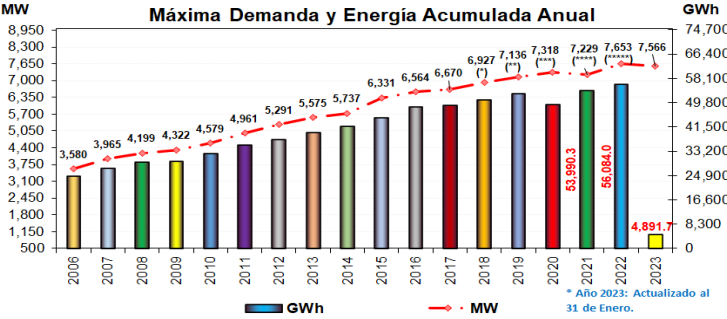
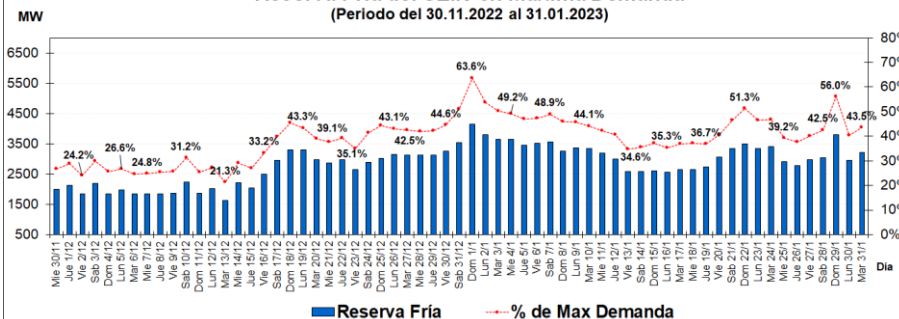
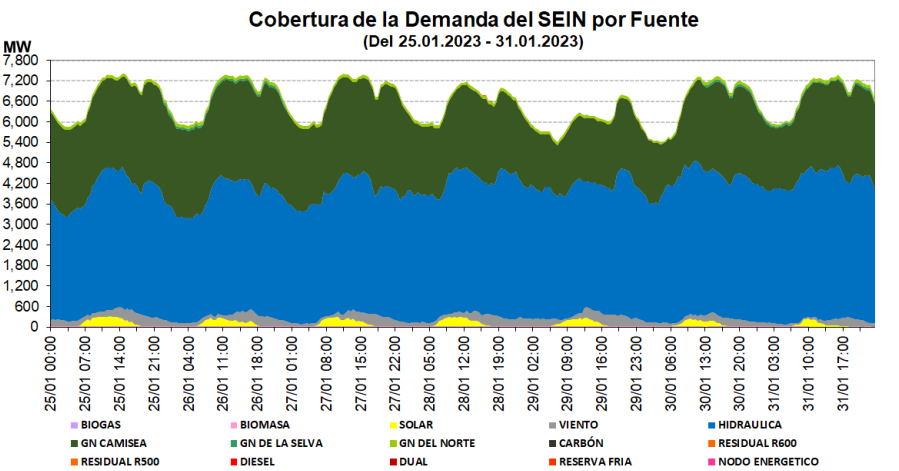
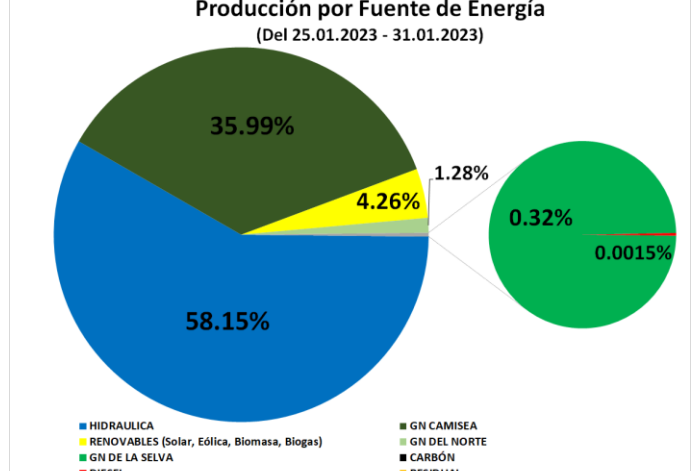
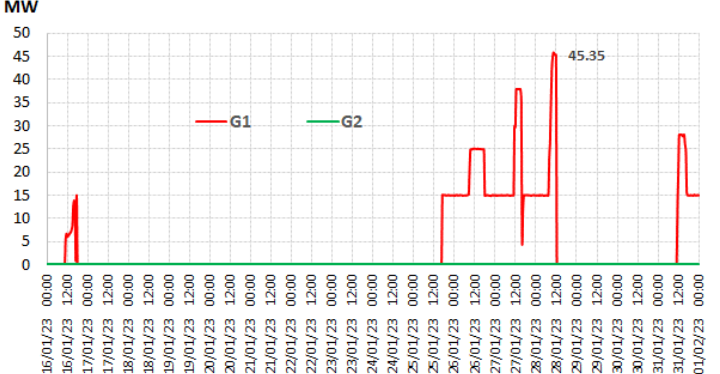
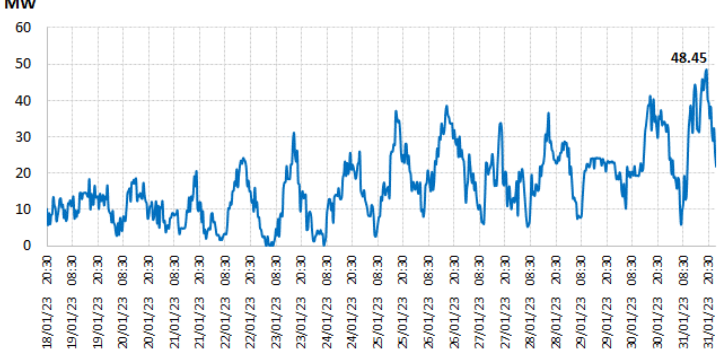
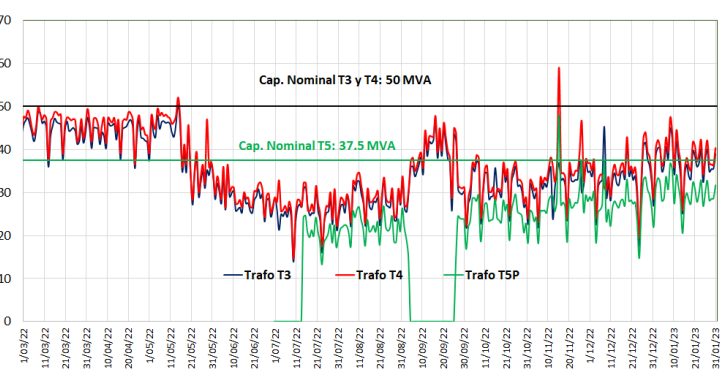




División de Supervisión de Electricidad

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
25.01.2023	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	<p>A las 15:00 h del 25.01.2023 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta de 7,414.55 MW. No superó los 7,653.5 MW registrado el día 13.12.2022 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="600 325 1352 517"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fria (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,162.85</td> <td>404.42</td> <td>34.8%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,607.34</td> <td>736.48</td> <td>16.0%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,644.36</td> <td>1911.10</td> <td>116.2%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,414.6</td> <td>3,052.0</td> <td>41.2%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: La máxima demanda corresponde a la potencia de generación de los Integrantes del COES</p>	Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %	Norte	1,162.85	404.42	34.8%	Centro	4,607.34	736.48	16.0%	Sur	1,644.36	1911.10	116.2%	Total	7,414.6	3,052.0	41.2%	<p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 19.12.2018 a las 15:15 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 27.02.2019 a las 12:00 horas. (***) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 14.02.2020 a las 12:00 horas. (****) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 03.12.2021 a las 15:30 horas. (*****) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 13.12.2022 a las 15:00 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,162.85	404.42	34.8%																				
Centro	4,607.34	736.48	16.0%																				
Sur	1,644.36	1911.10	116.2%																				
Total	7,414.6	3,052.0	41.2%																				
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	G Evolución de la Reserva Fria en el SEIN OSINERGMIN	<p>Reserva Fria del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 30.11.2022 al 31.01.2023)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Santa Rosa (TG8: 188 MW): Se realizo la inspección mayor de la TG, además de la inspección menor del generador (ROTOR-IN) ➤ C.T. Santo Domingo De Los Olleros (CENTRAL: 296.3 MW): La TG1 indisponible por inspección debido a falla en el sistema de combustión. 																				
