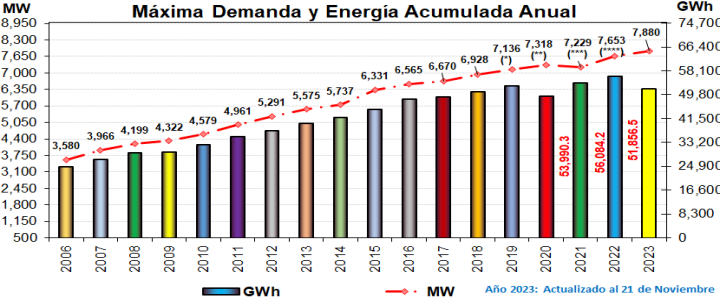
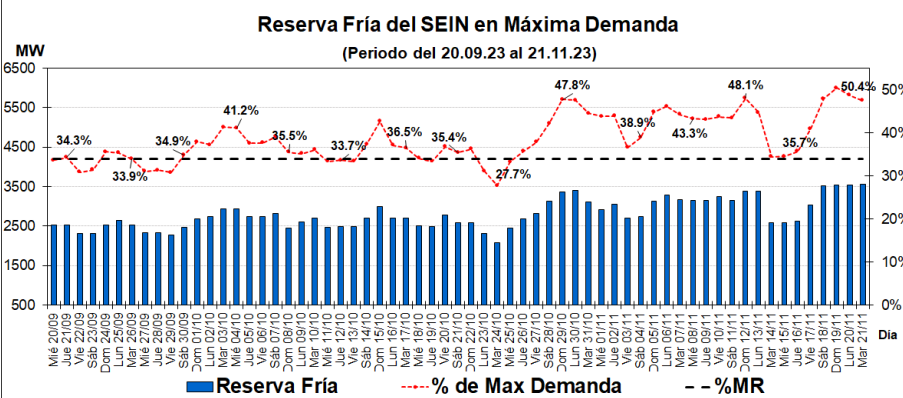
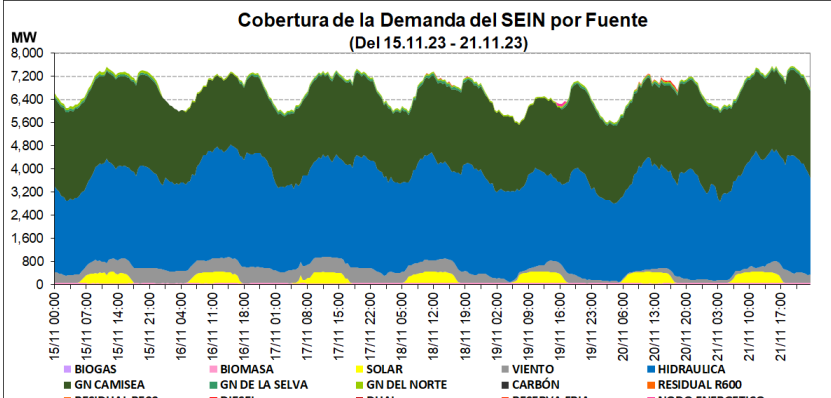
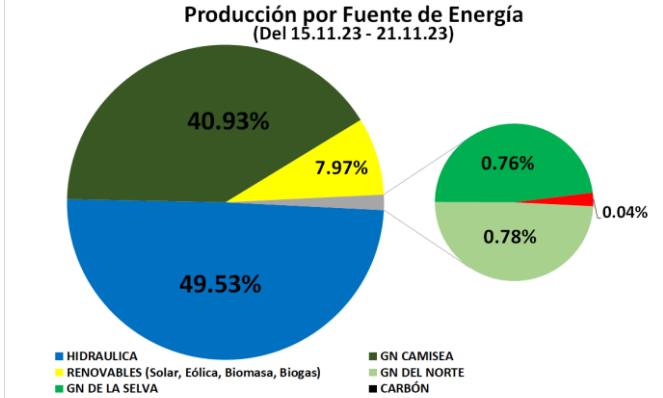
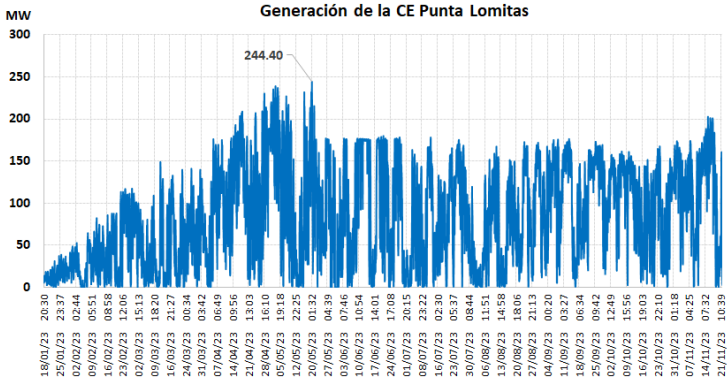
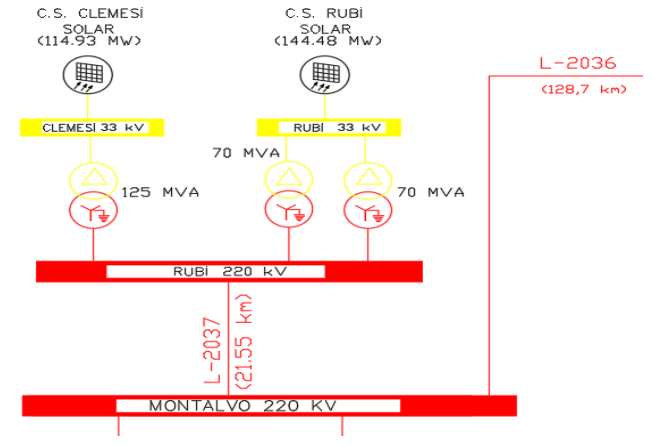
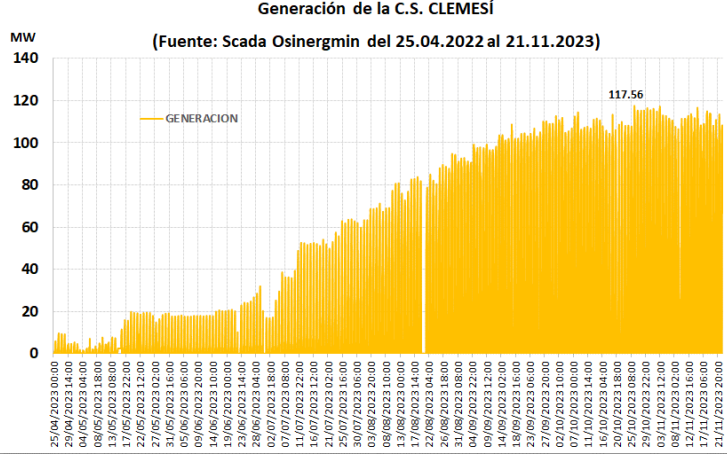
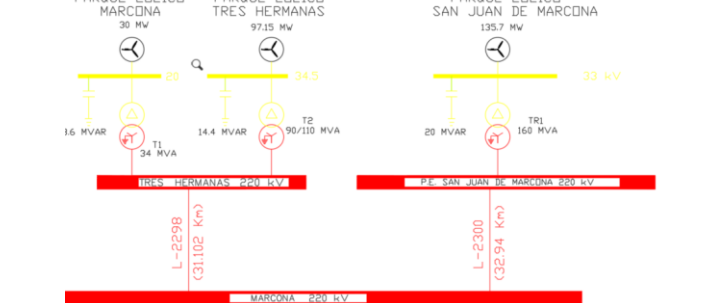
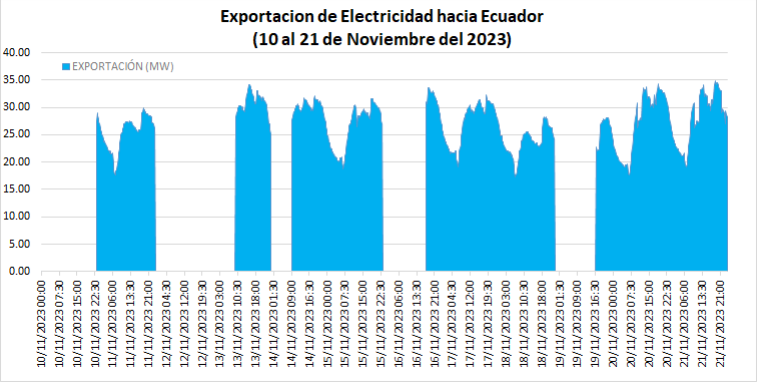
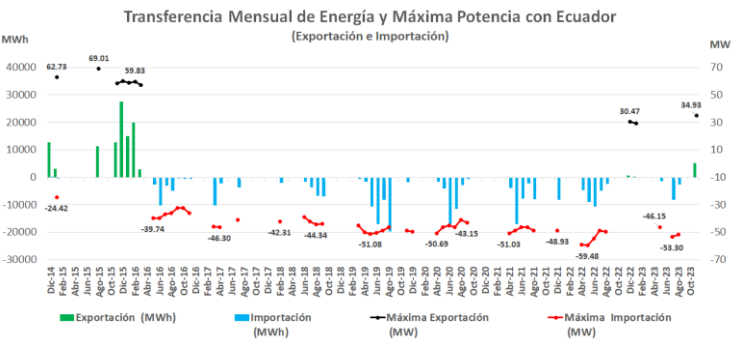
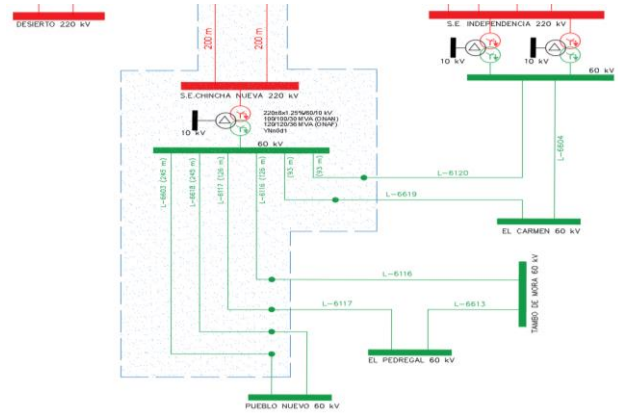
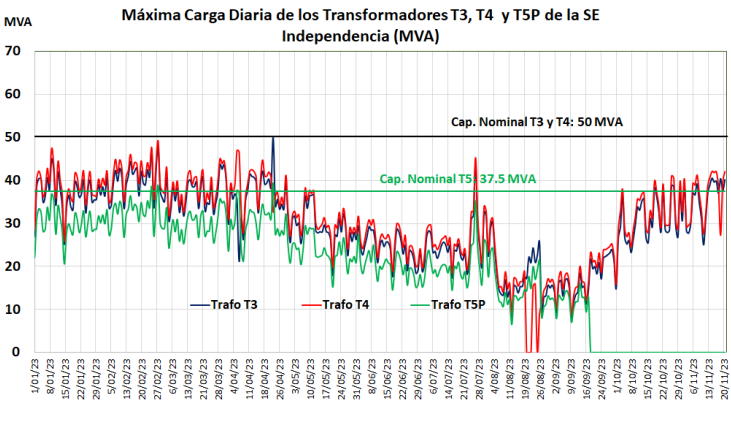
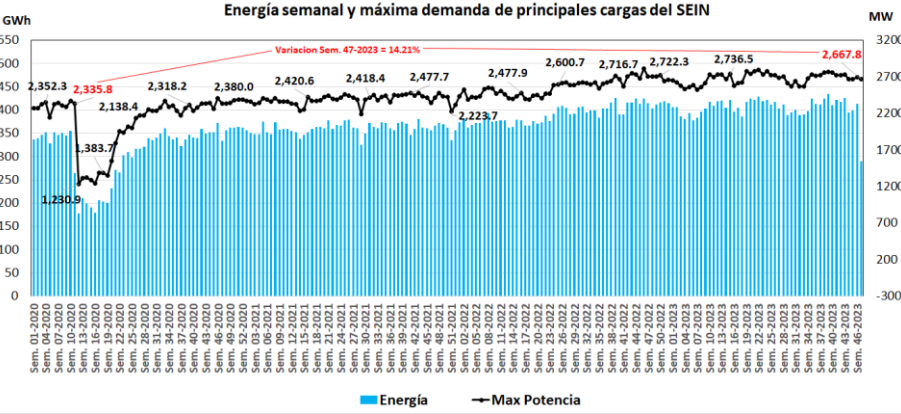


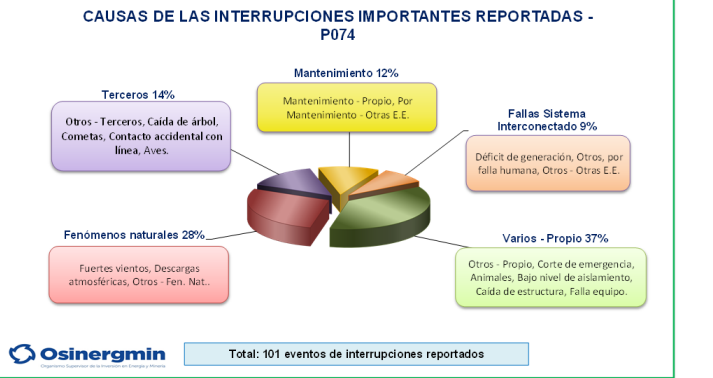
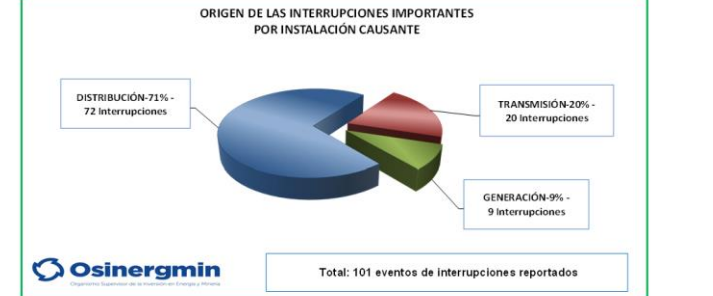
División de Supervisión de Electricidad



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
21.11.2023	G  OSINERGHMIN	<p>A las 15:00 h del 21.11.2023 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>7,521.67 MW</b>. No supero los <b>7,880.46 MW</b> registrado el día 23.03.2023 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="600 300 1355 497"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fría (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,138.16</td> <td>690.49</td> <td>60.7%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,613.42</td> <td>962.35</td> <td>20.9%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,770.09</td> <td>1915.82</td> <td>108.2%</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7,521.7</b></td> <td><b>3,568.7</b></td> <td><b>47.4%</b></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 Fría (MW)	Porcentaje %	Norte	1,138.16	690.49	60.7%	Centro	4,613.42	962.35	20.9%	Sur	1,770.09	1915.82	108.2%	<b>Total</b>	<b>7,521.7</b>	<b>3,568.7</b>	<b>47.4%</b>	<p><b>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</b></p>  <p>(*) 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 Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,138.16	690.49	60.7%																				
Centro	4,613.42	962.35	20.9%																				
Sur	1,770.09	1915.82	108.2%																				
<b>Total</b>	<b>7,521.7</b>	<b>3,568.7</b>	<b>47.4%</b>																				
Del 15.11.2023 al 21.11.2023	G  OSINERGHMIN	<p><b>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda</b> (Periodo del 20.09.23 al 21.11.23)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <b>C.T. Ventanilla (TG 3: 150 MW):</b> Indisponible del 15 al 18 de noviembre por mantenimiento preventivo (Inspección Rápida de Cámara de Combustión).</li> <li>➤ <b>C.T.R.F ILO 2(Central: 502 MW):</b> Indisponible del 15 al 18 de noviembre por mantenimiento preventivo BOP/UPS/DC.</li> <li>➤ <b>C.T. Fénix (GT12: 191.8 MW):</b> Indisponible del 19 al 20 de noviembre por mantenimiento correctivo debido a reparación de fisura en válvula manual de aislamiento en línea de vapor HP en la caldera 12.</li> </ul> <p>Resulta importante precisar, que de acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, se fijó en 33.9% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2023 hasta abril de 2024.</p>																				
Del 15.11.2023 al 21.11.2023	SEIN  OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 21.11.2023 se dio de la siguiente manera.</p> <p><b>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente</b> (Del 15.11.23 - 21.11.23)</p> 	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p> <p><b>Producción por Fuente de Energía</b> (Del 15.11.23 - 21.11.23)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 15.11.2023 al 21.11.2023	CE	<p><b>Generación C.E Punta Lomitas.</b></p> <p>(Departamento: ICA, Provincia: ICA, Distrito: Ocuaje y Santiago)</p> <p><b>ENGIE</b></p> <p>Según R.M. N° 053-2021-MINEM/DM publicado el 14.03.2021, la C.E Punta Lomitas tiene una potencia instalada de 296 MW.</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-653-2023, el 15.06.2023, aprobó la Operación Comercial de la central eólica Punta Lomitas a partir de las 00:00 h del 16.06.2023, con una Potencia Nominal de 260 MW y 50 aerogeneradores.</p> <p><b>Se encuentra pendiente la Operación Comercial de los 7 aerogeneradores restantes (potencia nominal de 36,4 MW), lo cual se encuentran en etapa de Pruebas de Puesta en Servicio, que conjuntamente con los 50 aerogeneradores en Operación hacen un total de 296,4 MW.</b></p>	<p><b>Generación de la CE Punta Lomitas</b></p> 
