debe sustentar la necesidad de considerar la celda de línea transformador en 60 kV, dado que esta instalación ya está siendo remunerada, desde el proceso de Liquidación de Peajes y Compensaciones SST y SCT del año 2021.
- b) CVC debe sustentar la necesidad de considerar un transformador de 60 MVA, para esto debe presentar los formatos F-202 y F-203.
- c) CVC debe sustentar la cantidad de celdas de alimentador necesarias, para esto debe presentar el formato F-204. Cabe señalar que, en este punto, se debe distinguir entre demanda libre y regulada.

Respuesta

La celda línea-transformador en 60 kV se considera sólo para fines de evaluación de las alternativas excluyentes entre sí, y no para efectos de regulación, ya que como bien se señala en esta observación ya está siendo remunerada.

En cuanto al transformador de 60 MVA cabe hacer notar que en solo 9 años ha alcanzado una carga de 42 MW, que equivale a 82% de su capacidad, siendo necesario en el corto plazo la implementación de un segundo transformador de la misma capacidad, respecto a los formatos F-202 y F-203 cabe precisar que esta evaluación no es aplicable para el presente caso ya que el periodo de análisis de 10 años se da con demanda histórica no siendo necesario evaluar el F-202 (cargabilidad de SET Existentes) y F-203 (Traslados de cargas entre SET's).

Sobre el número de celdas MT, se han considerado las existentes, ya que responden a las reales necesidades y a la forma de cómo se ha desarrollado la topología de la red MT en la zona de Olmos.

En la nueva versión del ESTUDIO se anexan todos los formatos correspondientes.

Análisis de Osinergmin

Al respecto se debe indicar lo siguiente:

- a) Respecto a la celda de línea transformador, CVC aclara que corresponde solo a fines comparativos.
- b) Respecto a la utilización de los formatos F-202 y F-204 estas fueron solicitadas con la finalidad de revisar la real necesidad del dimensionamiento de estas instalaciones en el horizonte de estudio; sin embargo, CVC no envió dicha documentación que ayude a realizar este contraste. Sin perjuicio a lo señalado, se revisó los archivos F-200 del Plan de Inversiones 2025-2029, verificando que el dimensionamiento del transformador y las celdas son los adecuados para cubrir las necesidades del sistema.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Respecto a la Alternativa 2: Repotenciación en 60 kV

35. Respecto al archivo "F-300_400_AD02 SEA", CVC debe indicar el motivo por el cual está considerando dentro de los costos de análisis de alternativas, los costos de elementos que son remunerados actualmente como instalaciones parte del Plan de Inversiones, por ejemplo, la LT 60 kV La Viña – Nueva Motupe 240 mm², entre otras.

Respuesta

La respuesta dada a las observaciones 27 y 34 son válida como respuesta a esta observación.

Análisis de Osinergmin

La respuesta dada por CVC se evalúa en el Análisis de Osinergmin a la Observación N° 27.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

36. CVC debe realizar la distinción entre las instalaciones que son parte del Plan de Inversiones y los reforzamientos adicionales que considera se deben ejecutar para alimentar la demanda establecida en la SET Tierras Nuevas y SET Pampa Pañala.

Respuesta

La respuesta dada a la observación 27 es válida como respuesta a esta observación. Cabe mencionar que tanto en los cuadros de inversión de cada alternativa como en los diagramas unifilares correspondientes se están indicando estos detalles.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, CVC solo precisa cuales instalaciones son parte del SEA, sin embargo, sobre el resto de instalaciones que son parte de su análisis de alternativas no se distingue si estas son parte de los planes de inversiones, o son reforzos adicionales necesarios para hacer viable la alternativa planteada.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Respecto a los formatos

37. CVC ha presentado los Formatos F-100, F-200, F-300 y F-500; al respecto CVC debe indicar cuál es la fuente que ha tomado como referencia para los formatos. Indicar a qué

Plan de Inversiones pertenecen.

Respuesta

Se presenta el formato

- F-100: como está dicho, contiene data real y proyectada por Osinerghmin en el proceso PI 2025-2029.
- F-200: Este formato tiene su origen en el F-100, y el equipamiento corresponde a los códigos de módulos estándar de transmisión vigentes en el año 2014.
- F-300: Este formato tiene su origen en el F-200 y los costos de módulos estándar de transmisión vigentes en el año 2014.
- F-500: considera información correspondiente a los periodos de fijación de peajes 17-21 y 21-25 de Osinerghmin, así como la demanda histórica extraída de los procesos de liquidación anual de ingresos por aplicación del peaje anteriores.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se ha revisado los archivos enviados por CVC donde se verifica que ya se tiene una trazabilidad en la información enviada.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

38. Los formatos deben estar relacionados desde el Año Base que CVC solicita la regulación. A manera de ejemplo, en caso CVC indique que se debe regular desde su fecha POC, estos formatos deben estar actualizados con la información desde el año 2014 hasta la proyección del 2043.