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 31.01.2023 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 25.01.2023 - 31.01.2023)</p> 	<p>Producción por Fuente de Energía (Del 25.01.2023 - 31.01.2023)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	G	<p>Inicio de prueba de puesta en servicio C.T. Refinería Talara</p> <p>PETROPERU</p> <p>El 26 y 27 de diciembre de 2022 se realizó la primera energización en vacío del Transformador TR-34-GE1-02 de 33/13.8kV (del generador 2) de la C.T. Refinería Talara, luego quedó energizado en vacío por 48 horas para pruebas de BACKFEED.</p> <p>El 16.01.2023, la TV1 de la C.T Refinería Talara realizó pruebas, llegando a generar hasta 15.01 MW para atender parte de la demanda de la Refería Talara.</p> <p>Del 25,26,27,28 y 31 de enero de 2023 se vienen realizando pruebas de la TV1, llegando a generar hasta 45.35 MW para atender parte de la demanda de la Refería Talara. En los siguientes días se continuará incrementando su carga de manera gradual (potencia instalada 50 MW).</p>	<p>Generación de la CT Refinería Talara</p> 
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	G	<p>Pruebas en aerogeneradores de la C.E Punta Lomitas.</p> <p>ENGIE</p> <p>Desde fines de diciembre de 2022, la C.E. Punta Lomitas viene operando aerogeneradores (5.2 MW potencia nominal c/u) como parte de las pruebas de puesta en servicio. A la fecha registró una generación máxima de 48.45 MW.</p> <p>Según R.M. N° 053-2021-MINEM/DM publicado el 14.03.2021, la C.E Punta Lomitas tiene que llegar a 260 MW.</p> <p>La central ira incrementando carga de forma gradual ya que se tienen instalados 57 aerogeneradores.</p> <p>El proyecto se encuentra dentro de los plazos establecidos en su Cronograma de Ejecución de Obras, en el cual se detalla, la Puesta en Operación Comercial, a más tardar, el 29.05.2024.</p>	<p>Generación de la CE Punta Lomitas</p> 
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	T	<p>Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia</p> <p>REP</p> <p>El 15.05.2022, se energizó por primera vez el transformador T5 de 220/60 kV, 37 MVA de la SE Independencia.</p> <p>El 25.05.2022, el COES mediante carta COES/D/DP-789-2022, aprobó la Integración al SEIN de las Instalaciones del proyecto "Instalación de un Transformador de Potencia en la S.E. Independencia".</p> <p>A la fecha en la SE Independencia se cuenta con los transformadores de potencia T3-261 y T4-261 de 50 MVA de 220/60/10kV, y T5P de 37.5 MVA de 220/60 kV.</p> <p>Desde el 04 al 27 de setiembre de 2022, el transformador T5P de 37.5 MVA de 220/60 kV estuvo fuera de servicio por mantenimiento correctivo.</p> <p>A las 17:15 h del 27.09.2022, se energizó nuevamente el transformador T5P, ingresando a operar sin inconvenientes.</p> <p>Se aprecia que la demanda en la SE Independencia viene incrementado de forma gradual.</p>	<p>Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	CL	<p>Toma de carga de Clientes Libres importantes</p> <p>ANGLO AMERICAN QUELLAVECO / REFINERÍA TALARA</p> <p>El 18.05.2022, el COES mediante carta COES/D/DP-744-2022, autorizó para realizar Pruebas de Puesta en Servicio del Proyecto Minero Quellaveco hasta 168 MW.</p> <p>En la siguiente gráfica se muestra el diagrama de carga de la Minera Quellaveco, se aprecia incremento gradual llegando a registrar a la fecha una demanda máxima de 131 MW.</p> <p>Del 28 al 30 de enero de 2023 se redujo la carga de la Minera Quellaveco hasta 10MW por mantenimientos programados en molinos.</p> <p>El 29 de enero se redujo la carga a menos de 10MW por pruebas de sincronización grupos de emergencia barra barras 22.9 kV.</p> <p>Asimismo, Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga, a la fecha viene registrando 40.71 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p>	<p>Diagrama de carga de Minera Quellaveco y Refinería Talara</p>												
