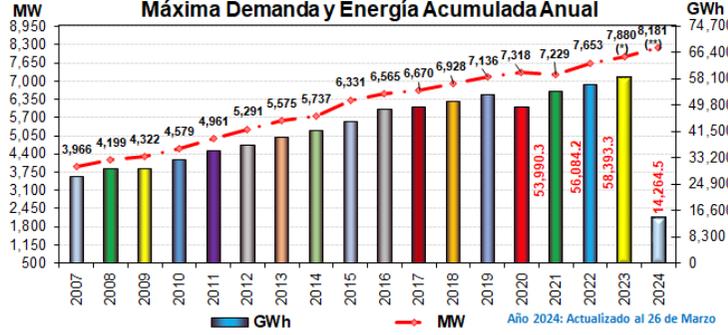
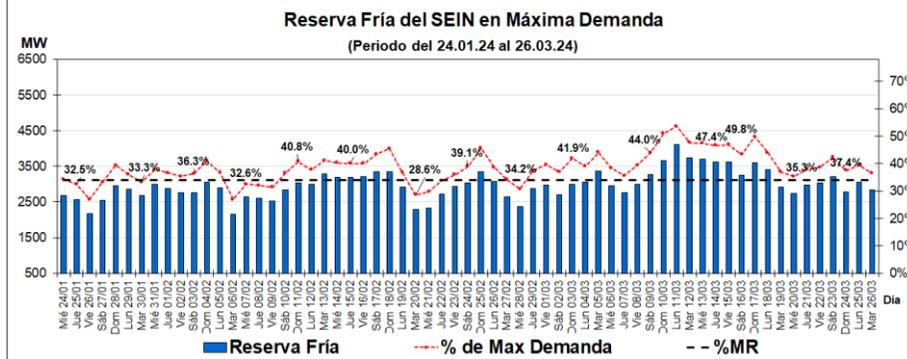
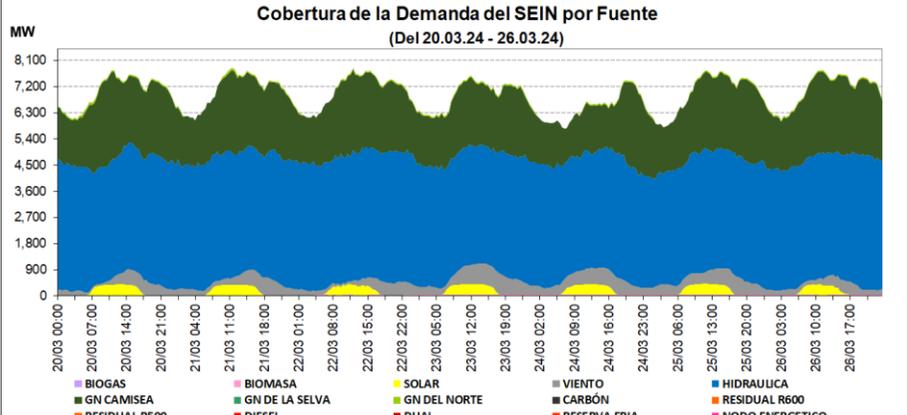
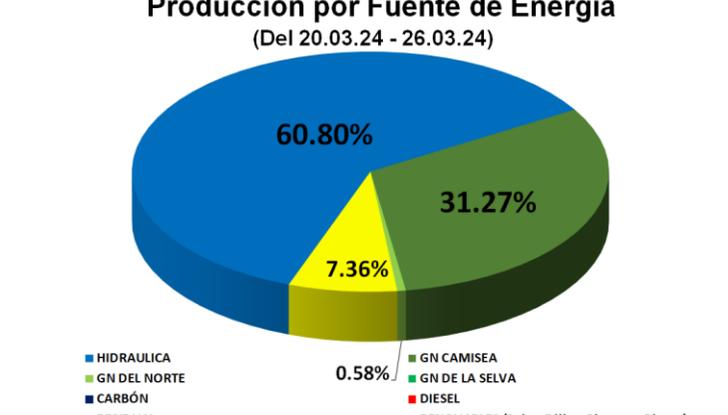
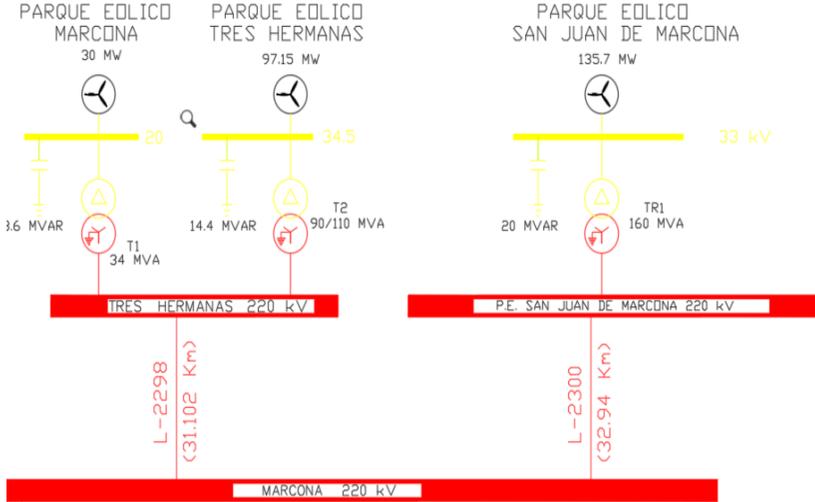