Respuesta

Todos los formatos presentados están relacionados tomando como base el año 2014, toda vez que la POC del sistema de transmisión Felam-Tierras Nuevas se da el 31 de octubre.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que CVC está considerando como año Base el 2014, y que sus cálculos (Formatos, digsilent, etc.) consideran dicho año 2014. Sin embargo, como se indicó en el numeral 6.1 del presente informe, corresponde considerar al año base el año 2019, por lo que, los cálculos se debieron realizar tomando el 2019 como referencia.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Respecto al archivo Digsilent

39. Respecto al proyecto nueva SET Pampa Pañalá, CVC está realizando el modelamiento de la SET Tierras Nuevas a partir del año 2017 y recién realiza la conexión a la SET Nueva Motupe para el año 2028.

Sin embargo, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones que se tuvo en el planeamiento de la transmisión:

Instalación	Año Previsto	Año POC
SET Nueva Motupe	2017	2017
LT 60 kV, La Viña – Nueva Motupe	2017	2017
SET Pampa Pañala	2014	2017
LT 60 kV, Motupe – Pampa Pañala, 29.4 km	2014	2017
LT 60 kV, Tierras Nuevas - Pampa Pañala, 27 km	2021	2020
LT 60 kV, Lambayeque – Illimo	2017	2019

Al respecto, CVC debe corregir o caso contrario sustentar el motivo por el cual no está considerando estas instalaciones en su modelamiento.

Respuesta

Bajo la Alternativa 1 (220 kV) algunas instalaciones resultas eficientemente postergadas en el tiempo y bajo las Alternativa 2 y 3 (60 kV) resulta necesario adelantarlas, respecto a su real POC.

No obstante, en atención a esta observación, se han realizado los cambios en los archivos DigSILENT considerando, en lo posible, las POC de cada una de las instalaciones existentes, teniéndose como resultado que la alternativa de implementar el Sistema Tierras Nuevas continúa siendo la mejor opción técnica y económica.

Análisis de Osinergmin

De la revisión al archivo de flujo, se ha verificado que CVC está considerando su criterio descrito respecto a postergar o adelantar eficientemente en el tiempo algunas instalaciones eléctricas que fueron resultado del planeamiento de los planes de inversiones en transmisión a necesidad del sistema eléctrico. De la revisión a los casos de estudio de los años que pertenecen al horizonte de 10 años, se han identificado caídas de tensión en las barras de las SETs Motupe, Olmos y Occidente al año 2020 para las 3 alternativas respectivamente.

Por lo cual, CVC debe de aplicar el criterio que utiliza, para todos los años - casos de estudio en el archivo de flujo - del horizonte de estudio, asegurándose que el sistema que ya cuenta con la implementación de cada alternativa respectivamente, se encuentre operando sin ningún problema.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Respecto a la Alternativa 1: Sistema 220 kV Felam – Tierras Nuevas

40. Respecto al caso de estudio del año 2014, se ha identificado que no se está modelando los elementos “LT 60 kV Motupe-Pampa Pañalá” (posteriormente SET Nueva Motupe) y “SET Pampa Pañalá”, aprobados en el Plan de Inversiones para el período 2013-2017.

Respecto al caso de estudio del año 2017, no se está modelando el “Banco Capacitor 10 kV, 3 Mvar en la SET Nueva Motupe”, la “SET Nueva Motupe de 20 MVA”, la “LT 60 kV Nueva Motupe-La Viña” y la “LT 60 kV Nueva Motupe-Pampa Pañalá”, por lo cual, CVC debe de reflejar ello en el modelamiento del archivo de flujo a partir del año 2017. Caso contrario, corresponderá que sustente el apartamiento de dicho criterio.

Respuesta

Como está dicho en la respuesta a la anterior observación, se han realizado los cambios en los archivos DigSILENT considerando, en lo posible, las fechas de las respectivas POC de las instalaciones aprobadas en los PIT's.

Por ejemplo, la LT 60 kV Nueva Motupe-Pampa Pañalá; bajo la Alternativa 1 resulta necesaria su implementación en el año 2028, sin embargo, bajo la Alternativa 2 (60 kV) se considera su implementación desde al año 2014 a fin de cumplir el objetivo de atender la demanda de Tierras Nuevas y Pampa Pañala desde este año.