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	SEIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 83.</p> <table border="1" data-bbox="600 600 1361 882"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>47</td> </tr> <tr> <td>Terceros (2)</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (3)</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (4)</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (5)</td> <td>11</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</p>	Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%	Varios Propio (1)	47	Terceros (2)	17	Fallas Sistema Interconectado (3)	13	Fenómenos Naturales (4)	12	Mantenimiento (5)	11	<p>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</p> <p>Total: 83 eventos de interrupciones reportados</p> <ol style="list-style-type: none"> Varios - Propio: Otros - Propio (33,8%, 28 veces, 19h 44' de duración), Bajo nivel de aislamiento (3,6%, 3 veces, 10h 15' de duración), Fallo equipo (3,6%, 3 veces, 34' de duración), Corte de emergencia (3,6%, 3 veces, 1h 38' de duración), Caída conductor de red (2,4%, 2 veces, 1h 7' de duración), 1 vez; 3h 57' de duración). Terceros: Impacto vehicular (6,1%, 5 veces, 3h 57' de duración), Aves (6,1%, 5 veces, 2h 3' de duración), Otros - Terceros (3,6%, 3 veces, 2h 50' de duración), Caída de árbol (1,2%, 1 vez, 3h 57' de duración). Fallas Sistema Interconectado: Fallo sistema interconectado (11,8%, 10 veces, 23h 28' de duración), Déficit de generación (1,2%, 1 vez, 8' de duración). Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (7,2%, 6 veces, 2h 35' de duración), Otros - Fen. Nat. (3,6%, 3 veces, 18' de duración), Fuertes vientos (1,2%, 1 vez, 11' de duración). Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (5%, 4 veces, 1h 54' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (3,6%, 3 veces, 2h 5' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (2,4%, 2 veces, 4h 58' de duración).
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	47														
Terceros (2)	17														
Fallas Sistema Interconectado (3)	13														
Fenómenos Naturales (4)	12														
Mantenimiento (5)	11														
Del 25.01.2023 al 31.01.2023	SEIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="629 1150 1330 1358"> <thead> <tr> <th>Origen de las Interrupciones por instalación causante</th> <th>Nº de Interrupciones</th> <th>% de Interrupción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Distribución</td> <td>58</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>24</td> <td>29</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</p>	Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	58	70	Transmisión	24	29	Generación	1	1	<p>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p> <p>Total: 83 eventos de interrupciones reportados</p> <ol style="list-style-type: none"> Distribución: Causas internas (62,1%, 36 veces, 3d 23h 59' de duración), Fenómenos naturales (6,9%, 4 veces, 1h 37' de duración), Terceros (20,7%, 12 veces, 11h 58' de duración), Otros suministradores (10,3%, 6 veces, 20h 47' de duración). Transmisión: Causas internas (37,5%, 9 veces, 1d 16h 14' de duración), Fenómenos naturales (25%, 6 veces, 1h 27' de duración), Terceros (8,3%, 2 veces, 51' de duración), Otros suministradores (29,2%, 7 veces, 2d 4h 45' de duración). Generación: Otros suministradores (100%, 1 vez, 8' de duración).
