

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 190-2020-OS/CD**

Lima, 29 de octubre de 2020

**CONSIDERANDO:**

Que, con fecha 28 de agosto de 2020, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergmin"), publicó la Resolución N° 126-2020-OS/CD que aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025;

Que, con fecha 18 de setiembre de 2020, la empresa Enel Distribución Perú S.A.A (en adelante "ENEL"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

**1. ANTECEDENTES**

Que, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, entre otros aspectos, establece que las instalaciones de transmisión implementadas a partir de su emisión formarán parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT); siendo el SGT conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública y; el SCT conformado, entre otras, por las instalaciones de transmisión aprobadas por Osinergmin en el respectivo Plan de Inversiones y/o modificatorias;

Que, en la Norma Tarifas y Compensaciones para SST y SCT (en adelante "Norma Tarifas"), aprobada mediante la Resolución N° 217-2013-OS/CD y su modificatoria Resolución N° 018-2018-OS/CD, se establecen los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT, así como lo referente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones;

Que, con Resolución N° 126-2020-OS/CD se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025 (en adelante "RESOLUCIÓN");

Que, contra la RESOLUCIÓN, el 18 de setiembre de 2020 la empresa ENEL ha presentado recurso de reconsideración;

**2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, el petitorio del recurso de ENEL comprende los siguientes extremos:

1. Revisar la proyección de demanda de Clientes Regulados.
2. Revisar los formatos de demanda F-102 y F-110 (SET).

3. Incorporar Nuevas Cargas de Clientes Libres.
4. Evaluación de máxima demanda del SEIN.
5. Evaluar el estado de carga de transformadores AT/MT.
6. Considerar traslados de carga factibles para subestaciones AT/MT.
7. Evaluar el estado de carga de las subestaciones MAT/AT.
8. Actualizar el análisis eléctrico de confiabilidad N-1 y la demanda para la aprobación de la nueva línea de transmisión Malvinas - Barsi de 220 kV.
9. Cambio de celdas 60 kV por cortocircuito en las subestaciones Pando y Pershing.
10. Rotación de transformadores en la SET Santa Rosa.
11. Reubicación y/o soterramiento de tramos de Línea de transmisión por seguridad.
12. Analizar características de Elementos aprobados para el proyecto nueva SET José Granda.
13. Evaluación de celdas MT.
14. Evaluación de nuevas celdas MT.
15. Desplazamiento del año ingreso de proyectos.
16. Considerar Módulos de Elementos aprobados en Plan de Inversiones 2021-2025.
17. Evaluación de Elementos del PI 2017-2021.
18. Reconocimiento de baja para líneas de transmisión de AT Barsi-Mirones-Pando.
19. Declarar la nulidad de la RESOLUCIÓN.

## **2.1 REVISAR LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS**

### **2.1.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita que Osinergmin utilice el modelo de proyección exponencial para proyectar la cantidad de clientes regulados durante el período 2019-2025, dado que lo considera como el que mejor representa estadísticamente los datos históricos, y que aplique el modelo de proyección tendencial lineal desde el año 2026 hasta el horizonte de planificación para no realizar una posible sobreestimación en el largo plazo;

Que, agrega que en la respuesta a sus opiniones y sugerencias Osinergmin indicó que la proyección de la cantidad de clientes regulados para el Área de Demanda 6 propuesta por ENEL, si bien cumple los criterios estadísticos de validación, no cumple con el criterio del “comportamiento esperado del mercado”. Añade que dicha afirmación no se basa en un análisis objetivo de la proyección presentada, sino en una apreciación subjetiva;

Que, sostiene, Osinergmin valida la utilización de un modelo tendencial e indica que la variable clientes no posee un problema de quiebre ni cambio de tendencia a partir del 2015. Asimismo, refiere que Osinergmin no indica la metodología o criterio objetivo para establecer el comportamiento esperado del mercado, el que se supone se debe determinar mediante el modelo de proyección seleccionado y no mediante un criterio subjetivo;

Que, manifiesta, Osinergmin plantea un modelo tendencial lineal para proyectar la variable “clientes regulados”, mientras que ENEL plantea un modelo exponencial. Añade que ambos cumplen con criterios de aceptación, sin embargo, a pesar de que el modelo exponencial puede contar con estadísticos de validación mayores, este no es representativo si se toma en cuenta el comportamiento esperado del mercado en cuanto al crecimiento del número de clientes;

Que, refiere, la indicación del Osinergmin sobre que el modelo de proyección exponencial no cumple con “el comportamiento esperado del mercado” resulta arbitraria y subjetiva para seleccionar la proyección tendencial lineal;

Que, respecto al hecho de considerar una proyección exponencial durante un período de 30 años, señala que se puede sobreestimar la cantidad total de clientes al final del período, por lo que se puede utilizar un criterio similar al que utilizó el Osinergmin para la proyección final de ventas reguladas, en la cual consideró durante el período 2019-2025 la tasa resultante del modelo, y a partir del año 2026 una tasa constante de 2,16%. Propone, para el caso del crecimiento de clientes ENEL, considerar durante el período 2019-2025 el modelo de proyección exponencial, indicando que es el que obtiene la mejor representación estadística de la información histórica, y a partir del año 2026 considerar una proyección tendencial lineal.

### **2.1.2 ANALISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a la proyección de la variable “clientes”, Osinergmin no se basa en un análisis arbitrario ni subjetivo puesto que la elección del método tendencial lineal para la proyección a largo plazo del número de clientes regulados responde no solo a criterios establecidos en la Norma Tarifas sino también a la experiencia obtenida por el Regulador en procesos anteriores. Añade que la Norma Tarifas vigente es producto de una adecuación que se hizo considerando la experiencia obtenida en los procesos regulatorios de fijación de peajes de los SST y SCT, con el propósito de utilizar de manera eficiente las herramientas de cálculo desarrolladas en dichos procesos;

Que, si bien las herramientas estadísticas nos permiten realizar la proyección de las variables explicativas, así como de las ventas de energía, los resultados obtenidos deben ser analizados tomando en cuenta, además de los estadísticos, otros factores que se detallan a continuación;

Que, respecto a la cantidad y calidad de información con la que se cuenta, los resultados estadísticos serán más confiables en cuanto más grande sea la muestra utilizada para realizar las proyecciones. En este caso, la serie histórica es menor en cantidad de datos que la serie a ser proyectada, por lo que la toma de decisiones en el planeamiento no puede basarse únicamente en el análisis de los estadísticos;

Que, en cuanto al entorno en el que se desenvuelve el mercado eléctrico, al analizar la serie histórica del número de clientes regulados se observa una ligera caída en el periodo 2000-2001, luego la serie vuelve a tener tasas positivas de crecimiento, hasta el año 2005 en el que la tasa de crecimiento vuelve a recuperarse y es similar a las tasas obtenidas antes de la caída. Este comportamiento en los datos genera una depresión en la curva que a simple vista parecería estar describiendo un comportamiento exponencial cuando en realidad dicho comportamiento se debió a la crisis económica del 2001 cuya magnitud fue de alcance mundial con implicancias de una desaceleración fuerte en la actividad productiva;

Que, de otro lado, la variable clientes no puede ser proyectada con un método econométrico que involucre el PBI, toda vez que este indicador macro está capturando

ese episodio del 2000-2001 en la serie histórica de clientes, generando con ello una falsa tesis de crecimiento exponencial de dicha variable. Sumado a ello, no es consistente en términos econométricos que la variable clientes esté explicada por el PBI siendo ambas variables explicativas, que se supone son mutuamente excluyentes (exogeneidad), de las ventas de energía, porque generaría problemas de multicolinealidad en el método econométrico usado en la proyección de ventas de energía;

Que, adicionalmente, se analizó la serie histórica de la variable clientes en los últimos diez años (2008-2018) y se modeló con los métodos tendenciales lineal y exponencial. Los resultados muestran que el modelo tendencial lineal es quien presenta mayor valor tanto del estadístico  $R^2$  como del estadístico F, por tanto, sería quien mejor explique el comportamiento de la variable clientes. Además, la tendencia seguida por esta variable es lineal, por lo que dicho modelo tendencial es el apropiado para la proyección de la variable clientes;

Que, respecto a la experiencia en procesos anteriores; se ha observado que el número de clientes en las distintas áreas de demanda tiene un crecimiento proporcional a lo largo del tiempo, donde la pendiente puede ser muy alta sin que esto describa un crecimiento exponencial;

Que, finalmente, la propuesta de ENEL de utilizar el modelo de proyección exponencial para proyectar la cantidad de clientes regulados durante el periodo 2019-2025 y aplicar el modelo de proyección tendencial lineal desde el año 2026 hasta el horizonte de planificación, no se encuentra debidamente justificada. La aplicación de modelos combinados en la proyección de ventas de energía se debe que no se dispone de información sobre el real comportamiento de las variables explicativas en el largo plazo, por lo cual el modelo econométrico se utiliza únicamente en el corto plazo y para los años posteriores, los cuales están matizados por una alta incertidumbre, se emplea el modelo tendencial; sin embargo, este no es el caso de la variable "clientes";

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## **2.2 REVISAR LOS FORMATOS DE DEMANDA F-102 Y F-110 (SET)**

### **2.2.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita que Osinergmin ajuste la demanda de potencia de usuarios regulados coincidente con la máxima de la SET por barra de cada sistema para el año 2018 incorporada en el Formato F-110 (SET), a los valores contenidos en el Formato F-102, y ajuste en consecuencia la proyección de potencias del F-110 (SET) correspondientes a los años subsiguientes (2019-2050), y los formatos de demanda y de ser vinculados;

Que, ENEL manifiesta, Osinergmin publicó los Formatos de Demanda del Área de Demanda 6 en el archivo Excel "F- 100\_AD06.xlsx", dentro de los archivos de sustento de la RESOLUCIÓN. Dentro de este archivo se encuentran la hoja F-102, que contiene la información de carga de los usuarios regulados para el año representativo (2018), y la hoja F-110 (SET) que contiene la proyección de demanda potencia de los usuarios regulados coincidente con la máxima demanda de la SET para el período 2018 a 2050;

Que, agrega, en la columna "K" de la hoja F-102 se presenta la potencia activa de los usuarios regulados coincidentes con la máxima demanda de la SET, para cada barra de los sistemas del Área de Demanda 6, para el año representativo, es decir el año 2018; asimismo, en la columna "E" de la hoja F-110 (SET) se presenta la potencia activa de los usuarios regulados coincidentes con la máxima demanda de la SET, para cada barra de los sistemas del dicha Área de Demanda, proyectada para el año 2018;

Que, ENEL manifiesta que los datos de potencia contenidos en las columnas de las hojas mencionadas deben ser los mismos para cada barra del sistema ya que se trata del mismo dato de potencia (potencia activa de los usuarios regulados coincidente con la máxima de cada SET) para el mismo año 2018;

Que, sin embargo, ENEL señala que comparando los valores se identifican diferencias. Agrega que el formato F-102 (SET) no debe utilizarse para determinar la carga máxima de los transformadores AT/MT de los sistemas eléctricos del Área de Demanda 6, los valores de este formato F-102 no representan la demanda en el año representativo (2018).