Análisis de Osinergmin

De la revisión al archivo de flujo, se ha verificado que CVC está considerando como criterio postergar o adelantar eficientemente en el tiempo algunas instalaciones eléctricas que fueron resultado del planeamiento de los planes de inversiones en transmisión a necesidad del sistema eléctrico. Sin embargo, Osinergmin ha replanteado el criterio de determinación del SEA realizado por CVC con la finalidad de tener alternativas viables que puedan ser comparables en un análisis técnico económico considerándolo para el periodo de análisis 2019 al 2028.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

41. Respecto al caso de estudio del año 2020, se ha identificado que no se está modelando el “Banco Capacitor 10 kV, 3 Mvar en la SET Illimo” para dicho año.

Por tanto, CVC debe revisar el modelamiento de dichas instalaciones y considerarlos en el archivo de flujo; caso contrario, debe de explicar las razones por las cuales no correspondería su modelamiento.

Respuesta

Dicho capacitor aún no ha sido implementado, por esta razón no corresponde incluirlo en el modelamiento, ya que resulta más eficiente la implementación de bancos de capacitores de mayor capacidad y en otras SET's.

Análisis de Osinergmin

De la evaluación al archivo de flujo que ha presentado CVC:

- Respecto a la Alternativa 1, se verifica que no existe la necesidad de implementar el BC en la SET Íllimo pues como se verifica el sistema se encuentra funcionando adecuadamente sin el elemento; sin embargo, en el caso de estudio del año 2020 se verifica su necesidad para superar los problemas de caída de tensión que se identifican en las barras de las SETs Motupe, Olmos y Occidente.
- Respecto a las Alternativas 2 y 3, de la misma forma se verifica que no existe la necesidad de implementar el BC en la SET Íllimo pues el sistema se encuentra funcionando adecuadamente con los elementos que conforman las respectivas alternativas; sin embargo, en el caso de estudio del año 2020 se verifica su necesidad para superar los problemas de caída de tensión que se identifican en las barras de las SETs Motupe, Olmos y Occidente.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

42. Respecto al caso de estudio del año 2028, se han identificado las siguientes inconsistencias:

- Respecto a la LT 60 kV Pampa Pañalá – Nueva Motupe, se evidencia que CVC considera el modelamiento de la instalación a partir del año 2028. Sin embargo, la instalación fue aprobada para el 2014 y ejecutada el año 2017. Deberá corregir el modelamiento desde el año 2017 o sustentarlo.
- Respecto al modelamiento a partir del caso de estudio del año 2028, CVC está considerando el seccionamiento de la LT 60 kV La Viña – Motupe; CVC debe sustentar el motivo por el cual realiza esta modificación.
- Se ha identificado que el transformador de 9 MVA de la SET Motupe está considerado como contingencia; por lo que CVC debe sustentar el motivo por el cual realiza esta modificación.
- Se ha identificado que se está modelando un transformador de 60 MVA en la SET Tierras Nuevas que está en paralelo al transformador existente; motivo por el cual CVC debe sustentar el motivo por el cual realiza esta modificación.

Respuesta

Como está explicado, bajo la Alternativa 1 (220 kV) algunas instalaciones resultan más eficientes postergadas en el tiempo, como lo es el caso de la línea Nueva Motupe – Pampa Pañalá que resulta necesaria recién en el año 2028.

En los hechos reales, la línea Nueva Motupe – Pampa Pañalá con POC en el año 2017 se ha mantenido tensionada prácticamente sin carga en la SET Pampa Pañala y, en el año 2020 con la POC de la línea Tierras Nuevas – Pampa Pañalá la empresa Electronorte S.A decidió abrir el interruptor de esta línea en la SET Nueva Motupe hasta el año 2021 en que cerró dicho interruptor y abrió en la SET La Viña el interruptor de la línea Illimo – La Viña a fin de descargar la SET Chiclayo Oeste. Estado operativo que se mantiene hasta la fecha.

En el año 2028 el transformador de 9 MVA de la SET Motupe no figura en los flujos de potencia debido a que en el año 2023 toda la carga de esta pequeña subestación ha sido transferida a la SET Nueva Motupe.

Análisis de Osinermin

De la revisión al archivo de flujo, se ha verificado que CVC está considerando como criterio postergar o adelantar eficientemente en el tiempo algunas instalaciones eléctricas que fueron resultado del planeamiento de los planes de inversiones en transmisión a necesidad del sistema eléctrico. Sin embargo, como se indica en el numeral 6.3 del presente Informe Técnico se replanteó la metodología de determinación del SEA considerada por CVC.