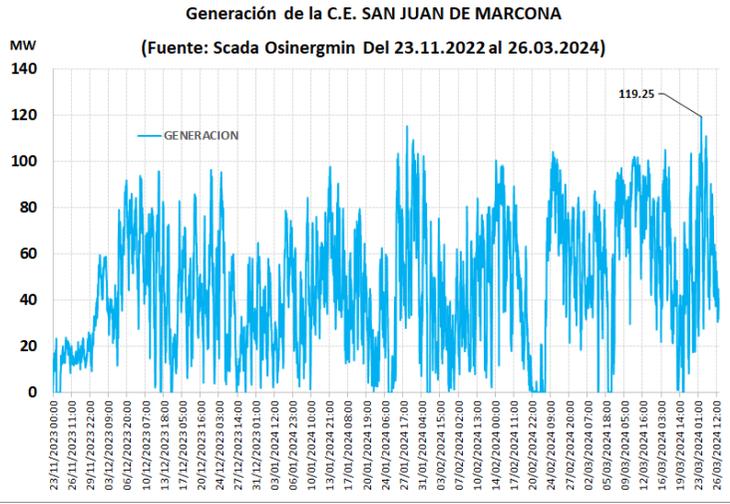
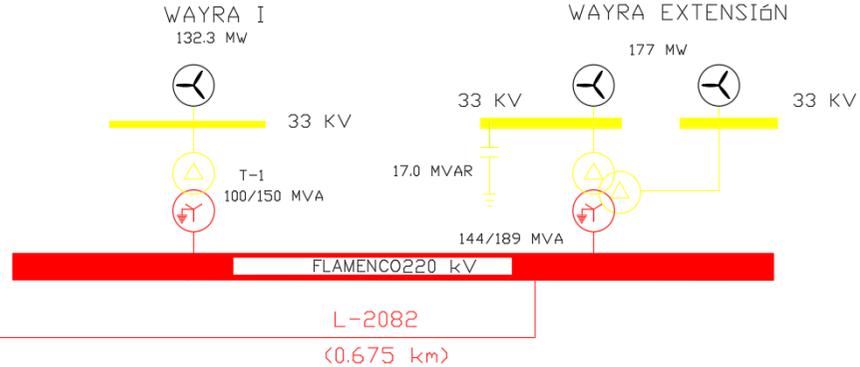
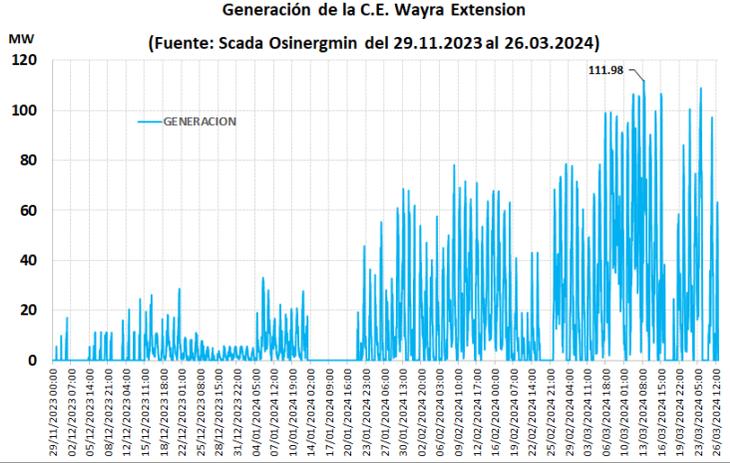
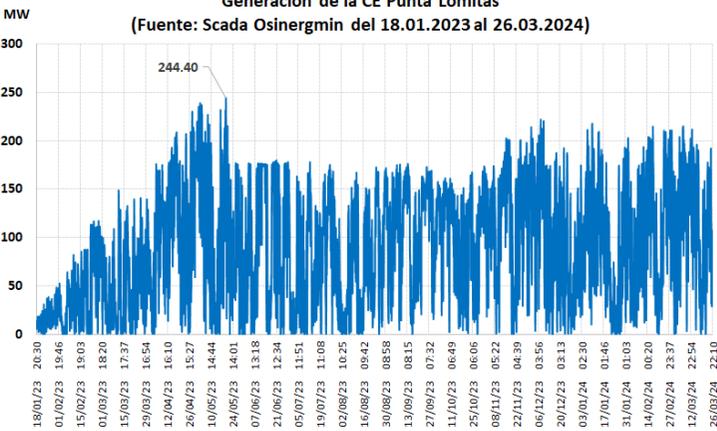