### **2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a la pestaña F-102 de la hoja de cálculo "F-100\_AD06.xls", los valores registrados pertenecen a la Propuesta Final de las concesionarias del área de demanda, esto debido a que no se encontraron registros de energía para la totalidad de barras; existía duplicidad de información para diferentes periodos (cuatrimestres); y se remitieron por parte del concesionario algunos registros de los devanados de 60 kV y 220 kV de ciertos transformadores y no de los devanados de 10 kV y 20 kV;

Que, considerando lo anterior y la insuficiente información, Osinergmin estimó el cálculo de los factores de caracterización de la carga para la conversión de energía a potencia obteniéndose como resultado valores incongruentes, por lo cual, Osinergmin, procedió a tomar los factores de caracterización presentados por las concesionarias del Área de Demanda 06 (ENEL, HIDRANDINA, ADINELSA) de su propuesta final (en el caso particular de ENEL, del archivo de sustento "F101-124 - AD06 - Demanda v 20-11-2019.xlsx"). De esta manera, el formato F-102 consigna los registros de las máximas demandas de potencia presentados por cada empresa concesionaria;

Que, respecto a la demanda de potencia del formato F-110 (SET), se calculó utilizando la energía del SICOM 2018 y realizando la conversión a potencia mediante los factores de caracterización calculada por las empresas concesionarias del Área de Demanda y consignada en el proyecto de resolución. Por este motivo, la demanda consignada en el formato F-102 correspondiente a la máxima demanda reportada por las empresas, no necesariamente coincide con la demanda del F-110 (SET), puesto que las empresas consideran una base de energía distinta a la reportada en el SICOM para clientes regulados y distinta al SICLI para clientes libres;

Que, en este sentido, no se requiere ajustar la demanda del formato F-110 (SET) con los valores contenidos en el formato F-102;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## **2.3 INCORPORAR NUEVAS CARGAS DE CLIENTES LIBRES**

### **2.3.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita reconsiderar la aprobación de las solicitudes de factibilidad presentadas en el ítem 3.2 del anexo 4 de su recurso de reconsideración;

Que, señala, en el proceso actual del Plan de Inversiones 2021-2025 se presentaron cartas de los clientes bajo el mismo criterio técnico con el que fueron aprobadas las cargas incorporadas en el proceso anterior del Plan de Inversiones 2017-2021. Añade que no hubo observación alguna respecto a los sustentos presentados en la etapa de observaciones a las propuestas, por lo cual en la propuesta final de ENEL se mantuvo el sustento presentado asumiendo que la información presentada contaba con la conformidad del Osinergmin. Sin embargo, ENEL señala que posteriormente en el proyecto de resolución se reformulan los criterios incluyendo como requisito un “compromiso de inversión” el cual ENEL indica que no se encuentra contemplado en el marco normativo vigente;

Que, este requerimiento adicional no contenido en la norma requiere un tiempo prudencial para realizar gestiones con los clientes ya que corresponde a solicitudes pasadas, lo que se complicaría debido a la suspensión de actividades comerciales por las medidas sanitarias y la suspensión de los plazos del proceso desde el 18 de marzo al 10 de junio del presente año, es decir que el plazo para recopilar dicha información no contenida en la norma fue de 30 días según los plazos del cronograma para la aprobación del Plan de Inversiones publicado por Osinergmin (desde el 07 de febrero hasta el 17 de junio de 2020);

Que, agrega, en la mayoría de casos las cargas fueron rechazadas en el proyecto de resolución por no contar con un compromiso de inversión. Ante esta situación refiere que en la presentación de opiniones y sugerencias sobre dicho proyecto envió como sustento la información que tenía disponible dando como resultado que Osinergmin reconozca en la RESOLUCIÓN 12 de las 64 solicitudes de suministro quedando sin aprobación 52 solicitudes;

Que, cuestiona, si bien el Osinergmin señala tener competencia para incluir requerimientos que puedan ser necesarios, estos deberían corresponder con un cambio normativo implementado de manera oportuna, de tal manera que la empresa pueda recopilar información basada en el marco regulatorio, de otro modo ENEL no tiene facultades para exigir a los clientes que le remitan información complementaria a un envío anterior, si esto no está contemplado en la “Norma de procedimientos para la elaboración de proyectos y ejecución de obras en sistemas de utilización en media tensión en zonas de concesión de distribución”, aprobada con Resolución Directoral N°018-2022-EM/DGE que rige para la presentación de estudios de factibilidad por parte de los clientes;

### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en cuanto al reconocimiento de nueva demanda, advertimos que en el numeral 8.1.2.c de la Norma Tarifas se establece que para las demandas nuevas (libres) se considerarán las demandas que cuenten con solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas sustentadas documentadamente. Ahora bien, en tanto los estudios de factibilidad de suministro son efectuados por las mismas concesionarias, se hace necesario obtener información adicional para que Osinergmin pueda efectuar el análisis para el Plan de Inversiones. Esto con la finalidad de contar con toda la información necesaria que permita tomar una decisión motivada, en sujeción al texto normativo de contar con el sustento debido;

Que, como se ha indicado, la demanda es un insumo esencial para la aprobación de inversiones y debe ser comprobada, particularmente aquellas cargas significativas de los clientes libres, esto con la finalidad de que los proyectos que se aprueben en el Plan de Inversiones respondan a una verdadera necesidad del sistema en el horizonte de estudio y no constituyan inversiones innecesarias que sean luego asumidas por las tarifas de los usuarios finales, lo cual conllevaría a un incumplimiento del principio de eficiencia que rige el actuar del Regulador en el sector eléctrico, principalmente en cuanto a procesos regulatorios se refiere;

Que, asimismo, conforme se desprende de los artículos 78, 79, 80 y 87 del Reglamento General de Osinergmin, así como en el Título I del Decreto Legislativo N° 807, en base al artículo 5 de la Ley N° 27332, sobre las potestades para el requerimiento de información, el Regulador cuenta con facultades para obtener la información necesaria para, entre otros, establecer regulaciones, mandatos u otras disposiciones de carácter particular, para llevar a cabo investigaciones preliminares, para obtener información a ser puesta a disposición del público o; para resolver un expediente o caso sujeto a la competencia de este organismo. En esta misma línea, el artículo 58 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que Osinergmin solicitará directamente la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones;

Que, en base a lo expuesto, se considera válido jurídicamente remitirse a otras fuentes de información disponibles o solicitarla, a efectos de validar aquella presentada, más aún cuando se encuentra de por medio el interés general de los usuarios eléctricos, lo cual se ampara en el principio de verdad material, por el cual la Administración debe adoptar todas las medidas legales a fin de esclarecer los hechos que sustentan sus decisiones;

Que, este requerimiento fue comunicado durante el proceso en sus etapas iniciales, por lo que, de ese modo, los titulares también contaban con dicho requerimiento de forma anticipada. En ese sentido, no puede afirmarse que Osinergmin establece requerimientos de forma retroactiva o que aplica criterios a hechos anteriores, puesto que este criterio rige desde el inicio del proceso regulatorio;

Que, en ese sentido, no puede afirmarse que Osinergmin se encuentra aplicando nuevos requisitos desconocidos para los titulares de transmisión, toda vez que los requerimientos se han efectuado por igual para todos los titulares;

Que, en cuanto a la renuencia de los clientes de ENEL de entregar información porque esta no es parte de la norma aprobada con Resolución Directoral N° 018-2002-MEM/DGE, advertimos que existe un error de interpretación en la empresa impugnante, puesto que el requerimiento no se hace en virtud de la mencionada norma, la misma que no es de aplicación a la aprobación del Plan de Inversiones. Por su parte, en caso, los clientes no formulen sus proyecciones sobre demanda que ellos mismos requerirán, pues ésta no debe ser considerada, toda vez, que para justificar las inversiones se parte de la voluntad real de un requerimiento de demanda;

Que, por lo tanto, estos requerimientos han sido necesarios pues se ha verificado que las solicitudes de factibilidades de cargas significativas, que fueron aprobadas en su momento durante los procesos anteriores de Planes de Inversión, no han ingresado en gran parte; haciendo que se motiven inversiones por futuras demandas desde el lado de la proyección de clientes libres; es por ello, que en el presente proceso se incluyó entre los requisitos solicitados un "Compromiso de inversión", el cual ENEL precisa que no se encuentra establecido en el marco vigente; sin embargo, las solicitudes de factibilidad de cargas significativas (mayores a 1 MW), hace necesario que se solicite información adicional según se menciona en el ítem 6.2.8 de la Norma Tarifas, referida a la documentación que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación al SEIN en el horizonte de 30 años;

Que, el análisis de cada solicitud de factibilidad se encuentra detallado en la pestaña "ENEL AD06" de la hoja de cálculo "F-100\_AD06.xlsx". Asimismo, cabe indicar que, en su recurso de reconsideración, ENEL presento sustento de 54 clientes solicitados, de los cuales se han aprobado 10 solicitudes de factibilidad correspondientes a ampliaciones y nuevas cargas para el proceso del Plan de Inversiones 2021-2025;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte, dado que se aprueban 10 solicitudes de factibilidad correspondiente a ampliaciones y/o nuevas cargas y no el total solicitado.

## **2.4 EVALUACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA DEL SEIN**

### **2.4.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita que Osinergmin ajuste las demandas de potencia coincidente con la máxima del SEIN por barra de cada sistema para el año 2018 incorporadas en el Formato F-122, a los valores realmente registrados en el año 2018, y ajuste en consecuencia la proyección de potencias del F-122 correspondientes a los años subsiguientes (2019-2050). Añade que ello permitirá que el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y de energía (FPMdE) reflejen los valores reales del sistema, ya que los factores mencionados se calculan a partir de la demanda coincidente con la máxima del SEIN;

Que, indica, al evaluar la relación de máxima demanda total de SEIN del formato F-122 entre la demanda total del Sistema del Formato F-121, la relación es en promedio de 0,9;

Que, según la recurrente, esta relación podría ser baja y debe ser revisada si están en

el orden con los valores de relación esperados para el Área De Demanda 6;

Que, ENEL manifiesta que Osinergmin publicó los Formatos de Demanda del Área de Demanda 6 en el archivo Excel "F-100\_AD06.xlsx", dentro de los archivos de sustento de la RESOLUCIÓN. Indica que dentro de este archivo se encuentran la hoja F-122 que contiene el resumen de la proyección de la potencia coincidente a nivel SEIN (MW), para el período 2018 a 2050. Asimismo, presenta los datos de potencia real coincidente con la máxima del SEIN para cada barra de los sistemas del Área de Demanda 6 para el año 2018;

Que, agrega, esta demanda es la utilizada de base para determinar la potencia coincidente con la máxima del SEIN para los usuarios regulados (informada en el formato F-102). Señala que en la columna "E" de la hoja F-122 se presenta la potencia activa total coincidente con la máxima demanda del SEIN, para cada barra de los sistemas del Área de Demanda 6, para el año representativo (2018) y los datos de potencia contenidos en la columna "E" de la hoja F-122 deben ser los mismos que las reales registradas para cada barra del sistema ya que se trata del mismo dato de potencia (potencia activa de los usuarios regulados coincidente con la máxima del SEIN) para el mismo año (2018);

Que, ENEL presenta la comparación de valores en el cual manifiestan que se identifican las diferencias.