Respecto al modelamiento del seccionamiento de la LT 60 kV La Viña – Motupe y a la contingencia del transformador de 9 MVA de la SET Motupe, CVC sustenta que estos cambios son producto de un tema operativo; sin embargo, ello no se encuentra sustentado en la planificación de los diversos planes de inversión en transmisión. En ese sentido, el modelamiento no debe considerar estos cambios.

Respecto al modelamiento de un transformador de 60 MVA en la SET Tierras Nuevas que está en paralelo al transformador existente, CVC no ha sustentado el motivo de esta implementación; la cual no se verifica si es por incremento de capacidad o por temas operativos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Respecto a la Alternativa 2: Repotenciación en 60 kV

43. Se observa que CVC valoriza “Bancos de Condensadores de 20 MVAR” tanto para la SET Tierras Nuevas como para la SET Illimo; sin embargo, en el período de evaluación para el SEA (2014 – 2023) propuesto por CVC, utiliza 15 MVAR en la SET Tierras Nuevas y 10 MVAR para la SET Illimo. En ese sentido, se requiere que CVC sustente el dimensionamiento de estos elementos, sobre los cuales, no utiliza toda su capacidad.

Respecto al caso de estudio del año 2014, se identifica que el archivo de flujo no tiene coherencia con el formato F-300_400_AD02 SEA, debido a que en dicho formato se considera un Banco Capacitor 10 kV, 3 MVAR en la SET Nueva Motupe; sin embargo, este elemento no se encuentra modelado en el archivo de flujo. En tal sentido, CVC debe precisar cuál es el motivo que genera la inconsistencia advertida por Osinermin y, de ser el caso, subsanarla.

[Respuesta](#)

Se reitera que los capacitores de 20 MVAR considerados para las simulaciones obedecen al hecho que en los módulos estándar son los mínimos establecidos para el nivel de tensión de 60 kV, no obstante atendiendo lo observado por Osinermin en el sentido que debe considerarse los capacitores implementados (3 MVAR en 22.9 kV en la SET Pampa Pañalá en el año 2017 y 3 MVAR en 10 kV en la SET Nueva Motupe en el año 2020) según los PIT´s aprobados, se ha extrapolado los costos para la magnitud de los nuevos capacitores que resultan necesarios en las Alternativas 2 y 3.

Análisis de Osinermin

Respecto al modelamiento de los BC en la SET Tierras Nuevas e Illimo, en el archivo de flujo de la PROPUESTA FINAL se ha verificado que ya no se está considerando el BC de la SET Illimo, así como, el BC que ahora se plantea en la SET Tierras Nuevas es

de 15 MVAR. Sin embargo, CVC no ha presentado el sustento del dimensionamiento de este elemento.

Respecto a la coherencia entre el archivo de valorización “3.6. F-300_400_AD02 SEA” y el archivo de flujo “Archivo SEA” para cada alternativa. Se verifica la coherencia entre ambos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Sobre el numeral 7 denominado “Costo Medio Anual”

44. Como se indicó en las observaciones anteriores “Respecto a la Alternativa 1: Sistema 220 kV Felam – Tierras Nuevas”; CVC debe sustentar técnicamente las instalaciones consideradas para el cálculo del SEA, principalmente en relación a lo siguiente:

- Configuración doble barra con seccionador de transferencia en SET Felam.
- Capacidad del transformador en SET Tierras Nuevas
- Consideración de cinco celdas de alimentador en 23 kV de la SET Tierras Nuevas.

Por lo tanto, para la consideración del CMA del proyecto a ser reconocido, debe estar claro los elementos que componen esta instalación; para ello, deben considerarse los módulos estándares vigentes al respectivo año que corresponde.

Asimismo, según sea el caso, una vez sustentado el año base, deberá aplicarse los módulos estándares asociadas a dicha oportunidad y no precisamente emplear los módulos estándares de la fecha de implementación del proyecto, según sostiene CVC. De la información presentada, el proyecto inició en el año 2014 atendiendo solamente a la demanda de los usuarios originarios del Contrato de Concesión de H2OImos.

Respuesta

Las respuestas dadas a las observaciones 33 y 34, son válidas como respuesta a las viñetas señaladas en esta observación.

Para la determinación del CMA, se consideran los elementos que conforman el Sistema Tierras Nuevas, materia de la presente regulación, los mismos que se señalan claramente en el Cuadro N° 9 del ESTUDIO, todos ellos valorizados con la Base de Datos de Costos de Módulos Estándares en Transmisión vigente en el año 2014.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, esta observación fue evaluado en el en el Análisis de Osinergmin a la observación N° 33 y N° 34, donde se consideraron absueltos en parte.