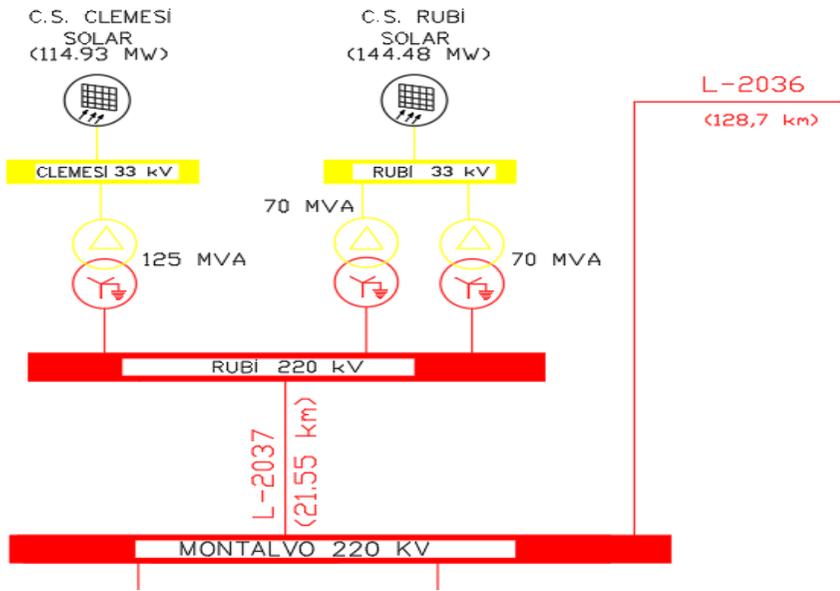
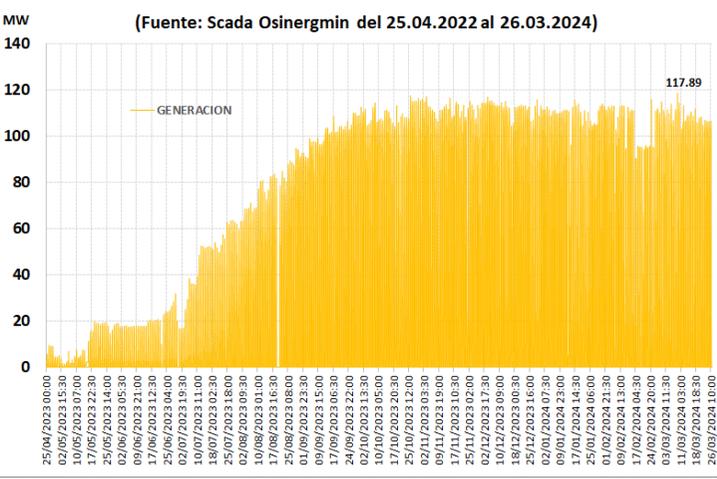
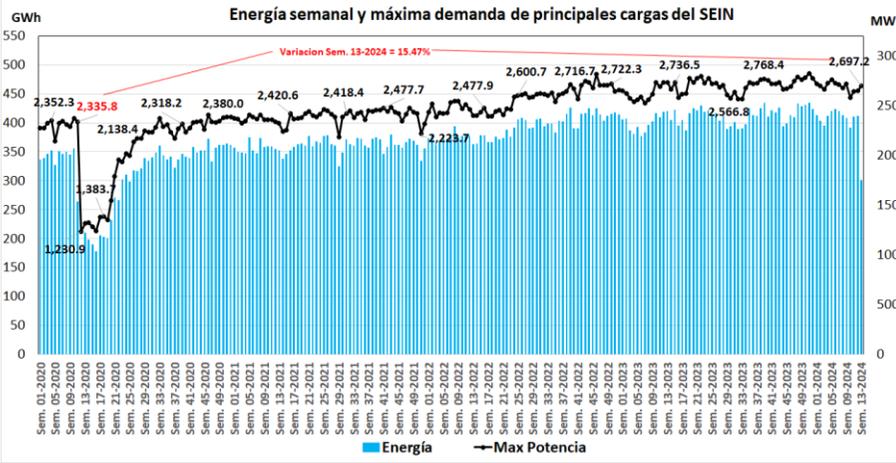
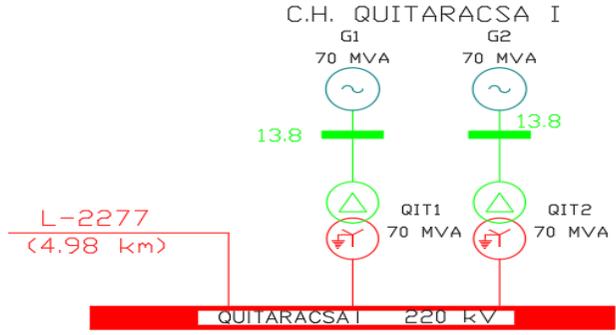
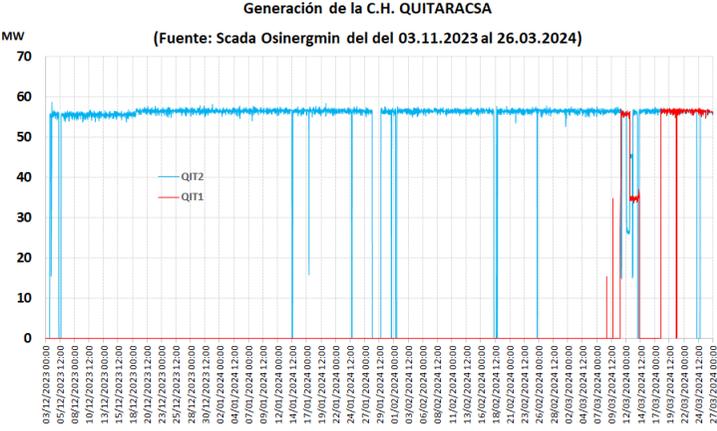