#### **2.4.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, en la pestaña F-102 de la hoja de cálculo "F-100\_AD06.xls" presentada por Osinergmin los valores registrados pertenecen a la propuesta final de las concesionarias del Área de Demanda 6, esto debido a que no se encontraron registros de energía para la totalidad de barras; existía duplicidad de información para diferentes periodos (cuatrimestres); y se remitieron por parte del concesionario algunos registros de los devanados de 60 kV y 220 kV de ciertos transformadores y no de los devanados de 10 kV y 20 kV;

Que, con insuficiente información se realizó el cálculo respectivo de los factores de caracterización para la conversión de energía a potencia obteniendo valores alejados de la realidad, por lo cual se procedió a tomar los factores de caracterización presentados por las concesionarias del Área de Demanda 06 (ENEL, HIDRANDINA, ADINELSA) de su propuesta final (en el caso particular de ENEL, del archivo de sustento "F101-124 - AD06 - Demanda v 20-11-2019.xlsx"). De esta manera, el formato F-102 de Osinergmin consigna los registros de las máximas demandas de potencia presentados por cada empresa concesionaria;

Que, en cuanto a la Demanda Coincidente con Max SEIN (F-122) se debe considerar que esta resulta de la suma del Formato F-112 (Demanda de Clientes Regulados) y el F-118 (Demanda de Clientes Libres);

Que, respecto a los Clientes Regulados (F-112), la potencia se calculó en base a la energía del SICOM 2018 y los factores de caracterización de la empresa;

Que, respecto a la demanda de Clientes Libres (F-118), la potencia fue obtenida de la base de datos del SICLI 2018, y se verificó que existen diferencias entre los registros cada 15 minutos de la hoja de cálculo de ENEL "Reg\_CLibres\_201812.xlsx" y los consignados en su Formato F-118;

Que, por lo tanto, el Formato F-122, como lo establece la Norma Tarifas, registra la suma de las potencias coincidentes con Max SEIN de los Clientes Regulados y Libres calculados mediante la energía del SICOM y SICLI respectivamente y no puede guardar similitud en su totalidad al formato F-102 que registra solo la demanda regulada;

Que, en cuanto a la relación de máxima demanda del SEIN del Formato F-122 entre la demanda total del Sistema del Formato F-121, se precisa algunos aspectos que se detallan a continuación;

Que, la demanda total del SEIN (F-122) al año 2018 asciende a 1 324 MW; mientras que la demanda considerada por ENEL asciende a 1 294 MW. Esta diferencia se debe a que la demanda de clientes libres considerados por Osinergmin corresponde a la base de datos del SICLI, mientras que ENEL indica que se obtuvo en base a los registros de cada cliente libre, los cuales no coinciden con los valores consignados en su formato F-118;

Que, la demanda total del Sistema Eléctrico (F-121) de Osinergmin al año 2018 asciende a 1 479 MW; mientras que la demanda considerada por ENEL asciende a 1317 MW. Esta diferencia se debe a que la demanda de clientes libres considerados por Osinergmin corresponde a la base de datos del SICLI, mientras que ENEL indica que se obtuvo en base a los registros de cada cliente libre, los cuales no coinciden con los valores consignados en su formato F-117;

Que, cabe precisar que al 2018, siguiendo la metodología establecida en la Norma Tarifas y utilizando las bases de datos de energía del SICOM y SICLI, la demanda resultante del Sistema Eléctrico de Osinergmin presenta 162 MW más que ENEL y principalmente a esto se debe que la relación entre la máxima demanda del SEIN y la demanda del Sistema Eléctrico resulte 0,9;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## **2.5 EVALUAR EL ESTADO DE CARGA DE TRANSFORMADORES AT/MT**

### **2.5.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita se calcule los estados de carga de los transformadores AT/MT considerando la demanda máxima sobre cada transformador en lugar de considerar la demanda máxima sobre cada SET, tal como lo hace al considerar la demanda del formato F-120 (SET);

Que, señala, en el análisis de sus opiniones y sugerencias, Osinergmin indica que los formatos F-110 (SET), F-116 (SET) y F-120 (SET) (que no están definidos en la Norma Tarifas) determinados en el proyecto de resolución y en la RESOLUCIÓN, son los convenientes a utilizar para determinar la carga de los transformadores AT/MT, ya que

los formatos tipo DEV propuestos por ENEL no presentan la trazabilidad necesaria;

Que, ENEL manifiesta que lo indicado por el Osinergmin en el punto 7 mencionado no es cierto por los argumentos presentados en el numeral 2.5.1 del informe técnico N° [541-2020-GRT](#);

Que, ENEL indica que para no sobrecargar el transformador AT/MT, en el horizonte del Plan, el criterio de planificación debe estar asociado a determinar la máxima demanda del transformador y no definir como máxima demanda del transformador la potencia que presenta el transformador en la máxima demanda de la SET AT/MT; estas demandas máximas son coincidentes sólo en el caso que todos los transformadores de una SET operen conectados en paralelo;

Que, por otra parte, ENEL presenta recomendaciones de la DSE en sus informes técnicos, como el referido a su Informe Técnico N° DSE-STE-504-2020;

Que, agrega que, con la evaluación de la máxima demanda del transformador se evita el riesgo que el transformador se sobrecargue en el periodo del Plan, asimismo manifiesta que, subestaciones tales como Tacna, Santa Rosa, Zárate, Canto Grande, Oquendo, entre otras, al no considerar la posición del acoplamiento MT en estado abierto, no refleja su máxima demanda en el periodo del Plan 2021-2025, con la finalidad de evaluar si el transformador llega alcanzar un factor de utilización igual a 1.

### **2.5.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, el formato “F-116 Dev”, propuesto por ENEL, no contempla la totalidad de los clientes libres considerados por Osinergmin y sustentados con la información del SICLI 2018. Además, en su formato “F-116 Dev” se evidencian un total de 53 clientes libres existentes con máxima demanda por devanado igual a cero, sin sustentar el motivo por el cual se consideró este valor;

Que, respecto al uso del formato F-102 de la empresa ENEL, en el análisis del numeral 2.3.2 de la presente Resolución se indicó el motivo por el cual se consideró el formato F-102 y los factores de caracterización propuestos por las empresas concesionarias del Área de Demanda 6 (ENEL, HIDRANDINA y ADINELSA);

Que, por ello, se analizó la cargabilidad de los transformadores con la demanda máxima no coincidente con la SET (F-120 SET) con las transferencias de carga actualizadas de acuerdo a lo analizado en el numeral 2.7.2 de la presente resolución. Este formato F-120 (SET) resulta de la sumatoria del formato “F-110 (SET)” y “F-116 (SET)”, los cuales se detallan en el numeral 2.5.2 del informe técnico [N° 541-2020-GRT](#);

Que, por otro lado, en relación a la configuración con la que los transformadores operan en ENEL actualmente, se precisa que estos sí se encuentran reflejados en las transferencias analizadas y adoptadas por la información técnica presentada por la empresa. Si bien, no se está considerando en magnitud el formato requerido por la empresa, la lógica de operación se está manteniendo en las transferencias adoptadas en cada subestación;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte, siendo fundado lo concerniente a mantener la lógica de operación de los transformadores acoplados en las transferencias consideradas y adoptadas de la información de ENEL e infundado respecto a incluir el formato “F-116 Dev” y “F-120 Dev” propuesto.

## **2.6 CONSIDERAR TRASLADOS DE CARGA FACTIBLES PARA SUBESTACIONES AT/MT**

### **2.6.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita considerar sus traslados de carga, los cuales toman en cuenta criterios de factibilidad de ejecución, solución a sobrecargas y atienden nuevas demandas;

Que, en el Formato F200 del Área de Demanda 6, se consignan transferencias de carga entre subestaciones AT/MT o entre transformadores de la misma SET AT/MT con la finalidad de que los transformadores no se sobrecarguen;

Que, sin embargo, de su revisión efectuada, observa que varios de los traslados de carga no son factibles de realizar o requieren inversiones en nuevos alimentadores MT, según los argumentos expuestos en el numeral 2.5.1 del Informe Técnico [N° 541-2020-GRT](#);

Que, señala que en sus opiniones y sugerencias propuso traslados de carga en MT entre subestaciones AT/MT y entre transformadores de la misma subestación AT/MT, los cuales obedecen a criterios de disponibilidad de espacio para nuevas celdas MT, factibilidad de traslado, sobrecarga de alimentadores MT, carga de nuevos clientes, evaluación de radio de cobertura de alimentador MT, etc. Sin embargo, advierte que sus traslados propuestos no fueron considerados;

Que, indica, de manera complementaria presentó un archivo de comparación entre los traslados propuestos y los considerados por Osinergmin, en los cuales señala que casos propuestos por Osinergmin no podrían ser realizables, no serían convenientes o requieren inversiones no consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025.

### **2.6.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a las observaciones señaladas por la recurrente, para realizar los traslados de carga, en el proyecto de resolución se tomó como base la propuesta final de ENEL, sobre la cual se realizaron ajustes adicionales en las transferencias de carga debido a la actualización de demanda sustentada por Osinergmin, traslados que guardan coherencia con lo presentado por ENEL en su propuesta final;

Que, sin embargo, con sus opiniones y sugerencias, ENEL adjuntó una nueva propuesta del Plan de Inversiones presentando en algunos casos nuevos traslados sin objetar los traslados de carga consignados en el proyecto de resolución; además de que ENEL no sustentó debidamente la demanda propuesta, por lo que los traslados considerados en la RESOLUCIÓN no sufrieron mayores cambios respecto al proyecto de resolución;

Que, con su recurso de reconsideración, ENEL ha realizado una serie de observaciones

a los traslados de carga, que en ciertos casos observa su misma propuesta final; en ese sentido, se realiza el análisis de comentarios realizados por ENEL para ciertas transferencias en la pestaña adicional “Análisis Transf.” del Formato “F-200 AD06”;

Que, a lo largo del proceso tarifario (técnicamente factibles como la misma empresa ha manifestado), siendo coherente con la actualización de la demanda por las nuevas cargas incorporadas aprobadas, se procedió a ajustar o complementar los traslados de carga, a fin de desarrollar un correcto planeamiento conveniente para una operación adecuada sin que la demanda se vea afectada. En ese sentido, del ajuste de cargabilidad de los transformadores de ENEL, se identifica una necesidad de nuevos Elementos para cubrir el requerimiento de la demanda en el periodo del Plan de Inversiones 2021-2025, evaluación que se presenta en el informe complementario N° 544-2020-GRT;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte, dado que se procede a actualizar una parte de las transferencias de carga según lo propuesto por ENEL.