Del 15.11.2023 al 21.11.2023	CS	<p><b>Pruebas en Circuitos de generación C.S Clemesi</b></p> <p>(Departamento: Moquegua, Provincia: Mariscal Nieto, Distrito: Moquegua)</p> <p><b>ENEL GREEN POWER</b></p> <p>Mediante R.M. N° 136-2023-MINEM/DM publicado el 03.04.2023 se aprobó la modificación de potencia instalada de <b>116.45 a 114.93 MW</b>.</p> <p>Desde abril de 2023, la C.S Clemesi viene realizando pruebas de puesta en servicio. A la fecha registró una generación máxima de <b>117.5 MW</b> aproximadamente.</p> <p>El 28.06.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-399-2023, autorizó continuar las pruebas de puesta en servicio.</p> 	<p><b>Generación de la C.S. CLEMESI</b></p> <p>(Fuente: Scada Osinergmin del 25.04.2022 al 21.11.2023)</p> 
Del 19.11.2023 al 22.11.2023	CE	<p><b>Energización C.E. San Juan</b></p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p><b>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.</b></p> <p>El 19.11.2023, a las 11:20 h, se dio la primera energización de la línea L-2300 (Marcona – San Juan) de 220kV; asimismo, por primera vez se energizó en vacío el transformador TF1 de 220/33 kV en la SE. San Juan.</p> <p>El 22.11.2023, a las 9:47 h, sincronizó primera vez con el SEIN la C.E. San Juan (<b>135MW de potencia instalada</b>) desde la barra de 220kV de la SE. Marcona por la empresa ERSUR. El generador continuó operando por pruebas. En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida Central Solar.</p>	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 15.11.2023 al 21.11.2023</p>	<p>G</p> <p>Exportación de Energía hacia Ecuador</p> <p><b>CENACE COES</b> -</p>	<p>Durante el periodo indicado, en algunas oportunidades se realizó exportación de energía hacia Ecuador. Se transfirió una carga máxima de 34 MW para atender la demanda de la S.E. Machala del sistema ecuatoriano mediante el cierre del interruptor de la línea L-2280 (Zorritos - Machala) de 220 kV en la S.E. Machala y la apertura del interruptor de acoplamiento de barras de 230 kV de la S.E. Machala. Los registros de potencia transferida fueron obtenidos del Sistema SCADA de Osinergmin, el cual se muestra en el siguiente gráfico.</p> 	<p>Medidas adoptadas por Osinergmin u otros</p> 
<p>Del 15.11.2023 al 21.11.2023</p>	<p>T</p> <p><b>Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia</b></p> <p>(Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito: Independencia)</p> <p><b>REP</b></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. De los registros del Sistema SCADA, se aprecia incremento gradual en la cargabilidad en los transformadores de potencia.</p> <p>El 06.08.2023, se energizó por primera vez la barra de 60kV de la SE Chinchá Nueva y secuencialmente las 6 bahías de 60kV del unifilar mostrado. Como consecuencia de la puesta en servicio por pruebas de la SE Chinchá Nueva de 220kV, la cargabilidad de los transformadores de la SE Independencia disminuyeron de forma considerable.</p> <p>A las 23:50 h del 18.09.2023, el transformador T5P de 37.5 MVA de 220/60 kV fue desconectado debido a la finalización de plazo de operación del referido equipo, el cual fue encargado por el MINEM a EGESUR.</p> 	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																				