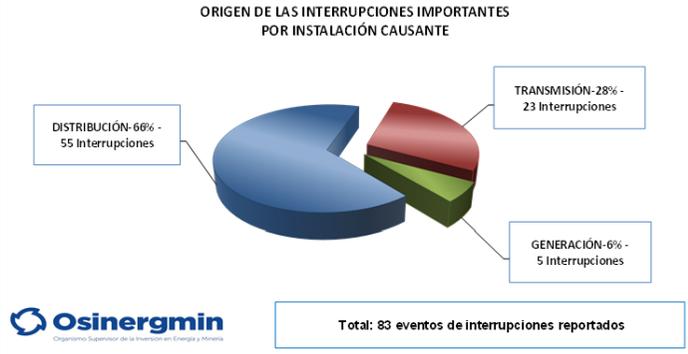
División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
21.03.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	<p>A las 11:30 h del 21.03.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,854.5 MW. No ha superado los 8,181.48 MW registrado el día 23.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="600 295 1355 507"> <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>1,107.42</td> <td>439.33</td> <td>39.7%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>5,023.56</td> <td>624.87</td> <td>12.4%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,723.52</td> <td>1915.82</td> <td>111.2%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,854.5</td> <td>2,980.0</td> <td>37.9%</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	1,107.42	439.33	39.7%	Centro	5,023.56	624.87	12.4%	Sur	1,723.52	1915.82	111.2%	Total	7,854.5	2,980.0	37.9%	<p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.03.2023 a las 11:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 08.02.2024 a las 11:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,107.42	439.33	39.7%																				
Centro	5,023.56	624.87	12.4%																				
Sur	1,723.52	1915.82	111.2%																				
Total	7,854.5	2,980.0	37.9%																				
Del 20.03.2024 al 26.03.2024	G Evolución de la Reserva Fria en el SEIN OSINERGMIN	<p>Reserva Fria del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 24.01.24 al 26.03.24)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. RF de Generación Eten (TG1: 217.12 MW): Del 20 al 26 de marzo la unidad quedó indisponible por mantenimiento preventivo de la unidad. ➤ C.T. Ventanilla (TV: 180 MW): Del 20 al 26 de marzo la unidad quedó indisponible por inspección menor en la turbina de vapor 25k EOH, además de mantenimiento BOB de equipos auxiliares. <p>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 20.03.2024 al 26.03.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 26.03.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 20.03.24 - 26.03.24)</p> 	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p> <p>Producción por Fuente de Energía (Del 20.03.24 - 26.03.24)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 20.03.2024 al 26.03.2024</p>	<p>CE</p>	<p>Energización C.E. San Juan</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.</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 de Marcona.</p> <p>El 22.11.2023, a las 09:47 h, sincronizó primera vez con el SEIN la C.E. San Juan de Marcona desde la barra de 220kV de la SE. Marcona por la empresa ERSUR (135MW de potencia instalada). A la fecha, la Central viene operado por pruebas, registrando como máxima generación 119.25 MW. En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central.</p> 	<p>Generación de la C.E. SAN JUAN DE MARCONA</p> <p>(Fuente: Scada Osinergmin Del 23.11.2022 al 26.03.2024)</p> 
<p>Del 20.03.2024 al 26.03.2024</p>	<p>CE</p>	<p>Generación C.E. Wayra Extensión</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENEL GREEN POWER PERU S.A.</p> <p>Desde afines de noviembre de 2023, la C.E. Wayra Extensión viene realizando pruebas de puesta en servicio (108 MW de potencia instalada). A la fecha registró una generación máxima de 111.98 MW aproximadamente.</p> 	<p>Generación de la C.E. Wayra Extension</p> <p>(Fuente: Scada Osinergmin del 29.11.2023 al 26.03.2024)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros
Del 20.03.2024 al 26.03.2024	CE	<p>Generación C.E Punta Lomitas.</p> <p>(Departamento: ICA, Provincia: ICA, Distrito: Ocuaje y Santiago)</p> <p>ENGIE</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 C.E. 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>El COES mediante carta COES/D/DP-1269-2023, el 24 de diciembre del 2023 aprobó la POC del Proyecto “Central Eólica Expansión Punta Lomitas con 36.4 MW”, que sumado a la potencia de la C.E. Punta Lomitas totalizan 296,4 MW.</p>	<p>Generación de la CE Punta Lomitas (Fuente: Scada Osinerghmin del 18.01.2023 al 26.03.2024)</p> 
Del 20.03.2024 al 26.03.2024	CS	<p>Mediante R.M. N° 136-2023-MINEM/DM, publicado el 03.04.2023 se aprobó la modificación de potencia instalada de 116.45 a 114.93 MW.</p> <p>Desde abril de 2023, la C.S Clemesi realizó pruebas de puesta en servicio, llegando a registrar una generación máxima de 117.8 MW aproximadamente.</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-164-2024, el 26.02.2024, aprobó la Operación Comercial C.S. Clemesí a partir de las 00:00 h del 28.02.2024, con una Potencia Nominal de 114.93 MW.</p> 	<p>Generación de la C.S. CLEMESÍ (Fuente: Scada Osinerghmin del 25.04.2022 al 26.03.2024)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																																							