## **2.7 EVALUAR EL ESTADO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES MAT/AT**

### **2.7.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita calcular los estados de carga de las SET MAT/AT considerando el factor de coincidencia entre la demanda de potencia coincidente con la máxima del sistema y la demanda máxima de potencia de cada SET determinado para el año representativo. Como consecuencia de la aplicación de ese criterio se solicita que apruebe la incorporación del segundo transformador 220/60 kV en la SET Huarangal y la incorporación del tercer transformador 220/60 kV en la SET Malvinas;

### **2.7.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, la información de ENEL sobre la determinación de la demanda máxima por devanado difiere de los valores propuestos en sus opiniones y sugerencias. En ese sentido, se evidencian inconsistencias en la información presentada por ENEL respecto a las máximas demandas para los niveles de tensión de 60 kV, en el cual la empresa presenta sus registros. Asimismo, cabe indicar que la trazabilidad y consistencia de la información son los factores determinantes para mantener la coherencia en el dimensionamiento de las instalaciones;

Que, de acuerdo al criterio establecido por Osinergmin, mediante el análisis de flujo de potencia, los transformadores de la SET Malvinas no presentan sobrecargas en el periodo 2021-2025;

Que, en cuanto al segundo transformador TP 220/60 solicitado por ENEL en la SET Huarangal para brindar confiabilidad, se precisa que esta SET ya cuenta con un polo de reserva en caso de falla de uno de los polos que componen el banco de transformación existente de 180 MVA. Por lo cual, el sustento de ENEL respecto a posibles fallas en interruptores, barras, seccionadores y entre otros equipamientos, no corresponde a lo establecido en la Norma Tarifas, dado que se considera redundancia bajo el criterio de N-1 para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30 MW en líneas de transmisión y no contempla la contingencia ante la falla del equipamiento que componen una subestación;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## **2.8 ACTUALIZAR EL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE CONFIABILIDAD N-1 Y LA DEMANDA PARA LA APROBACIÓN DE LA NUEVA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MALVINAS - BARSÍ DE 220 KV**

### **2.8.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita actualizar el análisis eléctrico de confiabilidad N-1 considerando las restricciones en la capacidad de la línea Chavarría-Barsí 220 kV señalado en un informe complementario y considerando la actualización de la demanda eléctrica incluyendo carga incorporada que se ha presentado como sustento;

Que, además, solicita la aprobación del ingreso de la nueva línea 220 kV Malvinas - Barsí en el Plan de Inversiones 2021-2025 y celdas para el año 2024;

Que, presenta informe que sustenta la necesidad de la nueva línea 220 kV Malvinas – Barsí por confiabilidad N-1, para lo cual se analizan aspectos normativos y las características técnicas propias de la línea 220 kV Chavarría – Barsí;

Que, presenta sustento de carga incorporada AT en Barsí 60 kV (Metro de Lima Ramal 4) y cargas MT en la zona de influencia con lo cual el nivel de cargabilidad en Chavarría-Barsí 220 kV debería incrementar.

### **2.8.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, ENEL solicita evaluar la confiabilidad bajo el criterio N-1 con una cargabilidad máxima de 100% en las líneas, basándose en los artículos 12.1.6 y 12.3.1 de la Norma Tarifas;

Que, si bien la cargabilidad máxima es de 100% solo en operación normal, puesto que es una condición continua y sin eventualidades; para el caso de contingencias bajo el criterio N-1, Osinergmin adoptó como referencia la cargabilidad de 120% establecida en el PR-20 del COES, dado que se analiza la contingencia ante la falla de un Elemento del sistema, y es una condición de operación temporal hasta despejar la falla ocurrida;

Que, respecto a la interpretación del PR-20 del COES, como indica el párrafo citado por ENEL, este procedimiento está definido para evaluar la afectación de nuevos Elementos al sistema eléctrico existente y define los criterios a cumplir en el numeral 8 “Criterios de Desempeño” del Anexo 2, donde establece los criterios para la definición de tensión, frecuencia, sobrecargas y criterios de estabilidad transitoria y de pequeña señal para todas las barras, transformadores, líneas y generadores que componen el sistema eléctrico y no solo para nuevas instalaciones. Es por ello, que en específico la línea 220 kV Chavarría-Barsí existente, aplicaría bajo el numeral 8.3 del Anexo 2 del PR-20;

Que, por otro lado, la normativa de otro país resulta de las experiencias en su planificación y no corresponde aplicarla a las instalaciones del Perú, dado que existentes diferencias en la planificación de la transmisión debido al crecimiento de la demanda regulada y libre, y la incorporación de clientes incorporados. Además, el criterio de sobrecarga del 20% ha sido utilizado en los procesos anteriores y ha funcionado satisfactoriamente para el planeamiento de la transmisión, por lo que no

se ve necesario aplicar otros criterios para el planeamiento de las líneas de transmisión en condición de contingencia N-1;

Que, respecto al análisis de capacidad de la línea 220 kV Chavarría-Barsi, ENEL realiza los cálculos de capacidad de corriente para los casos de temperatura máxima y mínima del SENAMHI del mes de marzo; sin embargo, no presenta información que evidencie que la máxima radiación solar producida en el mes de marzo coincida con el mes y la hora en que ocurre la máxima demanda del conductor de la línea Chavarría-Barsi. Es decir, ENEL evalúa la capacidad de la línea durante el día y a una hora donde no necesariamente la demanda que atiende las líneas de Barsi-Malvinas exijan que el conductor opere a su capacidad máxima (860A), por lo que estaría analizando la operación del conductor en las condiciones de temperatura inadecuadas, más aún cuando la radiación solar aporta aproximadamente en una variación de temperatura del conductor de 10°C;

Que, así también, ENEL indica que operar el conductor en sobrecarga por encima del límite térmico (75°) aumentaría la flecha en el conductor y reduciría la distancia mínima de seguridad (DMS); sin embargo, no precisa las mediciones verticales existentes para la condición de operación de límite térmico y cuanto sería el incremento en flecha en operación de contingencia que evidencie el incumplimiento en las DMS, de acuerdo a lo indicado por el CNE- Suministro 2011;

Que, sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a la inclusión de la carga incorporada del Metro de Lima Ramal 4, se evaluó las contingencias bajo el criterio N-1, para la línea 220 kV Chavarría - Barsi, obteniendo que, ante la salida de una de las ternas, la otra terna presenta una cargabilidad de 121,4% al año 2024 y además se verifica que esta línea de transmisión atiende a una demanda mayor a 30 MW, por lo que en cumplimiento de lo establecido en el numeral 12.3.1 de la Norma Tarifas se debe considerar redundancia bajo el criterio N-1. En ese sentido, se evaluaron dos alternativas;

Que, de acuerdo a la evaluación realizada, la mejor alternativa resulta la alternativa 1; donde el tramo aéreo se implementaría en las bermas centrales de la Avenida Argentina y de acuerdo a lo indicado por ENEL de la línea hacia José Granda, se pueden soterrar las redes MT e implementar la LT aérea con postes de mayor altura para cumplir la DMS con respecto a las redes de Alumbrado Público u otras instalaciones, resultando un total de 3,8 km de tramo aéreo;

Que, cuanto a los tramos subterráneos, estas se implementarán en la salida de las subestaciones Malvinas y Barsi; en los cruces de la Avenida Argentina con las Avenidas Universitaria y Elmer Faucett, con el fin de no afectar la instalación a futuro de la Línea 4 y 6 del Metro de Lima respectivamente; y en el tramo comprendido entre la SET Barsi e Industriales, donde existe la línea 60 kV aérea Barsi-Malvinas; resultando un total de 2,1 km de tramo subterráneo;

Que, por otra parte, cabe precisar que ante una contingencia y bajo la configuración actual del acoplamiento de barras de 220 kV en la SET Barsi, se obtiene aún cargabilidad de 130% al año 2024 en una terna de la línea Chavarría-Barsi, por lo que, se debe hacer efectiva una serie de maniobras en las barras 220 kV en la SET Barsi, tal como ENEL indica en el numeral 9.5.2 de su propuesta final. En ese sentido, esta acción deberá ser resuelta mediante una serie de secuencias que respondan a un mecanismo automatizado ante la contingencia, y estará íntegramente a cargo y bajo

responsabilidad de ENEL a fin de garantizar la confiabilidad, continuidad del suministro eléctrico y evitar sobrecargas en las líneas existentes;

Que, por lo expuesto, este extremo petitorio debe ser declarado fundado en parte, dado que se aprueba la línea 220 kV Malvinas-Barsi, pero solo se considera un total de 2,1 km de tramo subterráneo y 3,8 km de tramo aéreo.

## **2.9 CAMBIO DE CELDAS 60 KV POR CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES PANDO Y PERSHING**

### **2.9.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita la aprobación del cambio de siete (07) celdas 60 kV en las subestaciones Pando y Pershing. Sobre el particular, hace referencia al Informe N° 346-2020-GRT, donde se da respuesta a la opinión y sugerencia N° 23, y se indica que no se puede validar el reemplazo de celdas de 60 kV en las SET Pando y Pershing, por superar las corrientes de cortocircuito (Icc) las capacidades máximas de las mismas, ya que ENEL no presentó información ni documentación que sustente lo solicitado;

Que, ENEL indica que utilizando la base de DigSILENT publicada por el Osinergmin como sustento de la RESOLUCIÓN, se calcularon las Icc en las barras de 60 kV de las SET Pando y Pershing, para el análisis de diagnóstico (carpeta "00 DIAGNO") y para los años 2021 y 2024 del período (escenarios "Es21max\_AD6\_SP" y "Es24max\_AD6\_SP");

Que, agrega que los cálculos se efectuaron considerando el acoplamiento de barras de 60 kV de la SET 220/60 kV Malvinas abierto (tal como está simulado en la base) y cerrado, obteniéndose los siguientes resultados para las Icc monofásicas en las barras de 60 kV de las SETs Pando y Pershing;

Que, ENEL señala que la SET 220/60 kV Malvinas opera con el acoplamiento de barras cerrado para mejorar la confiabilidad del sistema;

Que, como la capacidad máxima de cortocircuito los interruptores de la SET Pando es de 20 kA, y de los interruptores de la SET Pershing es de 25 kA, se puede observar que en el año 2021 estas capacidades son superadas por la Icc cuando Malvinas opera con el acoplamiento de barras de 60 kV cerrado, mientras que en el año 2024 estas capacidades son superadas por la Icc operando Malvinas con el acoplamiento de barras de 60 kV abierto o cerrado;

Que, el proyecto de cambio de celdas en Pando y Pershing se tiene previsto ejecutarlo para el año 2023; antes de este año, los niveles de cortocircuito pueden ser limitados con apertura de acoplamiento 60 kV en Malvinas o en Pershing.