Del 15.11.2023 al 21.11.2023	CL  <b>ANGLO AMERICAN QUELLAVECO / REFINERÍA TALARA</b>	<p>En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (mineras, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).</p>  <p>Gráfica actualizada hasta el 21/11/2023</p>	<p>En 2023, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:</p> <p><b>Zona Norte:</b> Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga, a la fecha registró una demanda máxima de 62.49 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p> <p><b>Zona Sur:</b> Minera Quellaveco llegó a registrar 148 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p> <table border="1" data-bbox="1576 339 2063 687"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>ZONAS</th> <th>EMPRESA</th> <th>POTENCIA PROMEDIO(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN</td> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td></td> <td>Cajamarca Norte</td> <td>52.66</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rf Talara</td> <td>37.02</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Sider Perú</td> <td>36.27</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td>24.15</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Cementos Piura</td> <td>16.86</td> </tr> <tr> <td>ZONA CENTRO</td> <td>Toromocho</td> <td>151.75</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Shougang</td> <td>137.62</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Minera Antamina</td> <td>125.99</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Cajamarquilla</td> <td>116.90</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Aceros Arequipa</td> <td>87.58</td> </tr> <tr> <td>ZONA SUR</td> <td>Cerro Verde</td> <td>440.59</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Southern</td> <td>259.87</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Minera Las Bambas</td> <td>152.28</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Minera Quellaveco</td> <td>122.81</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Tintaya y Antapaccay</td> <td>113.54</td> </tr> </tbody> </table>			ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)	MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONA NORTE		Cajamarca Norte	52.66		Rf Talara	37.02		Sider Perú	36.27		Cementos Pacasmayo	24.15		Cementos Piura	16.86	ZONA CENTRO	Toromocho	151.75		Shougang	137.62		Minera Antamina	125.99		Cajamarquilla	116.90		Aceros Arequipa	87.58	ZONA SUR	Cerro Verde	440.59		Southern	259.87		Minera Las Bambas	152.28		Minera Quellaveco	122.81		Tintaya y Antapaccay	113.54
		ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)																																																			
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONA NORTE		Cajamarca Norte	52.66																																																			
			Rf Talara	37.02																																																			
			Sider Perú	36.27																																																			
			Cementos Pacasmayo	24.15																																																			
			Cementos Piura	16.86																																																			
	ZONA CENTRO	Toromocho	151.75																																																				
	Shougang	137.62																																																					
	Minera Antamina	125.99																																																					
	Cajamarquilla	116.90																																																					
	Aceros Arequipa	87.58																																																					
ZONA SUR	Cerro Verde	440.59																																																					
	Southern	259.87																																																					
	Minera Las Bambas	152.28																																																					
	Minera Quellaveco	122.81																																																					
	Tintaya y Antapaccay	113.54																																																					