Del 20.03.2024 al 26.03.2024	CL	<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>Grafica actualizada hasta el 26/03/2024</p>	<p>En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:</p> <p>Zona Norte: Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga. A la fecha registró una demanda máxima de 65.23 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p> <p>Zona Sur: A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 155.86 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p> <table border="1" data-bbox="1467 247 2184 694"> <thead> <tr> <th rowspan="2">MAYORES CARGAS DE CUENTES LIBRES DEL SEIN</th> <th rowspan="2">ZONAS</th> <th rowspan="2">EMPRESA</th> <th>Potencia Maxima</th> <th>Potencia Minima</th> <th>Potencia</th> </tr> <tr> <th>(MW)</th> <th>(MW)</th> <th>Promedio (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td>Cajamarca Norte</td> <td></td> <td>58.05</td> <td>48.75</td> <td>52.76</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td></td> <td>54.90</td> <td>10.38</td> <td>37.89</td> </tr> <tr> <td>Rf Talara Pariñas</td> <td></td> <td>53.77</td> <td>0.92</td> <td>30.87</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td></td> <td>30.28</td> <td>9.61</td> <td>20.79</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td></td> <td>19.12</td> <td>11.88</td> <td>17.80</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA CENTRO</td> <td>Cajamarquilla</td> <td></td> <td>194.17</td> <td>58.79</td> <td>167.02</td> </tr> <tr> <td>Toromocho</td> <td></td> <td>159.81</td> <td>110.07</td> <td>149.34</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td></td> <td>134.93</td> <td>117.34</td> <td>126.09</td> </tr> <tr> <td>Shougang</td> <td></td> <td>107.78</td> <td>89.55</td> <td>98.19</td> </tr> <tr> <td>Aceros Arequipa</td> <td></td> <td>168.93</td> <td>22.66</td> <td>91.09</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA SUR</td> <td>Cerro Verde</td> <td></td> <td>449.51</td> <td>324.85</td> <td>427.29</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td></td> <td>298.45</td> <td>227.39</td> <td>277.44</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td></td> <td>160.90</td> <td>22.99</td> <td>146.90</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td></td> <td>150.51</td> <td>93.35</td> <td>144.47</td> </tr> <tr> <td>Minera Constanca</td> <td></td> <td>91.10</td> <td>12.29</td> <td>86.94</td> </tr> </tbody> </table>	MAYORES CARGAS DE CUENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima	Potencia Minima	Potencia	(MW)	(MW)	Promedio (MW)	ZONA NORTE	Cajamarca Norte		58.05	48.75	52.76	Sider Perú		54.90	10.38	37.89	Rf Talara Pariñas		53.77	0.92	30.87	Cementos Pacasmayo		30.28	9.61	20.79	Barrick - Chicama		19.12	11.88	17.80	ZONA CENTRO	Cajamarquilla		194.17	58.79	167.02	Toromocho		159.81	110.07	149.34	Minera Antamina		134.93	117.34	126.09	Shougang		107.78	89.55	98.19	Aceros Arequipa		168.93	22.66	91.09	ZONA SUR	Cerro Verde		449.51	324.85	427.29	Southern		298.45	227.39	277.44	Minera Las Bambas		160.90	22.99	146.90	Quellaveco		150.51	93.35	144.47	Minera Constanca		91.10	12.29	86.94
MAYORES CARGAS DE CUENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima				Potencia Minima	Potencia																																																																																		
			(MW)	(MW)	Promedio (MW)																																																																																					
ZONA NORTE	Cajamarca Norte		58.05	48.75	52.76																																																																																					
	Sider Perú		54.90	10.38	37.89																																																																																					
	Rf Talara Pariñas		53.77	0.92	30.87																																																																																					
	Cementos Pacasmayo		30.28	9.61	20.79																																																																																					
	Barrick - Chicama		19.12	11.88	17.80																																																																																					
ZONA CENTRO	Cajamarquilla		194.17	58.79	167.02																																																																																					
	Toromocho		159.81	110.07	149.34																																																																																					
	Minera Antamina		134.93	117.34	126.09																																																																																					
	Shougang		107.78	89.55	98.19																																																																																					
	Aceros Arequipa		168.93	22.66	91.09																																																																																					
ZONA SUR	Cerro Verde		449.51	324.85	427.29																																																																																					
	Southern		298.45	227.39	277.44																																																																																					
	Minera Las Bambas		160.90	22.99	146.90																																																																																					
	Quellaveco		150.51	93.35	144.47																																																																																					
	Minera Constanca		91.10	12.29	86.94																																																																																					
Del 20.03.2024 al 26.03.2024	G	<p>El 30.11.2023 se sincronizo por primera vez el nuevo transformador QIT2 de la S.E. Quitaracsa desde el lado de 220 Kv comenzando las pruebas de arranque y toma de carga dándose las pruebas a plena carga desde el 03.12.23.</p> <p>El 17.12.2023 entro en POC la unidad G2 de la central con 57.5 MW de potencia instalada.</p> <p>Del 03.03.24 al 04.03.2024 y de acuerdo con el cronograma de operación se energizó por primera vez el nuevo transformador QT1 sin carga en la S.E. Quitaracsa desde el lado de 220 kV.</p> <p>Desde el 08.03.2024, se realizaron las pruebas de operatividad al generador G1.</p> <p>En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central.</p> <p>El 17.03.24 entro en POC la unidad G1 de la central con 56.0 MW de potencia instalada.</p> 																																																																																								