### **2.9.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, de los cálculos de cortocircuito efectuados en las barras de 60 kV de las subestaciones Pando y Pershing, se obtiene que operando con el acoplamiento cerrado en la SET Malvinas, las barras de 60 kV de las subestaciones Pando y Pershing de capacidades máxima de cortocircuito de 20 y 25 kA respectivamente, son superadas para el año 2021;

Que, al respecto, ENEL solicita aprobar la renovación de estas celdas de 60 kV para el año 2023, dado que, para los años anteriores propone limitar la corriente de cortocircuito con la apertura del acoplamiento 60 kV en Malvinas o en Pershing, operación que se deja a responsabilidad de ENEL; no obstante, dependiendo de la necesidad por cortocircuito, podrían ser instaladas antes de dicho año, siempre que sea dentro del periodo de vigencia del PI 2021-2025;

Que, asimismo, cabe indicar que se verificó el sustento presentado por ENEL que consta de registros fotográficos con los datos de placa de las celdas de 60 kV en la SET Pando (TR1 y TR2), de donde se verifica las capacidades de 20 kA; y de 25 kA para los Elementos en la SET Pershing (TR1, TR2, acoplamiento, L-615 y L-646);

Que, por lo indicado, se observa la necesidad de aprobar el reemplazo de las celdas de 60 kV existentes por unas celdas con capacidad de cortocircuito mínima de 31,5 kA en las subestaciones i) SET Pando, dos celdas de transformador de 60 kV y ii) SET Pershing, dos celdas de transformador de 60 kV, una celda de acoplamiento y dos celdas de línea de 60 kV. Asimismo, se aprueban la Baja de celdas de 60 kV existentes en las subestaciones Pando y Pershing, solicitadas por ENEL;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado.

## **2.10 ROTACIÓN DE TRANSFORMADORES EN LA SET SANTA ROSA**

### **2.10.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita i) Aprobar la rotación del transformador 40 MVA para Santa Rosa TR2 (aprobado por renovación) con el transformador 25 MVA TR2 de Barsi para el año 2021, ii) Aprobar el reemplazo de la celda 10 kV del transformador TR2 de Barsi para el año 2021 y iii) Aprobar la rotación del transformador 40 MVA para Santa Rosa TR4 (aprobado por renovación) con el transformador 25 MVA TR2 de Puente Piedra para el año 2024;

Que, sobre el Informe Técnico N° 346-2020-GRT donde se muestra parte del formato el F-203 referido a la SET Barsi, manifiesta que para que los transformadores TR1 y TR2 no se sobrecarguen, Osinergmin realiza traslados de carga elevados el año 2020 del orden del 35% de la demanda del TR1 (25 MVA) y de 35% de TR2 (25 MVA) hacia el transformador TR3 (40 MVA) con un total de traslado de 16,5 MVA (Hoja "F-203 Transf Diag" del archivo F-200 AD6); refiere que estos traslados equivaldría al ingreso de 4 nuevos alimentadores MT en la barra 10 kV del transformador TR3 de Barsi para el año 2020 considerando que los transformadores TR1 y TR2 son de doble barra en 10 kV, sin embargo, el TR3 es de barra simple;

Que, respecto al análisis de limitación de espacio en la SET Santa Rosa, sobre el cual presenta sustento de las mediciones de espacio del transformador TR2 de Santa Rosa, en el cual se muestra que tiene limitaciones de espacio para el ingreso de un transformador de 40 MVA. En cambio, el transformador TR2 de Barsi, de reducido espacio, tiene las dimensiones que permiten su ingreso en el espacio del transformador TR2 de Santa Rosa;

Que, con relación a la celda de transformador de 10 kV, sobre el cual presenta como

sustento datos y fotos de los equipos de la celda 10 kV del transformador TR2 de Barsi que requieren cambiarse para la instalación de un transformador de 40 MVA;

Que, agrega, Santa Rosa tiene una capacidad grande instalada de 4 x 25 MVA (100 MVA), se tiene previsto atender el crecimiento de la demanda de Santa Rosa con nuevas Subestaciones AT/MT, tal es el caso de la Nueva SET Colmena propuesto por ENEL para el 2024.

### **2.10.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, ENEL presenta documentación que sustenta las dimensiones del espacio ocupado por el TR2 60/10 kV de 25 MVA existente de la SET Santa Rosa, las dimensiones de un TP 60/20/10 kV de 40 MVA marca GETRA y del TR2 60/10 kV de 25MVA existente de la SET Barsi; donde se evidencia que solo el TR2 de la SET Barsi cumple con las dimensiones necesarias para la implementación en el espacio de la SET Santa Rosa. Por este motivo y para evitar sobrecargas en la SET Barsi a mediano plazo, se sustenta la necesidad de aprobar la rotación al año 2021 del nuevo TP 60/20/10 kV de 40 MVA aprobado por antigüedad en la SET Santa Rosa, con el TR2 60/10 kV de 25 MVA existente de la SET Barsi;

Que, respecto a la celda de transformador de 10 kV en la SET Barsi, del registro fotográfico solo se evidencia los datos de placa del interruptor 10 kV, el cual tiene una capacidad de 2500 A (capacidad que puede operar con el nuevo TP 40 MVA); asimismo, se verifica que aún no ha cumplido los 30 años de su vida útil; mientras que, para el transformador de tensión (19 años) y seccionadores (58 años), sobre estos equipos, ENEL indica que tienen una capacidad insuficiente de 1500 A y presentan obsolescencia; sin embargo, no precisa los problemas o dificultades que se presenten para su correcta operación; además, en las fotografías se observa que se encuentran en aparente buen estado, y finalmente, cabe indicar que la capacidad de 1500 A permite operar con una demanda máxima de 26 MVA, que de acuerdo al F-203, la demanda del TR2 de Barsi al año 2025 sería de 22,95 MVA, por lo que no se estaría sobrepasando la capacidad del equipamiento de la celda de transformador en el periodo 2021-2025. Por lo expuesto, no se sustenta la necesidad de renovar la celda de transformador de 10 kV en la SET Barsi;

Que, respecto a la rotación del TR4 nuevo de la SET Santa Rosa con el TP 60/10 kV de 25 MVA de la SET Puente Piedra, se evidencia el mismo inconveniente de espacio que el TR2 de Santa Rosa, por lo que se sustenta la necesidad de aprobar la rotación al año 2024 del nuevo TP 60/20/10 kV de 40 MVA aprobado por antigüedad en la SET Santa Rosa, con el TR2 60/10 kV de 25 MVA existente de la SET Puente Piedra;

Que, por lo expuesto, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado en lo concerniente a la rotación al año 2021 del nuevo TR2 40 MVA de la SET Santa Rosa con el TR2 25 MVA de la SET Barsi y la rotación al año 2024 del nuevo TR4 40 MVA de la SET Santa Rosa con el TR2 25 MVA de la SET Puente Piedra; e infundado la renovación de la celda transformador 10 kV de la SET Barsi.

## **2.11 REUBICACIÓN Y/O SOTERRAMIENTO DE TRAMOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN POR SEGURIDAD**

### **2.11.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita la aprobación de diversos casos de problemas de servidumbre y distancias de seguridad;

Que, ENEL propone el soterramiento o reubicación de 3 tramos de líneas aéreas AT, las características generales de estos tramos de líneas son que no cumplen con las distancias mínimas de seguridad; existen construcciones que se erigen hacia a los conductores eléctricos de AT, con alto riesgo de incumplir las distancias mínimas de seguridad; las fajas de servidumbres se encuentran invadidas por construcciones de terceros; se encuentran registrados como deficientes de acuerdo con el procedimiento para la supervisión de Deficiencias en Seguridad en Líneas de transmisión y en zonas de servidumbre - Osinergmin N° 264-2005-OS/CD;

Que, presenta informe complementario de sustento para reubicar y/o soterrar tramos de la línea L-685 por seguridad.

### **2.11.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, el criterio general establecido en el artículo 98 de la Ley de Concesiones Eléctricas es que los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar por cualquier razón, serán sufragados por los interesados y/o quienes lo originen;

Que, en el mismo sentido, en el artículo 112 de dicha Ley, se establece como obligación del titular de la servidumbre, de conservar a los predios sirvientes, de tal forma que éstos no sufran perjuicios. La obligación de velar por la conservación de la servidumbre corresponde al titular de la misma, motivo por el cual los costos que se deriven de un incumplimiento al deber de conservación no corresponden ser trasladados a la tarifa eléctrica, puesto que constituiría una vulneración al principio de eficiencia;

Que, en efecto, si existen incumplimientos de las distancias de seguridad es porque la franja de servidumbre asignada al titular de transmisión ha sido invadida, lo cual es responsabilidad de dicho titular. Pretender incorporar en el Plan de Inversiones un proyecto soterrado (no para nueva demanda) implica trasladar a la tarifa el costo de dicho soterramiento, cuya necesidad se ha originado por una omisión en el cuidado de la franja y eso repercute en hacer que los usuarios, a través de sus tarifas, remuneren el costo del incumplimiento del artículo 220 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctrica;

Que, al respecto ENEL presenta fotografías de los vanos solicitados para soterrar y/o reubicar; sin embargo, no precisa las distancias de seguridad vertical ni horizontal hacia las edificaciones, donde se verifique el incumplimiento de distancias mínimas de seguridad establecidas en el Código Nacional de Electricidad (CNE);

Que, la DSE concluye que de acuerdo a las evaluaciones realizadas para la línea de transmisión en 60 kV SE Huacho (ENEL) - SE Huacho (REP) (L-685), ENEL no ha

presentado documentación que sustente la existencia de incumplimientos de distancias de seguridad;

Que, en ese sentido, de las evaluaciones realizadas en cumplimiento del numeral 12.3.5. de la Norma Tarifas se reitera que no se aprueba la inclusión en el Plan de Inversiones 2021-2025 de la solicitud presentada por ENEL;

Que, por los argumentos señalados, y las condiciones desarrolladas en los informes de sustento, este petitorio debe ser declarado infundado.