Del 15.11.2023 al 21.11.2023	SA  <b>OSINERGMIN</b>	<p>Genrent del Perú en el suministro a Iquitos se basa en tres contratos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Contrato de Concesión de Reserva Fría de Generación:</b> Suscrito entre el Estado Peruano y Genrent, que obliga al concesionario a construir una central térmica de hasta 80,5 MW de potencia instalada y operar la Planta como sistema aislado hasta la interconexión de Iquitos al SEIN.</li> <li><b>Contrato de Suministro de Electricidad:</b> Suscrito entre Genrent y Electro Oriente, mediante el cual el Concesionario se obliga a suministrar energía eléctrica a Precios en Barra Efectivos para atender a la ciudad de Iquitos.</li> <li><b>Contrato de Cesión de Créditos:</b> suscrito entre Genrent y Electro Oriente, mediante el cual, Electro Oriente se obliga a ceder recursos económicos provenientes del MCSA.</li> </ol> <p><b>Reclamo de Electro Oriente:</b></p> <p>Ante la insuficiencia de capacidad en generación de la Central Térmica Iquitos Nueva (a cargo de Genrent) que actualmente viene registrando, se ha requerido del funcionamiento imprevisto y con mayor frecuencia de los grupos de la Central Térmica Iquitos de Electro Oriente, situación que viene siendo motivo de reclamo de este último, y comunicada en reiteradas oportunidades a la Dirección General de Electricidad, donde solicita principalmente el reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de la Central Térmica Iquitos.</p> <p>En el siguiente cuadro se muestra la participación de Electro Oriente en cuanto al aporte de energía en los últimos meses del presente año:</p> <table border="1" data-bbox="533 1374 1431 1497"> <thead> <tr> <th>Mes</th> <th>Energía Genrent MWh</th> <th>Energía ELOR MWh</th> <th>% de participación ELOR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Setiembre 2023</td> <td>32127.5</td> <td>1775.5</td> <td>6%</td> </tr> <tr> <td>Octubre 2023</td> <td>32145.3</td> <td>3830.0</td> <td>12%</td> </tr> </tbody> </table>	Mes	Energía Genrent MWh	Energía ELOR MWh	% de participación ELOR	Setiembre 2023	32127.5	1775.5	6%	Octubre 2023	32145.3	3830.0	12%	<p><b>Acciones Realizadas Por OSINERGMIN</b></p> <p>Osinergmin a través de la División de Supervisión de Electricidad fiscaliza la operatividad de los centrales de generación en Iquitos conforme a lo establecido en la Resolución N° 220-2010-OS-CD.</p> <p>Con la finalidad mejorar la confiabilidad operativa de la generación en el Sistema Eléctrico Iquitos, Osinergmin ha sostenido reuniones con Electro Oriente y Genrent, mediante el cual se ha requerido los planes de acción de corto y mediano plazo, los mismos, algunos aspectos han sido implementadas, otros en proceso de coordinación y su respectiva implementación.</p> <p>Considerando que en las últimas semanas se viene registrando interrupción de suministros en mayor magnitud en Iquitos por insuficiente capacidad de generación de unidades de la Central Térmica Iquitos Nueva y el posible desacato de Electro Oriente para el despacho de las unidades de la Central Térmica Iquitos, este Organismo viene tomando las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>En primera instancia comunicar a MINEM el riesgo que viene ocurriendo en Iquitos por interpretaciones diferentes del Contrato de Concesión y Suministro, tanto por Genrent y Electro Oriente.</li> <li>Remitir un informe integral a MINEM sobre diagnóstico de la problemática de la confiabilidad de suministro eléctrico del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos ante contingencias y posibles riesgos de racionamiento debido al déficit de generación. Así como, propuestas que permitan asegurar en el corto y mediano plazo el suministro del referido sistema eléctrico. Este informe</li> </ul>																																								