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 20.03.2024 al 26.03.2024	SEIN OSINERGMIN	<p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="629 272 1328 480"> <thead> <tr> <th>Origen de las Interrupciones por instalación causante</th> <th>N° de Interrupciones</th> <th>% de Interrupción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Distribución</td> <td>55</td> <td>66</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>23</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>5</td> <td>6</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	N° de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	55	66	Transmisión	23	28	Generación	5	6	<p>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p>  <p>Total: 83 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (60%; 33 veces, 4d 19h 29' de duración), Fenómenos naturales (25.5%; 14 veces, 1d 7h 36' de duración), Terceros (14.5%; 8 veces, 13h 28' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (39.1%; 9 veces, 23h 11' de duración), Fenómenos naturales (34.8%; 8 veces, 12h 15' de duración), Terceros (4.3%; 1 vez, 16' de duración), Otros suministradores (21.7%; 5 veces, 4h 45' de duración). (3) Generación: Causas internas (60%; 3 veces, 6h 1' de duración), Fenómenos naturales (20%; 1 vez, 7' de duración), Otros suministradores (20%; 1 vez, 8' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	55	66													
Transmisión	23	28													
Generación	5	6													
Del 20.03.2024 al 26.03.2024	G	<p>Supervisión del Contrato: C.S.F. Matarani - 80 MW (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Arequipa, provincia Islay, distrito de Mollendo)</p> <p>Empresa: GR CORTARRAM A S.A.C.</p> <ul style="list-style-type: none"> El 17.03.2022, mediante Resolución Directoral N° 0029-2022-MINEM/DGAEE, la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad, aprobó la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto. El 31.01.2023, se publicó la R.M. N° 031-2023-MINEM/DM, mediante el cual el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Central Solar Fotovoltaica Matarani" a favor de la empresa GR CORTARRAMA S.A.C. El 08.02.2023, la Concesionaria solicitó al Ministerio de Energía y Minas la imposición de servidumbre del proyecto continua en evaluación por parte del MINEM. El 27.07.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-807-2023, dio conformidad al Estudio de Pre Operatividad para la conexión al SEIN. El 14.11.2023, la Concesionaria presentó el Estudio de Operatividad al COES, el cual se encuentra en etapa de revisión. La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta 31.12.2024. La Concesionaria informó que el 04.08.2023 inició las obras civiles del proyecto. El 07.12.2023 el transformador llegó a obra. En la central solar se concluyeron las obras de movimiento de tierras, caminos internos, la construcción del cerco perimétrico, construcción de zanjas para cables de baja y media tensión y tendido de estas, así como las fundaciones y montaje de las 23 unidades de conversión que contempla el proyecto. Asimismo, se concluyó los trabajos de hincado en el parque solar, continúan con los trabajos de montaje de los trackers, de string box y montaje de paneles fotovoltaicos con un avance del 60%. En la subestación eléctrica se culminó la construcción de la sala eléctrica, fundaciones, montaje de pórticos y de los equipos de patio, así como el montaje del transformador de potencia, grupo electrógeno y celdas de 22,9 kV, quedando pendiente el montaje del banco de condensadores. El avance global del proyecto es de 85%. La Puesta en Operación Comercial está prevista para el 31.12.2024. El monto de inversión será de US\$ 71,8 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	 <p>Vista de planta C.S.F. Matarani-Proceso de montaje de paneles solares bifaciales</p>  <p>Vista de a S.E. Chaparral</p>												