Por otro lado, respecto a la BDME a utilizar, se considera correcta la utilización de la BDME al año 2014, dado que, corresponde al año en la que entró en servicio el Sistema Tierras Nuevas, independiente de la fecha de conexión del tercero.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Sobre el numeral 8.2 denominado “Peaje unitario a cargo del AD2”

45. La normativa considera la fecha de conexión, como la fecha a partir de la cual se deben considerar los pagos correspondientes al uso de la infraestructura eléctrica, por parte del tercero. En ese sentido, CVC debe sustentar normativamente la razón de considerar el año 2017, fecha en la que, de acuerdo a su propuesta bajaron los peajes y los Factores de Pedidas Medias, como el año a partir del cual el AD2 debe comenzar a realizar los pagos y no el año en que se conectó el SCT Felam-Tierras Nuevas.

Respuesta

Las respuestas dadas a la observación 7, son válidas como respuesta a esta observación.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, esta observación fue evaluado en el Análisis de Osinergmin a la observación N° 7, donde se consideró absuelta en parte.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

46. De igual manera, respecto a los cálculos realizados, CVC debe sustentar la normativa por la que considera la actualización anual del CMA en su propuesta. Esto debido a que, de acuerdo a la normativa vigente, el CMA se debe actualizar en cada fijación y no anualmente.

Respuesta

Es correcta la observación, en la nueva versión del ESTUDIO se ha realizado la actualización del CMA en cada fijación de Peajes (años 2017 y 2021).

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha verificado que CVC actualizó los Formatos F-500 utilizados por CVC (archivos Excel 3.7, 3.8 y 3.9 de su Anexo 3), donde se verifica que está realizando la actualización de los CMA para el año 2017 (fecha donde considera ingreso el tercero), 2021 (año de fijación tarifaria) y 2023 (ultima data disponible); y no todos los años como en su PROPUESTA INICIAL.

Sin embargo, como se señaló en el numeral 6.1, la fecha de conexión del tercero es el 2019, fecha donde corresponde actualizar el CMA; la segunda actualización corresponde al año 2021, año de la fijación tarifaria; no correspondiente actualizar por tercera vez hasta el año 2024 donde será otro año de fijación.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

Respecto a los archivos de cálculos presentados

47. Los valores de Energía (MWh) presentes en la tabla “RESUMEN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (GWh) - USUARIOS REGULADOS Y LIBRES” que pertenecen al formato F-119, que se utilizan en el archivo “F-500 Peajes Felam-Tierras Nuevas 25-29- SEA” por parte de CVC, para calcular el Peaje Unitario de Felam-Tierras Nuevas asignado al AD2 + Devengados, no presentan ningún vínculo o formulación.

Por tanto, CVC debe corregir el error advertido por Osinermin, a efectos de realizar la trazabilidad de los valores.

Respuesta

Se anexa a la nueva versión del ESTUDIO los archivos F-500 debidamente vinculados que permiten la trazabilidad requerida mediante esta observación.

Análisis de Osinermin

En el archivo “3.9. Pago Felam-Tierras Nuevas 25-29.xls”, se verifica que CVC está considerando en la estimación de la demanda una hoja de cálculo denominada “Aux-119”, la cual habría sido tomada del Formato F-109 del archivo “3.3. F-100_AD02_SEA”.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

“Demanda histórica” y “F-100 AD02 PI 25-29 CVC”

Al respecto, del archivo “Demanda Histórica”, se verifica que la información del año 2015, 2016, 2019, 2020, 2021, fue interpolada tomando como información los otros años; sin embargo, en su ESTUDIO señala que ha considerado la demanda real. Por lo tanto, CVC debe completar la información correspondiente.

Respuesta

Se ha revisado la demanda histórica tomando como base la información que, a nuestra solicitud, nos ha remitido Osinermin, depurando algunos valores incongruentes y periodos sin data para los cuales se han determinado mediante interpolación.

Análisis de Osinermin

De la revisión de su PROPUESTA FINAL, se verifica que en la obtención de la demanda de los años observados se ha considerado lo indicado por Osinermin.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

48. Respecto a la demanda proyectada del año 2024 – 2043, CVC debe indicar cual es la fuente de información de esta proyección; esto es, si fue obtenida de los archivos de publicaciones referente a los distintos planes de inversiones que ha realizado Osinermin; o si corresponde a nueva evaluación realizada por CVC, para la cual, deberá sustentar dicha información e indicar las diferencias principales respecto a la información publicada por Osinermin en los Planes de Inversión.

[Respuesta](#)

La respuesta a la observación 17 es válida como respuesta a esta observación.