Mes	Energía Genrent MWh	Energía ELOR MWh	% de participación ELOR																																																				
Setiembre 2023	32127.5	1775.5	6%																																																				
Octubre 2023	32145.3	3830.0	12%																																																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
		<p>Ante esta situación antagónica en que, Electro Oriente comunica que no despachará sus unidades generadoras, salvo casos de fuerza mayor o mantenimiento programado. A su vez Genrent manifiesta la necesidad del aporte de generación de la Central Térmica Iquitos para cubrir la demanda, en ambos casos sustentadas en interpretaciones diferentes del Contrato de Suministro; <b>situación que pone en riesgo que compromete el abastecimiento eléctrico a Iquitos, afecta la economía y bienestar de la población, ante la cual es indispensable la intervención del <u>Ministerio de Energía y Minas como ente rector.</u></b></p>	<p>está en proceso de revisión por parte de la DSE.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se viene coordinando una supervisión especial a la Central Térmica Iquitos Nueva relativo a su potencia efectiva, ello conforme a lo establecido en los respectivos Contratos, cuyos resultados serán informados MINEM.</li> <li>- Remitir oficios tanto a Genrent y Electro Oriente solicitando el análisis de la problemática de las centrales de generación administradas por cada uno de ellos.</li> </ul>												
<p>Del 15.11.2023 al 21.11.2023</p>	<p>SEIN</p> <p>Interrupciones importantes reportadas (Causas)</p> <p><b>OSINERGMIN</b></p>	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 101.</p> <table border="1" data-bbox="600 451 1361 734"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>37</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Terceros (3)</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (4)</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td> <td>9</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)	37	Fenómenos Naturales (2)	28	Terceros (3)	14	Mantenimiento (4)	12	Fallas Sistema Interconectado (5)	9	 <p><b>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Terceros 14%: Otros - Terceros, Caída de árbol, Cometas, Contacto accidental con línea, Aves.</li> <li>Mantenimiento 12%: Mantenimiento - Propio, Por Mantenimiento - Otras E.E.</li> <li>Fallas Sistema Interconectado 9%: Deficit de generación, Otros, por falla humana, Otros - Otras E.E.</li> <li>Varios - Propio 37%: Otros - Propio, Corte de emergencia, Animales, Bajo nivel de aislamiento, Caída de estructura, Falla equipo.</li> <li>Fenómenos naturales 28%: Fuertes vientos, Descargas atmosféricas, Otros - Fen. Nat.</li> </ul> <p>Total: 101 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Varios - Propio: Otros - Propio (23.1%, 24 veces, 1h 27' de duración), Corte de emergencia (8.9%, 9 veces, 10h 30' de duración), Animales (2%, 2 veces, 6h 52' de duración), Falla equipo (1%, 1 vez, 3' de duración), Bajo nivel de aislamiento (1%, 1 vez, 1h 10' de duración), Caída de estructura (1%, 1 vez, 3h 29' de duración).  (2) Fenómenos naturales: Fuertes vientos (13.1%, 13 veces, 11h 52' de duración), Descargas atmosféricas (9.9%, 10 veces, 17h 44' de duración), Otros - Fen. Nat. (5%, 5 veces, 12h 6' de duración).  (3) Terceros: Otros - Terceros (7%, 7 veces, 14h 38' de duración), Caída de árbol (4%, 4 veces, 19h 58' de duración), Aves (1%, 1 vez, 5' de duración), Cometas (1%, 1 vez, 25' de duración), Contacto accidental con línea (1%, 1 vez, 43' de duración).  (4) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (11%, 11 veces, 2h 8' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (1%, 1 vez, 4h 15' de duración).  (5) Fallas Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, de duración), Otros - Otras E.E. (1%, 1 vez, 2h 1' de duración), Otros, por falla humana (1%, 1 vez, 42' de duración), Deficit de generación (7%, 7 veces, 2h 5' de duración).</p>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	37														