## **2.12 ANALIZAR CARACTERÍSTICAS DE ELEMENTOS APROBADOS PARA EL PROYECTO NUEVA SET JOSÉ GRANDA**

### **2.12.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, respecto a la nueva SET José Granda, aprobada para el año 2022, ENEL solicita aprobar para la LT 60 kV derivación Mirones - Chavarría hacia la SET José Granda 0.45 km de tramo subterráneo, 1.31 km de tramo aéreo y dos (02) estructuras de transición;

Que, ENEL señala que, en el informe técnico que sustenta la RESOLUCIÓN se aprobó el ingreso de la Nueva SET José Granda y su línea de alimentación 60 kV derivación Mirones-Chavarría hacia José Granda, donde el tramo subterráneo aprobado fue de 0,25 km. En ese sentido, presenta documentación en el Anexo 12.1 de su recurso donde sustenta un mayor requerimiento de red subterránea para la línea 60 kV que alimentará a la nueva SET José Granda;

Que, ENEL solicita considerar la modificación del módulo de servicio auxiliares SA-010-050COU1, originalmente asignado a la nueva SET José Granda, por el requerido de acuerdo al estudio presentado, el módulo SA-010-250COU1, lo cual permitirá mejorar la confiabilidad de suministro y continuidad de la energía requerida por la subestación. ENEL señala que, en el Plan de Inversiones 2021-2025 se aprobó para la SET José Granda, el módulo de servicios auxiliares SA-010-050COU1, lo cual ENEL indica que no es suficiente, considerando el diseño de la subestación;

Que, como sustento ENEL presenta informe complementario, que sustenta la capacidad de los servicios auxiliares que requiere en la SET José Granda, donde se concluye que la capacidad requerida es de 250 kVA. Por lo cual, el módulo que debe considerarse es el SA-010-250COU1;

Que, agrega que, el módulo SA-010-050COU1 aprobado en el PI 2021-2025, difiere de lo aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021 para subestaciones de características similares;

Que, ENEL de manera complementaria presenta imágenes de los módulos aprobados en el Plan de Inversiones 2017-2021 para las subestaciones Filadelfia, Mariátegui e Izaguirre, donde agrega imágenes de los Elementos instalados en dichas subestaciones;

Que, ENEL solicita aprobar dos (02) Elementos adicionales (celda de medición y acoplamiento) para el nuevo alimentador MT (JG-07) en la SET José Granda a instalar el año 2025.

### **2.12.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, los derechos a la libre iniciativa privada y libertad de empresa alegados por la empresa, no otorgan a ENEL un derecho absoluto para que, en el eventual caso, decidieran hacer libremente una inversión con una determinada característica, ésta deba ser reconocida por la regulación, puesto que, como contraparte se encuentra el principio de eficiencia en el sector eléctrico que el Regulador debe cautelar, por ser la razón de su existencia, si el privado tuviera el arbitrio de trasladar los costos que considere, no habría necesidad que el Estado de Derecho contemple a un organismo regulador;

Que, la Administración no puede actuar como si se tratara de una unidad de trámite documentario, a fin de sólo recibir la propuesta de Plan de Inversiones y proceder a aprobarla sin revisarla, pues ello implicaría una omisión al marco normativo que rige su actuar. Es obligación de Osinergmin cautelar que los proyectos que se incluyen en el Plan de Inversiones respondan a la alternativa más eficiente dentro del marco legal vigente, por lo que el soterramiento de una instalación de transmisión solo debería proceder si este marco normativo prohíbe la existencia de instalaciones aéreas;

Que, de acuerdo a la información presentada por ENEL, se reevaluó la longitud de tramos subterráneos y aéreos de la derivación de la LT Chavarría-Mirones hacia la SET José Granda, considerando la ubicación de las cámaras de empalme del tramo subterráneo de la LT Chavarría-Mirones, desde la cual se pretende derivar y garantizar el cumplimiento del sistema de aterramiento Cross-Bonding; el cual requiere de 0,4 km subterráneos. Asimismo, se considera que la conexión a la SET José Granda debe contemplar un tramo subterráneo de 0,05 km; en ese sentido, se sustenta la necesidad de contar con un tramo subterráneo de 0,45 km para la LT 60 kV derivación Mirones - Chavarría hacia la SET José Granda;

Que, respecto al tramo aéreo, ENEL indica que puede soterrar las redes MT, pero que los módulos consideran una altura de poste insuficiente (18 m) y requiere la implementación de postes de 25 m de altura para cumplir con la distancia de seguridad hacia las redes de alumbrado público y otras instalaciones existentes; sin embargo, no sustenta la necesidad de dicha altura de poste en todo el tramo aéreo mediante distancias, planos, cálculo mecánico de conductor y entre otros.

Que, sin perjuicio de lo anterior, se precisa que el módulo aprobado para este tramo aéreo, de acuerdo a la Base de Módulos Estándares aprobados con Resolución N° 042-2020-OS/CD tiene postes de 21 m y de requerirse postes de 25 m en algunos tramos, estos deberán sustentarse ya sea en el proceso de Reestructuración de la Base de Módulos Estándares de Transmisión o en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, este último en la medida que no representen variaciones significativas respecto al Módulo aprobado;

Que, por otra parte, respecto a las estructuras de transición, de acuerdo al numeral 4.11 del Informe Técnico N° 503-2018-GRT "Reestructuración de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión", se precisa que la aplicación de las Estructuras de Transición se dará para una derivación de líneas de transmisión aéreas existentes con nuevas líneas de transmisión subterráneas. Es por ello que en la LT 60 kV hacia la SET José Granda (con tramos aéreos y subterráneos), no se valorizó las estructuras de transición, puesto que las estructuras para pasar de subterráneo a aéreo se compensan con las estructuras consideradas en el módulo de la LT aérea;

Que, al respecto, según lo indicado en los párrafos anteriores, se actualiza las longitudes de derivación de la LT 60 kV Chavarría-Mirones hacia la SET José Granda con 0,45 km de tramo subterráneo y 1,31 km de tramo aéreo, conforme a lo propuesto por ENEL;

Que, respecto al módulo de servicios auxiliares, se observa que ENEL valorizó en su propuesta inicial y final dichos módulos con una capacidad de 100 kVA, en la etapa de opiniones y sugerencias con módulos de 160 kVA y en su recurso sustenta un módulo con una capacidad de 250 kVA. Al respecto, cabe indicar que se verifican inconsistencias en el cuadro de cargas que presenta ENEL, como, por ejemplo, que se considera 8 reservas y a la vez, la aplicación de un valor de 20% de potencia de reserva, lo cual no está justificado, además, considera valores de factores de demanda (FD) de 1 y 0,8, los cuales, deben ser sincerados para la determinación de sus FD;

Que, sin perjuicio de lo anterior, en base al criterio considerado en el Plan de Inversiones 2017-2021, se asigna una capacidad de 160 kVA al sistema de servicios auxiliares de la SET José Granda;

Que, de acuerdo al diseño propuesto por ENEL, para la nueva SET José Granda, el sistema de barras de 10 kV considera seis celdas de alimentador, por lo que implementar la celda de alimentador (JG-07), sustentada de acuerdo al formato F-204, requiere de implementar un segundo sistema de barras 10 kV en dicha subestación. En ese sentido, se considera necesaria la aprobación adicional de las celdas de acoplamiento y medición en 10 kV para la SET José Granda en el periodo 2021-2025;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado en lo concerniente a considerar la actualización de las longitudes de la derivación de la LT Chavarría-Mirones hacia José Granda con 0,45 km subterránea y 1,31 km aéreos, actualización del módulo de servicios auxiliares con potencia de 160 kVA y la implementación tres celdas en 10 kV (alimentador, acoplamiento y medición); e infundado en la valorización de estructuras de transición.

## **2.13 EVALUACIÓN DE CELDAS MT**

### **2.13.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita actualizar el Formato de Inversiones, hoja "F-305 (Alt1)" con la incorporación en el año 2024 de los distintos Elementos componentes de proyectos de implementación de los sistemas de barras 20 kV y celdas MT adicionales, a las ya

aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025, tal como se indica en el Informe Técnico N° 346-2020-GRT, página 169, cuadro “Plan de Inversiones 2021-2025 (Nuevas Instalaciones)”;

Que, ENEL manifiesta que, informe técnico que sustenta la RESOLUCIÓN, la implementación de barras 20 kV (Proyecto 6) y celdas individuales MT (Proyecto 8) el año previsto es el 2024; sin embargo, en el Formato de Inversiones, hoja “F-305 (Alt1)” las celdas tienen distintos años previstos de ingreso;

Que, en los informes elaborados para los sustentos de los sistemas de barras y celdas MT adicionales a los ya aprobados por el Osinergmin, en el Plan de Inversiones 2021-2025 para el Área de Demanda 6, informes que se ubican en los Anexos 13.1 y 13.2, se indica el año en que se requiere el ingreso de las celdas MT acorde con la proyección de demanda. Sin embargo, solo con la finalidad de tener flexibilidad en el año de ingreso en operación comercial de cada celda MT durante el periodo de vigencia del nuevo Plan, ante eventuales variaciones que no se pueden prever en este momento sobre el crecimiento de demanda, es que se está considerando valorizarlas todas en el año 2024 en el Plan de Inversiones 2021-2025, que finalmente sea aprobado luego del proceso del recurso de reconsideración a ser presentado por ENEL;

Que, ENEL solicita aprobar 16 celdas en 20 kV para las subestaciones Industrial, Huaral, Caudivilla, Canto Grande y Pando;

Que, agrega que, para dar mayor confiabilidad a la atención de la demanda en 20 kV en la SET Comas, se requiere una celda de acoplamiento entre la barra existente 20 kV de TR1 y la nueva barra 20 kV de TR2 aprobada;

Que, como sustento ENEL presenta, documentación para la implementación de barras 20 kV que fueron solicitados por ENEL y no fueron aprobados en la RESOLUCIÓN;

Que, ENEL solicita aprobar ocho (08) celdas de alimentador en 10 y 20 kV para las subestaciones Medio Mundo, Huarangal, Mariátegui, Puente Piedra, UNI y Ventanilla;  
Que, como sustento presenta documentación para la aprobación de las celdas individuales MT que fueron solicitados por ENEL y no fueron aprobados en la RESOLUCIÓN;

Que, ENEL solicita Elementos adicionales con la nueva celda de alimentador MT en la SETs Filadelfia, Mariátegui, Chancay y Huacho.