Análisis de Osinermin

De la revisión de la respuesta brindada en la observación 17, la cual está en línea con lo presentado en su PROPUESTA FINAL, se verifica que CVC indica la fuente de información de sus proyecciones, menciona el procedimiento de sus estimaciones y señala las diferencias principales respecto a la información publicada por Osinermin en los Planes de Inversión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

“F-500 Peajes Felam-Tierras Nuevas 14-21”

49. CVC debe indicar cual es la fuente de información de la cual ha obtenido las hojas “Aux - 119”, “F-501”, “F-502”, “F-503”; si estas corresponden a los archivos de sustento de Osinermin en las diversas Fijaciones de Peajes y compensaciones, o tiene otra fuente de información. Al respecto CVC debe enviar toda la información tomada como base y de sustento.

[Respuesta](#)

Respecto a la hoja “Aux-119”, por tratarse de años acontecidos, la demanda empleada para el cálculo de los peajes corresponde a la de las liquidaciones anuales anteriores realizadas por Osinermin.

Respecto a los formatos “F-501”, “F-502” y “F-503”, contienen los mismos factores de estacionalidad del periodo de regulación de Peajes 17-21.

Análisis de Osinermin

Al respecto, se verifica que los Formatos F-501 y F-502 son los mismos datos que se utilizaron en la Fijación de Peajes del año 2017-2021; por otro lado, el formato F-503 se actualiza en función a la data de la hoja “Aux-119”. Por lo cual se verifica que CVC está indicando las fuentes de información.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

“F-500 Peajes Felam-Tierras Nuevas 21-25”

50. CVC debe indicar cual es la fuente de información de la cual ha obtenido las hojas “Aux-119”, “F-501”, “F-502”, “F-503”; si estas corresponden a los archivos de sustento de Osinerghmin en las diversas Fijaciones de Peajes y compensaciones, o si tiene otra fuente de información.

Respuesta

Respecto a la hoja “Aux-119”, por tratarse de años acontecidos, la demanda empleada para el cálculo de los peajes corresponde a la de las liquidaciones anuales anteriores realizadas por Osinerghmin.

Respecto a los formatos “F-501”, “F-502” y “F-503”, contienen los mismos factores de estacionalidad del periodo de regulación de Peajes 21-25.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que los Formatos F-501 y F-502 son los mismos datos que se utilizaron en la Fijación de Peajes del año 2021-2025; por otro lado, el formato F-503 se actualiza en función a la data de la hoja “Aux-119”. Por lo cual se verifica que CVC está indicando las fuentes de información.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

“F-500 Peajes Felam-Tierras Nuevas 25-29-SEA”

51. CVC debe indicar cual es la fuente de información de la cual ha obtenido las hojas “Aux-119”, “F-501”, “F-502”, “F-503”; si estas corresponden a los archivos de sustento de Osinerghmin en las diversas Fijaciones de Peajes y Compensaciones, o si tiene otra fuente de información.

Respuesta

Para este período 25-29, los formatos “F-501”, “F-502” y “F-503” corresponden a la fijación de Peajes vigente, mientras que la hoja “Aux-119” ha sido elaborada tomando como base la demanda validada por Osinerghmin en el proceso de aprobación del PI 2025-2029 agregando la demanda incorporada debidamente identificada.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que los Formatos F-501 y F-502 son los mismos datos que se utilizaron en la Fijación de Peajes del año 2021-2025; por otro lado, el formato F-503 se actualiza en función a la data de la hoja “Aux-119”. Por lo cual se verifica que CVC está indicando las fuentes de información.

Sin embargo, en el presente proceso, no corresponde fijar peajes para el periodo 2025-2029, dado que aún no comienza el procedimiento para fijar peajes y compensaciones para dicho periodo regulatorio.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

52. Respecto a la demanda que considera CVC para los peajes, CVC debe revisar y evaluar si corresponde considerar la demanda utilizada en la fijación de peajes y compensaciones para el período 2021-2025 o si corresponde considerar la demanda utilizada en el último proceso de Liquidación SST/SCT del año 2024.

Respuesta

Para el periodo 2025-2029, al tratarse de un periodo que aún no acontece se emplea la demanda proyectada que sustenta el ESTUDIO corregido. Siendo esta la misma a la que se refiere la respuesta a la observación anterior.

Análisis de Osinermin

Respecto al criterio de CVC de considerar una fijación de peajes para el periodo 2025-2029, se debe indicar que la Fijación de Peajes y Compensaciones para el periodo 2025-2029 recién comienza en octubre del presente año; según se indica en el Anexo A.2.2 del Procedimiento de Fijación de Precios Regulados. Por lo tanto, actualmente, corresponde realizar esta fijación para el periodo 2021-2025.