Fenómenos Naturales (2)	28														
Terceros (3)	14														
Mantenimiento (4)	12														
Fallas Sistema Interconectado (5)	9														
<p>Del 15.11.2023 al 21.11.2023</p>	<p>SEIN</p> <p>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)</p> <p><b>OSINERGMIN</b></p>	<p>Las <b>interrupciones importantes (*)</b> reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="633 962 1328 1165"> <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>72</td> <td>71</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>20</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>9</td> <td>9</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).  (*) Se consideran como importantes cuando ocasionan interrupciones a usuarios regulados por un tiempo mayor o igual a cuatro horas, o cuando se interrumpe más de 10 000 usuarios.</p>	Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	72	71	Transmisión	20	20	Generación	9	9	 <p><b>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>DISTRIBUCIÓN-71%- 72 Interrupciones</li> <li>TRANSMISIÓN-20%- 20 Interrupciones</li> <li>GENERACIÓN-9%- 9 Interrupciones</li> </ul> <p>Total: 101 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (52.8%, 38 veces, 5d 12h 47' de duración), Fenómenos naturales (26.4%, 19 veces, 1d 10h 56' de duración), Terceros (18.1%, 13 veces, 1d 8h 31' de duración), Otros suministradores (2.8%, 2 veces, 4h 15' de duración).  (2) Transmisión: Causas internas (95%, 7 veces, 1d 20h 43' de duración), Fenómenos naturales (50%, 10 veces, 7h 28' de duración), Terceros (55%, 3 veces, 10h 11' de duración).  (3) Generación: Causas internas (22.2%, 2 veces, 9h 18' de duración), Otros suministradores (77.8%, 7 veces, 2h 5' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	72	71													
Transmisión	20	20													
Generación	9	9													

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 15.11.2023 al 21.11.2023</p>	<p>G</p> <p>Supervisión del Contrato: <b>P.E. San Juan</b> (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Ica, provincia de Nasca, distrito de Marcona)</p> <p>Empresa: <b>Energía Renovable del Sur S.A.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El 16.04.2021, mediante R.M. N° 102-2021-MINEM/DM, el MINEM otorgó a favor de Energía Renovable del Sur S.A., la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con RER en el proyecto P.E. San Juan con una potencia instalada de 131,1 MW.</li> <li>▪ El 03.08.2021, ACCIONA ENERGÍA GLOBAL S.L., adquirió el 100% de las acciones emitidas por Energía Renovable del Sur S.A. y, por tanto, se convirtió en el nuevo titular indirecto del Proyecto.</li> <li>▪ El 07.06.2022, mediante Carta N° COES/D/DP-874-2022, el COES otorgó la conformidad a la actualización del Estudio de Pre Operatividad del proyecto considerando una potencia de 135,7 MW.</li> <li>▪ El 14.10.2023, mediante R.M. N° 395-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la modificación de potencia del Parque Eólico San Juan de 131,1 MW a 135,7 MW.</li> <li>▪ El 31.10.2023, mediante Carta N° COES/D/DP-1140-2023, el COES aprobó el Estudio de Operatividad del proyecto.</li> <li>▪ El 03.11.2023, mediante Carta N° COES/D/DP-1143-2023, el COES autorizó la Conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio del proyecto.</li> <li>▪ De los 23 aerogeneradores que contempla el proyecto, 22 se encuentran montados al 100 % y el aerogenerador WTG20 está pendiente el montaje de las tres palas.