### **2.13.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, las celdas de alimentadores aprobadas por demanda se obtienen del formato F-204 para el año requerido, pero debido a que las demandas en media tensión tienen un margen de variación que puede alterar el año de puesta en servicio de dichas celdas, se considera el año 2024 como fecha para su implementación, conforme fue solicitado por ENEL; no obstante, dependiendo de la necesidad, podrían ser instaladas antes de dicho año, siempre que sea dentro del periodo de vigencia del PI 2021-2025;

Que, respecto a las nuevas barras en 20 kV, en el Informe [N° 541-2020-GRT](#) se detalla

cada solicitud;

Que, de acuerdo al diseño de la SET Filadelfia 60/20/10 kV de 40 MVA, mostrado en el plano presentado por ENEL, el sistema de barras de 10 kV comprende seis celdas de alimentador, las cuales ya están instaladas; por lo que, la celda de alimentador 10 kV aprobada por demanda (FA-07), correspondería al segundo sistema de barras 10 kV de la SET Filadelfia. Para realizar dicha conexión entre barras, se verifica la necesidad de implementar las celdas de acoplamiento y medición en 10 kV en el periodo 2021-2025;

Que, de acuerdo al diseño de la SET Mariátegui 60/20/10 kV de 40 MVA, mostrado en el plano presentado por ENEL, el sistema de barras de 10 kV comprende de siete celdas de alimentador, las cuales ya están instaladas; por lo que, la celda de alimentador de 10 kV aprobada por demanda en la publicación (MA-08) y la nueva celda aprobada en la presente etapa de recursos (MA-09), corresponderían al segundo sistema de barras 10 kV de la SET Mariátegui;

Que, debido a la actualización de la demanda y de acuerdo el formato F-204 actualizando la cantidad de alimentadores existentes en la SET Chancay, no se requiere un nuevo alimentador 10 kV. Por ello, se retira la celda de alimentador 10 kV aprobada en la RESOLUCIÓN, tal como fue solicitado por ENEL;

Que, debido a la actualización de la demanda y de acuerdo el formato F-204 actualizando la cantidad de alimentadores existentes en la SET Huacho, no se requiere un nuevo alimentador 10 kV. Por ello, se retira la celda de alimentador 10 kV aprobada en la RESOLUCIÓN, tal como fue solicitado por ENEL;

Que, por los argumentos señalados, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado en lo concerniente a los numerales: (1) la valorización de las celdas de alimentador para el año 2024, (2) la implementación de la nueva barra 20 kV en la SET Caudivilla, (3) implementación de dos celdas de alimentador 10 kV en las subestaciones Mariátegui y Huarangal, (4) la implementación una celda de acoplamiento y una celda de medición en 10 kV para la SET Filadelfia y el retiro de las celdas de alimentador aprobadas en la SET Chancay y Huacho; e infundado en los numerales: (2) la implementación de nuevas barras 20 kV en las subestaciones Industrial, Huaral, Canto Grande y Pando y (3) las nuevas celdas de alimentador 10 y 20 kV en las subestaciones Medio Mundo, Puente Piedra, UNI, Mariátegui y Ventanilla.

## **2.14 EVALUACIÓN DE NUEVAS CELDAS MT**

### **2.14.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita aprobar celda de acoplamiento en 10 kV en la SET Comas; con la finalidad de dar mayor confiabilidad a la atención de la demanda en 20 kV en la SET Comas, requiriéndose una celda de acoplamiento entre la barra existente 20 kV de TR1 y la nueva barra 20 kV de TR2 aprobada;

Que, como sustento ENEL presenta, documentación para la implementación de barras 20 kV que fueron solicitados por ENEL y no fueron aprobados en la RESOLUCIÓN;

Que, asimismo, ENEL solicita aprobar diversos Elementos adicionales con la nueva celda de alimentador MT en la SET Mariátegui, cuyo detalle se consigna en el informe [N° 541-2020-GRT](#).

#### **2.14.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a la celda de acoplamiento de 20 kV en la SET Comas, se verifica que es un requerimiento extemporáneo, dado que no se presentó dicha necesidad en su propuesta inicial, por lo cual no corresponde su análisis en el presente recurso, y debe ser declarado improcedente;

Que, respecto al requerimiento de la celda de acoplamiento y medición en 10 kV en la SET Mariátegui, se verifica que dicho requerimiento es extemporáneo, dado que no se presentó dicha necesidad en su propuesta inicial, por lo cual no corresponde su análisis en el presente recurso, y debe ser declarado improcedente;

Que, sobre el particular, no corresponde que Osinergmin evalúe propuestas recibidas en forma extemporánea toda vez que el artículo 142 del TUO de la LPAG establece que los plazos normativos se entienden como máximos y obligan por igual a la administración y a los administrados, y de acuerdo a lo establecido por los artículos 147 y 151 del referido dispositivo normativo, el plazo otorgado, establecido normativamente, es perentorio e improrrogable;

Que, es preciso indicar que las actuaciones de los intervinientes tienen oportunidades en las que deben desarrollarse para el curso normal y adecuado del procedimiento frente a la emisión del acto administrativo, el mismo que tiene efectos a un número indeterminados de agentes (intereses difusos). De ese modo, si la propuesta no llega en su respectivo plazo, ésta no pudo ser expuesta en la audiencia pública que explica su sustento a la ciudadanía, no pudo ser observada por la Administración, no pudo ser sometida a comentarios en la prepublicación y exposición del Regulador, y así, dependiendo de la etapa en la que sí llegó a ser presentada, en función de los intereses o falta de diligencia del obligado;

Que, el apego a los plazos ha sido reiterado en todos los procesos regulatorios en múltiples decisiones, en las cuales también intervienen los agentes involucrados en este proceso, y justamente en base al principio de igualdad, por el cual, todos los administrados merecen el mismo tratamiento, y por el principio de preclusión, por cuanto al vencer un plazo otorgado, se pierde y extingue la facultad otorgada al administrado (decaimiento del derecho);

Que, como consecuencia, Osinergmin no se encuentra obligado a analizar los argumentos técnicos que involucran pedidos extemporáneos presentados en la etapa de propuesta final u otra etapa posterior, ni petitorios recursivos fuera del plazo, pues el carácter extemporáneo de los pedidos exime a Osinergmin de su obligación de atenderlos como parte del proceso, pudiendo solamente analizarlos de oficio. No existe razón para modificar este criterio, el mismo que es predecible por parte de Osinergmin;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado improcedente, sin perjuicio de que, corresponda una revisión de oficio de aquella pretensión que modifique el acto administrativo, mediante resolución complementaria;

## **2.15 DESPLAZAMIENTO DEL AÑO INGRESO DE PROYECTOS**

### **2.15.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita reprogramar la puesta en servicio de la renovación de celdas 60 kV en SET Chavarría, con sus respectivas bajas, para el año 2022;

Que, como sustento señala que, actualmente como parte de su plan de contingencia, debido a la pandemia, viene coordinando compras a proveedores alternativos locales e internacionales; sin embargo, los procesos de fabricación, despacho y comercio exterior de dichos proveedores se han visto afectados en sus actividades comerciales tanto nacionales como internacionales, lo que compromete cumplir con la renovación de equipos en SET Chavarría previsto para el año 2021;

Que, debido a la complejidad de los estudios de ingeniería por el cruce del río Rímac en forma subterránea, la dificultad en la adquisición de materiales y la gestión de permisos ante las entidades públicas, sumado a que las actividades se están dando en forma reducida a fin de minimizar el rebrote del COVID19, ENEL solicita reprogramar la puesta en servicio de las celdas de línea 60 kV SET Santa Rosa Antigua y SET Zárate para el año 2023, a fin de que puedan ingresar en servicio en conjunto con la LT 60 kV Santa Rosa Antigua – Zárate;

Que, se observa que las celdas de línea 60 kV de Zárate y Santa Rosa han sido aprobadas para el año 2022 y línea 60 kV Santa Rosa Antigua-Zárate para el año 2023.

### **2.15.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a las Celdas 60 kV en la SET Chavarría – 2021, la corriente de cortocircuito en la barra 60 kV de la SET Chavarría supera la capacidad de las celdas 60 kV existentes desde el año 2021, por lo que se aprobó la renovación de once (11) celdas 60 kV para el año 2021. La empresa ENEL no sustenta de cómo, ante el retraso del ingreso del proyecto por cortocircuito, resolvería el problema de identificado en el presente proceso de aprobación Plan de Inversiones 2021-2025 y que justamente ha motivado la aprobación de dichas celdas. Por otro lado, tampoco presenta los impactos de posponer dicho proyecto, dado que, al haberse identificado problemas de seguridad, se corren riesgos de mantener en el estado actual de dichos equipos que componen las celdas 60 kV de Chavarría. En ese sentido, se desestima la solicitud de posponer el ingreso de un proyecto por cortocircuito;

Que, respecto a la LT Santa Rosa Antigua – Zárate, la necesidad de este Elemento, se determinó mediante el análisis de confiabilidad bajo el criterio N-1 al año 2022, donde la LT 60kV Mariátegui-Zárate presenta una sobrecarga superior al 20% en contingencia N-1. Por ello, en el formato F-305 se valorizó las celdas de línea 60 kV en las subestaciones Zárate y Santa Rosa al año 2022, sin embargo, por error material se valorizó la línea al año 2023, esto se corrigió en la presente etapa, valorizando la línea

al año 2022 dado que se requiere para dicho año;

Que, ENEL indica que, presentaría demoras por gestiones con las autoridades competente, en la adquisición y ejecución del proyecto para el año 2022 presentando un cronograma estimado; sin embargo, en dicho cronograma no se evidencia cómo, ante el retraso del ingreso del proyecto por confiabilidad, resolvería el problema de confiabilidad identificado en el presente Plan de Inversiones 2021-2025 y que ha motivado la aprobación del proyecto. Por otro lado, tampoco presenta los impactos que tendrá en la demanda el posponer dicho proyecto, no indica si se tendrá que dejar de atender parte de la carga, posponer ingreso de usuarios libres, entre otros. En ese sentido, se desestima la solicitud de posponer el ingreso de la línea 60 kV Santa Rosa Antigua - Zárate por confiabilidad;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## **2.16 CONSIDERAR MÓDULOS DE ELEMENTOS APROBADOS EN PI 2021-2025**

### **2.16.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita que en el Proyecto Nueva línea 60 kV Santa Rosa – Zárate, se debe considerar el módulo de celda de línea tipo híbrida para Zárate y para Santa Rosa módulo de celda de línea tipo convencional interior;

Que, la celda en 60 kV aprobada en Zárate es tipo convencional exterior doble barra, sin embargo, la celda requerida es tipo híbrido o compacta;

Que, en el caso de Santa Rosa, la celda de línea 60 kV aprobada es tipo convencional doble barra al exterior, sin embargo, la celda requerida es tipo convencional doble barra al interior. En ese sentido, ENEL presenta informe de sustento de las celdas de línea 60 kV que requiere instalarse en Zárate y Santa Rosa;

Que, ENEL solicita considerar el módulo de celda MT de posición exterior para celdas MT aprobadas para las Subestaciones Zárate, Mariátegui, Filadelfia, Uni, Comas y Pando en el PI 2021-2025;

Que, como sustento ENEL señala que, las celdas MT aprobadas para las subestaciones Zárate, Mariátegui, Filadelfia, Uni, Comas y Pando son celdas de posición interior, sin embargo, estas subestaciones en servicio fueron diseñadas con celdas MT en posición exterior. Asimismo, presenta informe de sustento donde expone que las celdas MT aprobadas en las subestaciones existentes mencionadas deben ser de posición exterior.