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	58	70													
Transmisión	24	29													
Generación	1	1													

<p>Del 25.01.2023 al 31.01.2023</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: Supervisión del Contrato: C.S. Clemesi</p> <p>Empresa: ENEL GREEN POWER PERU S.A.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Mediante R.M. N° 061-2021-MINEM/DM publicado el 26.03.2021 en el Diario El Peruano, el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto "Central Solar Clemesi". Mediante R.D. N° 139-2019-SENACE-PE/DEAR del 05.09.2019, la Dirección de Evaluación Ambiental para Proyectos de Recursos Naturales y Productivos de SENACE, aprobó la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto; sin embargo, con R.D. N° 0091-2022-MINEM/DGAAE del 16.06.2022 fue modificada. El proyecto cuenta con Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos CIRA N° 2019-045-DDC-MOQ y 2022-023-DDCMOQ/MC, el cual abarca los componentes de generación del proyecto C.S. Clemesi, así como los caminos internos, componentes auxiliares y la subestación. El 12.08.2022, el COES mediante Carta N° COES/D/DP-1141-2022, dio conformidad a la actualización del Estudio de Pre Operatividad para la conexión al SEIN de la C.S. Clemesi El 19.08.2022, la Concesionaria solicitó modificación de la concesión al MINEM, el cual se encuentra en evaluación. La Concesionaria informó que se han presentado factores de frenaje debido a: Problemas en la cadena de suministro del equipamiento; Retrasos en la tramitación de la Concesión Definitiva de Transmisión por cambio en el estado del Estudio de Pre Operatividad (EPO) aprobado; y Manifestaciones sociales por crisis política nacional. La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta el 28.09.2023. Actualmente, se viene realizando trabajos tales como: movimientos de tierra, preparación de terreno, fundaciones de las conversiones units, tendidos de cables de media tensión y baja tensión, hincado y montaje de trackers, ampliación de la SE Rubí. El avance físico y global del proyecto es de 23,5% y 83,4%, respectivamente. El monto de inversión será de aproximadamente 80,7 MM USD, según lo informado por la Concesionaria. Según el cronograma de ejecución de obras, se encuentra prevista la POC para el 29.04.2023. 	 <p>30 páginas de 2022.11.21</p> <p>Montaje de Paneles Fotovoltaicos</p>
<p>Del 25.01.2023 al 31.01.2023</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión de futuros proyectos: Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo</p> <p>Concesionaria: Transmataro S.A.</p>	<ul style="list-style-type: none"> El 29.01.2018 se firmó el Contrato de Concesión SGT entre el MINEM y Consorcio Transmataro (CTM) para la construcción y operación del proyecto Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo (Enlace COYA). El inicio de las obras se realizó: 09.12.2020 en la S.E. Campas; el 12.12.2020 en la L.T. 500 kV Campas-Carapongo y el 01.02.2021 en la L.T. 500 kV Campas-Colcabamba. Mediante R.M. N° 278-2022-MINEM/DGE, el MINEM amplió el plazo de la POC en 28 días, esto es, al 14.09.2022, el cual no se ha cumplido. CTM informó que se seleccionó a CENERGIA como Inspector del proyecto. El 31.03.2022, CTM presentó al COES el Estudio de Operatividad (EO) del proyecto, el mismo continua en revisión. El 21.06.2022 llegó el último Autotransformador Monofásico a la S.E. Campas. Respecto a la servidumbre, se tiene un avance de 99,9% en negociación y 93,7% en firma de contratos y pagos. En la S.E. Campas se culminó el montaje de los equipos GIS 500 kV, de 11 reactores, transformadores de potencia, transformador de SS.AA., sistema contra incendios y pruebas de control y protección nivel 1 y 2. En la S.E. Yanango se concluyó el montaje de equipos secundarios concluido, pruebas SAT de equipos primarios y secundarios. Pendiente actividades relacionadas a pruebas finales. En la S.E. Colcabamba se culminó las pruebas Hi Pot del equipamiento GIS, 	 <p>Reactores monofásicos 500 kV Capacidad 25 MVAR</p>

			<p>montaje de TC de reactor neutro, montaje de accesorio de seccionador, acometidas hacia pararrayos, así como las pruebas nivel 1,2 y 3. Pendiente pruebas de telecomunicaciones y pruebas end to end.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ En la S.E. Carapongo se culminó las pruebas Hi Pot del equipamiento GIS, acometidas hacia pararrayos. Pendiente pruebas de telecomunicaciones y pruebas end to end. ▪ Se tiene un avance global acumulado de 95,18%. ▪ La Concesionaria informó que en el tramo 3 de la L.T. Colcabamba-Campas, las actividades están siendo retrasadas, por problemas sociales y climatológicos indicando que estos hechos vienen ocasionando retrasos de obra. ▪ La Concesionaria ha presentado al MINEM solicitudes de ampliación de plazo para la POC; de aprobarse, la POC se desplazaría al 17.08.2023. 	