</li> <li>▪ Respecto a la línea de transmisión asociada a la generación de 32,9 km han concluido el montaje de las 104 torres, tendido del conductor y cable de guarda.</li> <li>▪ El 19.11.2023 a las 11:20 horas se energizó por primera vez la línea L-2300 (Marcona - Ersur) de 220 kV. La línea se energizó desde la S.E. Marcona.</li> <li>▪ El 19.11.2023 a las 14:35 horas se energizó por primera vez el transformador TF1 de 220/33 kV de la S.E. Ersur. El transformador quedó energizado en vacío.</li> <li>▪ El 22.11.2023 a las 9:47 a.m. se realizó la primera sincronización del P.E. San Juan.</li> <li>▪ Según el "Informe Diario de Coordinación de la Operación del Sistema" del 22.11.2023 el Parque Eólico generó como máximo 14 MW, en su etapa de pruebas.</li> <li>▪ El avance global del proyecto es de 94,5%.</li> <li>▪ La POC está prevista para el 31.12.2024, pero debido al avance del proyecto se cumplirá antes de la fecha contractual prevista.</li> </ul>	 <p style="text-align: center;"><b>Vista de la S.E. Ersur</b></p>  <p style="text-align: center;"><b>Vista de equipos de patio y transformador de potencia 220/33 kV 95/130/160 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), marca SPECO S.E. Ersur</b></p>

<p>Del 15.11.2023 al 21.11.2023</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>Enlace 220 kV Pariñas- Nueva Tumbes</b> (El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Tumbes y Piura, provincias de Piura y Talara, distritos de Tumbes y Pariñas)</p> <p>Concesionaria: <b>Concesionaria a Línea de Transmisión la Niña S.A.C.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mediante R.M. N° 123-2021-MINEM/DM el Concedente MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto en 87 días calendarios.</li> <li>El EPO fue aprobado el 07.10.2021 con carta COES/D/DP-1501-2021.</li> <li>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%), negociaciones (76%). Se ejecutaron reuniones de inicio de negociaciones.</li> <li>El 22.07.2022, mediante Oficio N° 1275-2022-MINEM/DGE, el MINEM aprobó la Ingeniería Definitiva.</li> <li>El 23.08.2022, la Concesionaria solicitó al MINEM fuerza mayor por demora en la certificación ambiental.</li> <li>El 13.10.2022, mediante R.D. N° 0164-2022-MINEM/DGAAE se aprobó el EIA.</li> <li>Se obtuvo el CIRA de la L.T. Pariñas – Alipio Rosales y de los caminos de acceso (grupo III, II, V, I, VI y IV).</li> <li>Habiendo cumplido la aprobación del EIA, el Cierre Financiero, Ingeniería Definitiva y el Estudio de Pre Operatividad, estipulado en la Cláusula 4.4 del Contrato SGT, la Fase Constructiva se inició el 16.01.2023.</li> <li>Para lo anterior, como exige el Contrato de Concesión, han presentado las Pólizas y Seguros vigentes durante la fase constructiva.</li> <li>En la S.E. Nueva Tumbes (Alipio Rosales) se está culminando con las obras civiles del edificio de control y operación y casetas de campo.</li> <li>En la S.E. Nueva Tumbes (Alipio Rosales) se está culminando con las obras electromecánicas de pórticos, soportes para equipos de patio de llaves, montaje de soporte de transformador de corriente, montaje de soporte de transformador de tensión, montaje de soporte de transformador de aislador de porcelana, montaje de cadena de aisladores en la subestación, así como montaje de dos (2) torres de acero galvanizado para la llegada de la L.T. 220 kV Pariñas-Alipio Rosales (345 torres) y la derivación 220 kV desde el seccionamiento de la L.T. 220 kV Zorritos – Machala (15 Torres), total 360 torres 220 kV.</li> <li>Se ha culminado con el montaje del Reactor Trifásico de Barra 220 kV, 20 MVAR.</li> <li>El avance global del proyecto es de 79,2%. Avance constructivo 63,9%: Subestaciones 61,1%. Líneas de Transmisión 64,8%.</li> <li>La POC del proyecto prevista para el 24.03.2024, dará viabilidad al proyecto S.E. Nueva Tumbes 220/60 kV y L.T. 60 kV Nueva Tumbes-Tumbes.</li> </ul>	 <p>Reactor trifásico de barra 220 kV 20 MVar</p>  <p>Pórticos y soportes 220 kV de acero galvanizado</p>