<p>Del 20.03.2024 al 26.03.2024</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: C.H. San Gabán III (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gabán)</p> <p>Empresa: HYDRO GLOBAL PERU</p>	<ul style="list-style-type: none"> Con R.M. N° 478-2016-MEM/DM del 22.11.2016, el MINEM otorgó la Concesión Definitiva de Generación a favor de Hydro Global Perú S.A.C. Asimismo, se aprobó la suscripción del contrato N° 494-2016. La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. y la empresa Hydro Global Perú S.A.C. (integrada por China Three Gorges Corporation y EDP (Energías de Portugal) suscribieron un Contrato de Colaboración Empresarial el 18.07.2016, para desarrollar el proyecto. El 25.10.2022 el COES, mediante la carta COES/D/DP-1418-2022 otorgó la conformidad del Estudio de Pre Operatividad La Concesionaria informó el cambio de conexión de la S.E. Onocora por la S.E Pumuri. HGP viene gestionando la Concesión Definitiva de la L.T. 220 kV S.E. San Gaban-S.E. Pumiri. El 15.03.2023, con R.M. N° 109-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la modificación del Contrato de Concesión incrementando la potencia de 205,8 MW a 209,3 MW y prorrogando la POC hasta el 27.04.2024, sobre la base de la fuerza mayor aprobada con R.M. N° 281-2022-MINEM/DM. El 12.10.2023, con R.M. N° 397-2023-MINEM/DM, el MINEM calificó como fuerza mayor los eventos de i) paralización y conflictos sociales; y, ii) Necesidad de mayores trabajos en componentes potencialmente críticos y reducción de productividad (menores rendimientos). El 23.11.2023, con Oficio N° 2357-2023-MINEM/DGE, el MINEM comunicó a la Concesionaria la admisión a trámite de su solicitud de la segunda modificación de su Contrato de Concesión con la nueva fecha prevista POC para el 28.07.2025. El Montaje del Tunnel Boring Machine (TBM) finalizó el 15.02.2022, y el 26.02.2022 se inició su operación con la excavación en la ventana N° 2 para alcanzar el túnel de conducción. El 21.03.2024 la TBM ha terminado su trabajo de excavación de 8 km de túnel y se ha iniciado el trabajo de encofrado para aplicar concreto en la sección del túnel. Mediante supervisión de campo de fecha 21.03.2024 se ha verificado lo siguiente: Obras Civiles: Reservoirio de regulación 90%, Desarenador 100%, Barraje móvil 100%, nuevo canal de descarga (C.H. San Gabán II) 100%, Excavación del túnel de aducción 100%, Casa de máquina 90%, Caverna de transformadores 75%, patio de llaves 45%. Obras electromecánicas: Casa de Máquinas 12%, Línea de transmisión 25%. El proyecto continúa con la ejecución de obras civiles. El proyecto registra un avance físico de 77,5%. La Carta Fianza de Fiel Cumplimiento del Contrato a favor del MINEM se encuentra vigente hasta el 05.10.2024. El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por el Concesionaria. 	 <p>Asentado de ladrillos en salas de control de plataforma de trabajo</p>  <p>Trabajos de instalación de Planchas Metálicas y Tuberías de Equilibrio de Presión.</p>
<p>Del 20.03.2024 al 26.03.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía (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"> Mediante R.M. N° 124-2021-MINEM/DM, el 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. Con Carta COES/D/DP-690-2021 del 07.05.2021, el COES aprobó el EPO del proyecto. 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 (92%). 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. 	