<p>Del 25.01.2023 al 31.01.2023</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión de futuros proyectos: Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía</p> <p>Concesionaria: CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION LA NIÑA S.A.C.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mediante R.M. N° 124-2021-MINEM/DM el Concedente MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto en 87 días calendarios. ▪ Con Carta COES/D/DP-690-2021 del 07.05.2021, el COES aprobó el EPO del proyecto. ▪ La Concesionaria tiene aprobado los estudios de patrimonio (SERFOR) y colecta de recursos hidrobiológicos (PRODUCE). ▪ La gestión predial está siendo desarrollada de manera directa por gestores y coordinadores de la propia Concesionaria. Reportaron avances de: zonificación económica (100%), búsqueda catastral (100%), estudio de títulos (100%), censo y catastro (100%) y negociaciones (79%). ▪ El EIA fue aprobado el 21.10.2022 mediante R.D. N° 0174-2022-MINEM/DGAAE. ▪ El 09.06.2022, el MINEM mediante el Informe N° 0193-2022/MINEM-DGE aprobó la Ingeniería Definitiva del proyecto. ▪ La Concesionaria viene desarrollando la Ingeniería de Detalle del proyecto. ▪ Se tiene un avance de 58% en el suministro para la línea de transmisión y de 28% para las subestaciones. ▪ Conforme al Anexo N° 7 del Contrato de Concesión SGT, la POC estuvo programada para el 28.09.2023. Con la suspensión de 87 días calendario, el plazo para el cumplimiento de la POC se desplazó hasta el 24.12.2023. ▪ El 27.06.2022, la Concesionaria solicitó al MINEM la solicitud de suspensión de plazos por evento de fuerza mayor referido a los atrasos en la aprobación del Estudio de Ingeniería Definitiva. Dicha solicitud se encuentra en proceso de evaluación por parte del MINEM. ▪ El 27.07.2022, con Carta TIAG-CON-NI-DG-CAR-353-2022, la Concesionaria CLTLN precisa al MINEM que los atrasos en la aprobación de la Ingeniería Definitiva han tenido incidencias en todos los hitos del Anexo N° 7 del Contrato de Concesión SGT y han afectado la ruta crítica del Cronograma de Actividades; y en razón de ello reiteran la solicitud de suspensión del Contrato de Concesión SGT en doscientos veintiséis (226) días calendario. De aprobarse la solicitud se estaría prorrogando la Puesta en Operación Comercial hasta el 10.08.2024. ▪ La Supervisión el 25.11.2022 ha efectuado la revisión de la Ingeniería de Detalle de la Línea de Transmisión Leoncio Prado - Chaglla LT 08 encontrándose conforme. Se está remitiendo la conformidad al Osinergmin y a la Concesionaria. ▪ El 20.09.2022, la Concesionaria CLTLN ha presentado a MINEM carta invocando fuerza mayor por retrasos en la aprobación del EIA. ▪ El avance global del proyecto es de 24,6%. ▪ El monto de inversión será de 27,96 MM US\$, según lo informado por la Concesionaria. ▪ La Concesionaria CLTLN con Carta N° E 026-CON-NI-OS-CAR-024-2013, del 13.01.2023, informó que las obras se iniciarían el 16.01.2023. 	<p>Diagrama Unifilar</p>