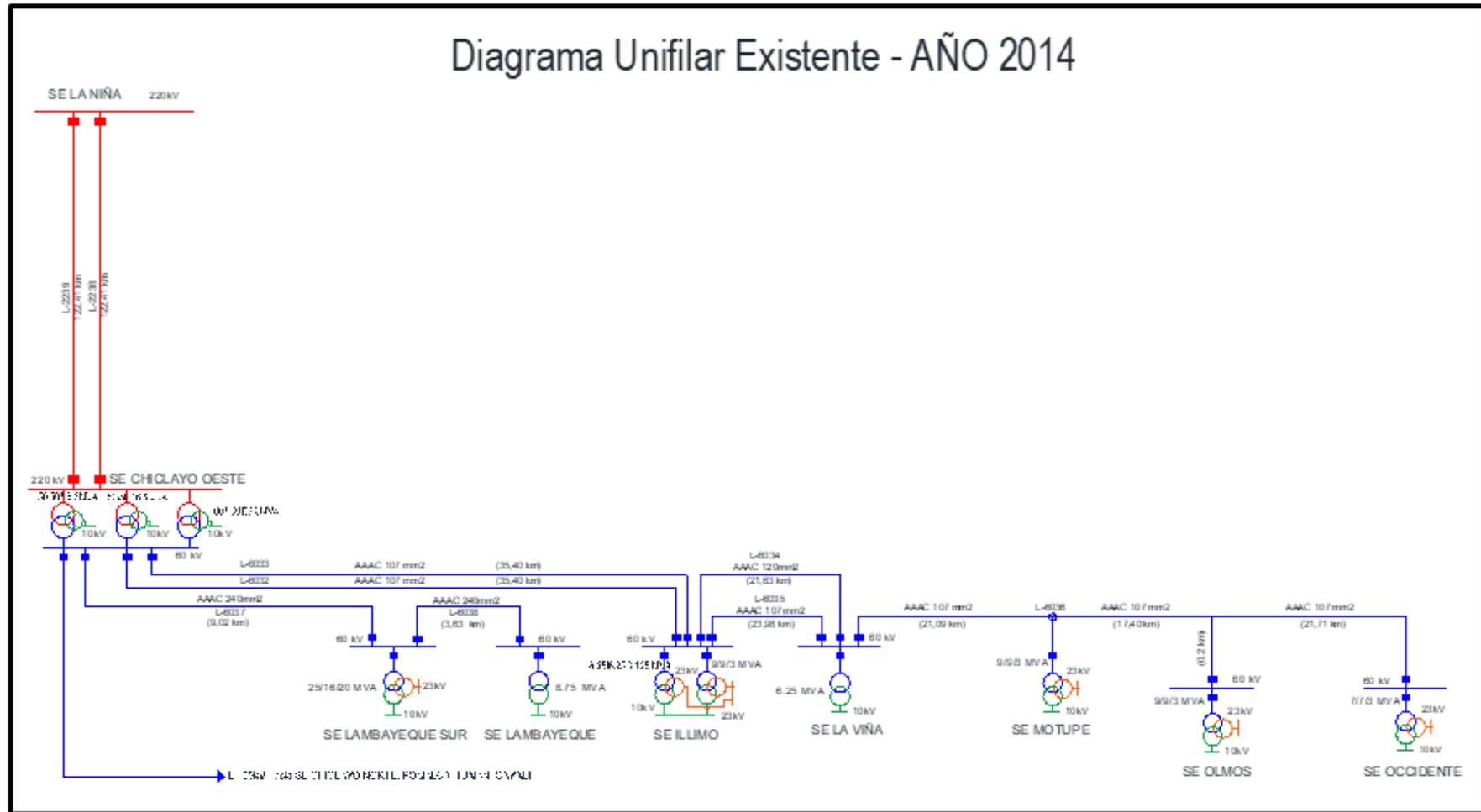
En consecuencia, debido a que se está considerando el periodo de fijación 2021-2025, también corresponde considerar la demanda del periodo 2021-2025, la cual esta actualizada hasta el último proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT.

En este punto, se debe precisar que para la fijación del año 2025 se deberá actualizar el CMA y proyectar la demanda para el periodo 2025-2029 con la finalidad de actualizar el peaje para dicho periodo.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

Anexo B
Diagrama Unifilar del Sistema según
información del Titular CVC



Anexo C

Cuadros comparativos

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
COMPARACIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE A NIVEL
SISTEMA ELÉCTRICO
Área de Demanda 2