Prado, distritos de Padre Abad y Rupa Rupa)

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

- Applus viene revisando la Ingeniería de Detalle del proyecto.
- El 05.04.2023, la Concesionaria solicitó el otorgamiento de la Concesión Definitiva. El 15.01.2024 solicitaron al MINEM la suspensión del proceso debido a que la POC no se encuentra vigente, estando pendiente la atención por parte del MINEM las solicitudes de ampliación de plazo.
- Durante el mes de febrero 2024 se realizó el Monitoreo Arqueológico durante las excavaciones que se ejecutaban, no presentándose ningún resto arqueológico.
- 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 – Geotecnia 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.
- La elaboración del Estudio de Operatividad tiene un avance de 90%.
- Se concluyó la construcción del cerco perimétrico de la S.E. Leoncio Prado, se concluyó el montaje de los pórticos y de los equipos de patio. En la S.E. Aguaytía se concluyó el montaje de las estructuras de soporte de equipos y pórtico, se culminó el montaje de la bahía GIS con aislamiento de gas SF6, se culminó el montaje de los equipos de patio, se continúa con la instalación de los tableros de control y protección.
- Para la L.T. se ha montado 102 torres de las 148, no se inició el tendido de conductor. Se tiene restringido el ingreso a 14 torres por negociaciones de servidumbre.
- El Hito “Llegada a los correspondientes sitios de obra de los reactores y transformadores”, se cumplió el 28.10.2023, cabe mencionar que el proyecto no contempla la instalación de reactores y transformadores; sin embargo, el equipamiento principal (interruptores, pararrayos, seccionadores, transformadores de corriente y transformadores de tensión) se encuentra en el sitio de obra desde el 28.10.2023, según lo informado por la empresa supervisora Applus.
- El Hito “Puesta en Operación Comercial” programado para el 24.12.2023, no se cumplió. Se envió el Oficio 37-2024-OS-DSE al MINEM informando el incumplimiento.
- La Concesionaria presentó al MINEM diferentes solicitudes de ampliación de plazo que están pendientes de respuesta: 1° por el retraso en la evaluación de la ingeniería definitiva, 2° por la paralización de actividades debido a lluvias torrenciales y 3° por la demora en la POC de la L.T. Tingo María - Chaglla, que forma parte del proyecto YANA, cuya Concesionaria es CTM.
- La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta el 28.02.2025.
- El avance global del proyecto es de 81,8%.
 - Avance L.T.: 69,1%.
 - Avance S.E.s: 83,1%.
- El monto de inversión será de 27,96 MM US\$, según lo informado por la Concesionaria.



Avance de obras en la S.E. Leoncio Prado



Montaje de bushings en la S.E. Aguaytía



Encofrado de la T18

Del
20.03.2024
al
26.03.2024

T

- La implementación de este proyecto implica el incremento de la capacidad de transmisión y la confiabilidad del esquema troncal de 500 kV, y de esta manera descongestionará las redes de 220 kV existentes en la zona de Lima.
- El Informe Técnico Sustentatorio Ambiental fue aprobado el 19.05.2021.
- El 06.09.2022, con Oficio N° 1519-2022-MINEM/DGE, el MINEM aprobó la Ingeniería Definitiva.
- El 14.09.2022, con Oficio 1574-2022-MINEM/DGE, el MINEM dio la conformidad al Cierre Financiero del proyecto.
- El 17.01.2023, CTM presentó al COES el EO del Refuerzo 1 y 2, Etapa 01_Energización 2do ATR Chilca CTM.
- El 27.03.2023, CTM presentó al COES el EO del Refuerzo 1 y 2, Etapa 02_Reconfiguración a 500 kV Planicie - Carabayllo y energización ATR Planicie.
- El 26.07.2023, mediante Carta COES/D/DP-655-2023, el COES aprobó el EO Etapa 01.
- El 27.07.2023, mediante Carta COES/D/DP-803-2023, el COES aprobó el EO Etapa 02.
- El 06.03.2024, CTM presentó al COES el EO del Refuerzo 1 y 2, Etapa 03_Reconfiguración a 500 kV Planicie – Chilca, el cual continua en proceso de revisión.
- El 07.02.2024, CTM presentó al MINEM el expediente de Modificación de concesión. En revisión.
- Se culminaron las obras civiles en la S.E. Carabayllo y S.E. Chilca, se encuentra en revisión conjunta el dossier de calidad, en proceso de levantamiento de observaciones de los protocolos de pruebas.
- La L.T. Carabayllo-La Planicie (L-5004) se encuentra energizada desde el 26.08.2023.
- El 11.09.2023, CTM presentó al COES el informe de pruebas de la L-5004 y S.E. Carabayllo.
- El 04.01.2024 a las 07:13 horas, CTM luego de coordinaciones formales con el COES, energizó por primera vez el citado banco de autotransformadoras.
- El 06 y 07.01.2024, se ejecutó el bypass entre las líneas Chilca – Planicie y San Juan – Pomacocha. Dejando liberado desde la T001 a T091 para los trabajos de reconfiguración.
- Inspección de accesos: 70% revisado con el acompañamiento de arqueología. En ejecución de mantenimiento y apertura de accesos peatonales y carrozables. En ejecución de trackeo de accesos para metrado.
- Reconfiguración: Flechado y regulado tramo T020 y T039 al 100%. En ejecución tramo T003 a T018.
- Reforzamientos de torres: Avance del 36%. 38 torres al 100%.
- La POC esta prevista para el 26.05.2024. Sin embargo, CTM proyecta que la POC se cumpliría el 03.09.2024.
- El avance global del proyecto es de 84,1%. Avance Económico: US\$ 18,96 millones (75%).



L5002: T001N Instalación y nivelación de Stub



L5002: T011 Reconfiguración: Amarre fases R y Y

PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL

Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial
C.T. Refinería Talara	102,34 MW	19.04.2024
P.E. San Juan	135,7 MW	30.04.2024
C.E. Wayra Extensión	177 MW	30.04.2024

Próximos Proyectos a Ingresar en Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio

SEIN
G/T