### **2.16.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, la tecnología de las celdas de línea 60 kV en las subestaciones Zárate y Canto Grande, aprobadas en la RESOLUCIÓN, corresponden a lo propuesto por ENEL;

Que, sin embargo, en la presente etapa, ENEL sustenta la tecnología existente en la SET Zárate (Modelo Híbrido - Tipo Pass MOO) y en la SET Santa Rosa (Convencional Interior);

Que, la Celda de Línea 60 kV de la SET Zárate y la SET Santa Rosa se valorizaron con el costo del módulo de la celda asimilada tipo Convencional Exterior;

Que, respecto a las celdas MT de 10 y 20 kV de tipo interior en las subestaciones Zárate, Mariátegui, Filadelfia, UNI, Comas, Canto Grande, aprobadas mediante la RESOLUCIÓN, corresponden a las propuestas por ENEL;

Que, sin embargo, en la presente etapa, ENEL indica que las celdas MT en dichas subestaciones son de tipo exterior y las celdas aprobadas por Osinergmin son de tipo interior, lo cual originaría problemas para la aprobación del Acta de Puesta en Servicio;

Que, las Celdas MetalClad Tipo Exterior no figuran en la Base de Módulos Estándar Vigente aprobada mediante Resolución N° 042-2020-OS/CD y corresponden aprobarse con el módulo de la celda asimilada tipo interior;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## **2.17 EVALUACIÓN DE ELEMENTOS DEL PLAN DE INVERSIONES 2017-2021**

### **2.17.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, en el Formato F-305 se aprobó la regularización de celdas para Barsi (5), Huarangal (1), Huacho (1) y UNI (2) para el año 2021; sin embargo, en la página 169 del Informe Técnico Nro. 346-2020-GRT señala su año previsto para el 2024;

Que, ENEL solicita aprobar la implementación de las celdas de acoplamiento longitudinal 60 kV, puestas en servicio en las subestaciones Comas, Mariátegui y Zárate en virtud a los sustentos descritos, considerando que el costo de inversión de cada acoplamiento longitudinal corresponde al 10% del valor del módulo completo de acoplamiento de USD 156 291,86, estando el diseño de simple seccionamiento alineado a lo que establece la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", en lo que corresponde a instalación de mínimo costo;

Que, ENEL manifiesta que, en el Informe N° 346-2020-GRT, no se acogió su pedido de reconocimiento de la inversión de las celdas de acoplamiento longitudinal de 60 kV, implementadas en sistemas de simple barra;

Que, en ese sentido, ENEL presenta documentación de sustento para el reconocimiento de celdas de acoplamiento longitudinal 60 kV implementadas en simple barra en las subestaciones Comas, Mariátegui y Zárate.

### **2.17.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, respecto a las celdas regularizadas del Plan de Inversiones 2017-2021, en Barsi (5), Huarangal (1), Huacho (1) y UNI (2), se considera la aprobación de ingreso para el año 2021;

Que, la DSE remite el Informe Técnico N° DSE-STE-704-2020, en el cual evalúa el

RECURSO de ENEL, que solicita aprobar la implementación de las celdas de acoplamiento longitudinal 60 kV, puestas en servicio en las subestaciones Comas, Mariátegui y Zárate donde propone considerar el costo de inversión de cada acoplamiento longitudinal que corresponde al 10% del valor del Elemento aprobado;

Que, DSE concluye que existen posibles riesgos que podrían devenir en un accidente producto de la implementación de solo un seccionador en reemplazo del Elemento aprobado, con lo cual concluye que se debe cumplir con la instalación de todo el equipamiento aprobado;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado la aprobación al año 2021 de las celdas regularizadas del Plan de Inversiones 2017-2021, e infundado el reconocimiento de las celdas de acoplamiento en 60 kV para las SET Comas, Mariátegui y Zárate.

## **2.18 RECONOCIMIENTO DE COSTOS ASOCIADOS A LA BAJA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AT BARSÍ - MIRONES - PANDO**

### **2.18.1 SUSTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL solicita se apruebe el reconocimiento de la inversión, que permita el desmontaje de la línea alta tensión 60 kV Barsi - Mirones - Pando L.661/L.662/L.664 doble circuito;

Que, señala, de acuerdo a lo indicado en la Norma de Tarifas se deben tener en cuenta los siguientes criterios generales para realizar la planificación de la expansión de la red de Transmisión en un Área de Demanda: 11.7. En el Planeamiento debe tenerse presente las instalaciones existentes que se darán de baja durante el siguiente Periodo Tarifario de SST y SCT, según lo establecido en la Norma "Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión";

Que, sostiene, se debe de tener presente que, para dar de baja a una línea de trasmisión, la misma está asociada al desmontaje de todos sus elementos y forman parte del ciclo de vida útil de la línea de transmisión, no perteneciendo a un tema aislado; por lo tanto, debe formar parte del reconocimiento por parte del Osinergmin de los mencionados costos de desmontaje de la línea;

Que, indica, con la puesta en servicio de las nuevas líneas de alta tensión Malvinas - Pando L.6749/6751 y Malvinas - Mirones L.6746/6747/6748, solicitó a Osinergmin la aprobación de la baja de la línea Barsi - Mirones - Pando L.661/662/664, las mismas que fueron aprobadas.

### **2.18.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, sobre el presente extremo presentado por ENEL, se reitera que el Plan de Inversiones es un proceso regulatorio de planeamiento donde se aprueban Bajas remunerativas o regulatorias, el proceso de desmontaje al que ENEL hace referencia no se contempla dentro del alcance de la Norma Tarifas;

Que, debe tenerse en cuenta que en el Plan de Inversiones se aprueban las “obras de transmisión” y no costos o partidas como la que solicita la recurrente;

Que, conforme a lo dispuesto en el numeral IV) del literal b) del artículo 139) del RLCE, la valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión aprobadas en el Plan de Inversiones, será efectuada con costos estándares de mercado, para tal fin Osinergmin mantiene actualizada la Base de Datos de Módulos Estándares;

Que, mediante los referidos módulos estándares es que se reconocen las inversiones y costos para los titulares de transmisión para dar cumplimiento al Plan de Inversiones, en cuyo proceso de formación, deberá evaluarse y plantearse, de ser el caso, un análisis sobre los pedidos como el formulado por la recurrente, con el fin de considerarlo o de rechazarlo, sustentar las razones sobre el particular;

Que, en tal sentido, no corresponde incluir en el Plan de Inversiones el reconocimiento de presupuesto para efectuar el desmontaje de la línea Barsi - Mirones - Pando de 60 kV en la medida de que no es objeto de aprobación del Plan de Inversiones;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado improcedente.

## **2.19 NULIDAD DE LA RESOLUCIÓN**

### **2.19.1 SUTENTO DEL PETITORIO**

Que, ENEL señala que la Resolución 126 adolece del requisito de validez del acto administrativo, al contravenirse la Constitución, las leyes y normas reglamentarias, así como los principios de legalidad, verdad material y confianza legítima, por lo que se ha incurrido en las causales de nulidad previstas en el artículo 10 del TUO de la LPAG, en específico el numeral 1, puesto que la autoridad ha trasgredido la Norma Tarifas al pretender modificarla, los principios rectores de la administración pública, los derechos constitucionales a la libre iniciativa privada y libertad de empresa; y desconoce el contenido del Procedimiento de Altas y Bajas.

### **2.19.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN**

Que, de acuerdo con el artículo 10 del TUO de la LPAG, son causales de nulidad de los actos administrativos las siguientes: (i) La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias; (ii) El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto. Los requisitos de validez del acto son: haber sido emitido por órgano competente; tener objeto y que, además, este sea lícito, preciso, posible física y jurídicamente; finalidad pública; sustentado con la debida motivación; y haber sido emitido cumpliendo el procedimiento regular; (iii) Los actos expresos o los que resulten como consecuencia de la aprobación automática o por silencio administrativo positivo, por los que se adquiere facultades, o derechos, cuando son contrarios al ordenamiento jurídico, o cuando no se cumplen con los requisitos, documentación o trámites esenciales para su adquisición; (iv) Los actos administrativos que sean constitutivos de infracción penal, o

que se dicten como consecuencia de la misma;

Que, de lo expuesto en la presente resolución, se advierte que no existe vicio alguno en la RESOLUCIÓN que amerite la declaratoria de nulidad de este acto administrativo, sino, por el contrario, conforme lo complementa el área técnica, existe una aplicación correcta de las normas y de los principios que rigen la aprobación del Plan de Inversiones, en estricto cumplimiento de las competencias que le han sido conferidas por ley a Osinergmin;

Que, en ese sentido, corresponde declarar No Ha Lugar la solicitud de nulidad presentada por ENEL en contra de la RESOLUCIÓN.

Que, se han emitido los informes [N° 541-2020-GRT](#) y [N° 542-2020-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente. Los mencionados informes complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

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

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 41-2020.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar No Ha Lugar la solicitud de nulidad presentada por la empresa Enel Distribución Perú S.A.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en el numerales 2.19 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar fundado el extremo 9 de recurso de reconsideración interpuesto por Enel Distribución Perú S.A.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.9.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Declarar fundados en parte los extremos 3, 5, 6, 8, 10, 12, 13 y 17 del recurso de reconsideración interpuesto por Enel Distribución Perú S.A.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en los numerales 2.3.2, 2.5.2, 2.6.2, 2.8.2, 2.10.2, 2.12.2, 2.13.2 y 2.17.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Declarar infundados los extremos 1, 2, 4, 7, 11, 15 y 16 del recurso de reconsideración interpuesto por Enel Distribución Perú S.A.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.4.2, 2.7.2, 2.11.2, 2.15.2, y 2.16.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 5°.-** Declarar improcedentes los extremos 14 y 18 del recurso de reconsideración interpuesto por Enel Distribución Perú S.A.A. contra la Resolución N° 126-2020-OS/CD, por las razones señaladas en los numerales 2.14.2 y 2.18.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 6°.-** Incorporar los informes [N° 541-2020-GRT](#) y [N° 542-2020-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 7°.-** Disponer que las modificaciones en el Plan de Inversiones 2021 – 2025 aprobado con Resolución N° 126-2020-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, serán consignadas en resolución complementaria.

**Artículo 8°.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla junto con los Informes a que se refiere el artículo 6 precedente en la página Web de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>.

**Antonio Angulo Zambrano**  
**Presidente del Consejo Directivo (e)**  
**OSINERGMIN**