Año	CVC		PROYECTO OSINERGHMIN		PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	
	MW	Var. % anual	MW	Var. % anual	MW	Var. % anual
2019			209,5			
2020			220,7	5,34		
2021			234,8	6,39		
2022	240,7		243,5	3,71	240,7	
2023	247,7	2,91	254,8	4,67	248,8	3,35
2024	262,4	5,91	271,4	6,49	261,6	5,16
2025	274,1	4,47	283,7	4,55	272,9	4,30
2026	289,2	5,52	297,8	4,97	285,9	4,78
2027	302,5	4,61	309,0	3,78	296,7	3,78
2028	318,6	5,32	320,7	3,77	308,0	3,81

Fuente: Formatos F-100 (F-121)

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA
Área de Demanda 2

Año	CVC		PROYECTO OSINERGHMIN		PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	
	GWh	Var. % anual	GWh	Var. % anual	GWh	Var. % anual
2023	1 380,4		1 369,6		1 388,1	
2024	1 460,6	5,81	1 463,6	6,86	1 460,7	5,23
2025	1 524,3	4,36	1 530,5	4,57	1 523,2	4,28
2026	1 607,0	5,42	1 607,7	5,05	1 595,7	4,76
2027	1 679,5	4,51	1 668,5	3,78	1 655,4	3,74
2028	1 767,5	5,24	1 730,4	3,71	1 716,6	3,70
2029	1 839,5	4,07	1 784,9	3,15	1 770,7	3,15
2030	1 903,7	3,49	1 831,8	2,63	1 817,0	2,62
2031	1 968,5	3,41	1 879,3	2,60	1 864,0	2,59
2032	2 034,0	3,33	1 927,5	2,56	1 911,6	2,55

Fuente: Formatos F-100 (F-119)

Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
COMPARACIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO

Elementos	CVC		Proyecto Osinerghmin	
	% H2OImos	% AD2	% H2OImos	% AD2
Sistema Tierras Nuevas	5,00 %	95,00 %	39,38%	60,62%

**Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC 2024-2025
COMPARACIÓN DE INVERSIÓN ESTIMADA EN EL PROYECTO**

Sistema	Inversión (USD)		Variación (%)
	CVC	Proyecto Osinermin	
MAT	7 620 614	5 037 263	-34%
MAT/AT	2 815 823	2 117 609	-25%
AT	-	-	-
AT/MT	706 505	531 320	-25%
TOTAL	11 142 942	7 686 193	-31%

**Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
COMPARACIÓN DEL CMA y PEAJES ASIGNADA AL AD2**

Sistema	CVC		Proyecto Osinermin	
	Peaje Anual (Mil S/.)	Peaje (ctm S/./kWh)	Peaje Anual (Mil S/.)	Peaje (ctm S/./kWh)
MAT	12 836,46	0,2419	4 854,19	0,1175
MAT/AT	4 681,83	0,0882	2 040,65	0,0494
AT	-	-	-	-
AT/MT	1 210,31	0,0228	521,72	0,0126
TOTAL	18 728,60	0,3529	7 416,56	0,1795

Peajes Anual: Valor presente (4 años) del Costo Medio Anual asignado al AD2
Peajes: Peajes Asignados al AD2

**Fijación de Tarifas del SCTLN de CVC
MONTOS CORRESPONDIENTES A AÑOS ANTERIORES**

Periodo	Costo Medio Anual (Soles)	
	CVC	Proyecto Osinermin (***)
Del 1 de mayo 2017 al 30 de abril de 2018	10 872 731	
Del 1 de mayo 2018 al 30 de abril de 2019	9 707 795	
Del 1 de mayo 2019 al 30 de abril de 2020	8 667 674	330 695
Del 1 de mayo 2020 al 30 de abril de 2021	7 738 995	396 834
Del 1 de mayo 2021 al 30 de abril de 2022	7 644 370	2 441 785
Del 1 de mayo 2022 al 30 de abril de 2023	6 825 330	2 441 785
Del 1 de mayo 2023 al 30 de abril de 2024	6 094 045	2 441 785
Del 1 de mayo 2024 al 30 de abril de 2025	5 441 111	1 220 893
TOTAL	62 992 051	9 273 777

(*) Considerado desde el 1 de julio del 2019

(**) Considerado hasta el 30 de octubre del 2024

(***) Para efectos de comparación, se considera el tipo de cambio al 31 de diciembre del 2013 (2,796)

9. Referencias

- [1] Estudio Técnico Económico presentado por CVC como sustento de su propuesta de “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas” (8 de abril de 2024).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por el Titular CVC – Osinerghmin (mayo 2024).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas al Estudio (junio 2024).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por CVC y Osinerghmin para la prepublicación de la “Fijación de los cargos tarifarios a la LT Felam-Tierras Nuevas y Subestaciones Conexas”.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Fijación de Tarifas para los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) cuyos Cargos corresponden asumir a Terceros por Instalaciones construidas por Acuerdo de Partes – Año 2024”.