<p>Del 15.11.2023 al 21.11.2023</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytia</b> (El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Ucayali y Huanuco, provincias de Padre Abad y Leoncio</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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. 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.</li> <li>Con Carta COES/D/DP-690-2021 del 07.05.2021, el COES aprobó el EPO del proyecto.</li> <li>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 (89%).</li> <li>El EIA fue aprobado el 21.10.2022 mediante R.D. N° 0174-2022-MINEM/DGAAE.</li> <li>El 09.06.2022, el MINEM mediante el Informe N° 0193-2022/MINEM-DGE aprobó la Ingeniería Definitiva del proyecto.</li> <li>Applus tiene un avance de 55% de entregables de L.T. aprobados y 19% de entregables de S.E. aprobados.</li> <li>El 05.04.2023, la Concesionaria solicitó el otorgamiento de la Concesión Definitiva,</li> </ul>	 <p>Avance de obras en la S.E. Leoncio Prado</p>

Prado, distritos de Padre Abad y Rupa Rupa)

Concesionaria:  
**Concesionari a Línea de Transmisión La Niña S.A.C..**

- la cual se encuentra en evaluación del MINEM.
- La empresa supervisora Applus comunicó que verificaron la existencia de filtración de agua a pie de talud de la S.E. Leoncio Prado que no está considerado en el informe de Geología – Geotécnia y planos asociados que fueron elaborados por la Concesionaria, ante ello solicitaron a CLTLN un Informe de estabilidad de taludes que garantice la estabilidad de todo el conjunto de las obras en ejecución en la S.E. Leoncio Prado. De la revisión del estudio “Asesoría Técnica en Hidrología, Geotécnica y Estabilidad de Taludes de la S.E. Leoncio Prado”, Applus concluye que la plataforma de la S.E. Leoncio Prado es estable.
  - Se tiene un avance de 95% en la construcción del cerco perimétrico, se viene construyendo las casetas de campo, caseta de control, canaletas exteriores, vías de acceso interno y sardineles.
  - Se concluyeron las bases de los equipos en la S.E. Leoncio Prado, se inició con el montaje de las estructuras de soporte de los equipos y las estructuras de las columnas de los pórticos, En la S.E. Aguaytía se realizaron las fundaciones de los pórticos.
  - Para la L.T. se concluyó con las mediciones de resistividad, se realizaron excavaciones para la instalación de contrapesos para la puesta a tierra de las estructuras.
  - El 17.11.2023, la Concesionaria reportó al MINEM la paralización de las obras los días 9, 10 y 14 de noviembre 2023 debido a intensas precipitaciones pluviales, neblina y vientos de fuerte intensidad en la zona del proyecto. CLTLN indica que las lluvias en esa zona constituyen una situación anómala asociada al desarrollo del Fenómeno El Niño por lo que presentaron al MINEM una solicitud de suspensión de plazo por fuerza mayor.
  - No se cumplió con el Hito “Llegada a los correspondientes sitios de obra de los reactores y transformadores”, el cual estuvo programado para el 24.06.2023.
  - La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta el 28.02.2024.
  - El avance global del proyecto es de 69,2%.
    - Avance L.T.: 59,6%.
    - Avance S.E.s: 52,0%.
  - El monto de inversión será de 27,96 MM US\$, según lo informado por la Concesionaria.



**Avance de obras en la S.E. Aguaytía**



**Montaje de torres**

**SEIN  
G/T**

Próximos Proyectos a Ingresar en Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio

**PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL**

Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial
C.T. Cogeneración Refinería de Talara	102,3 MW	31.12.2023