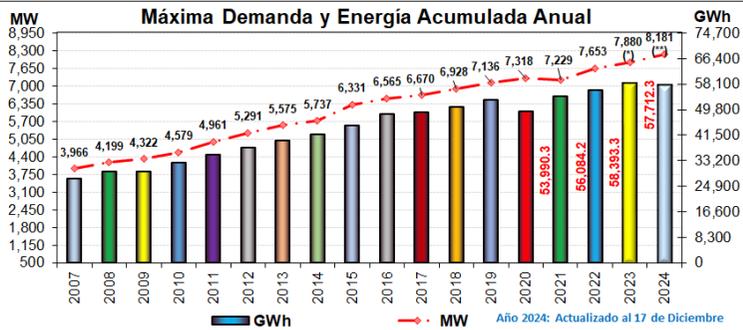
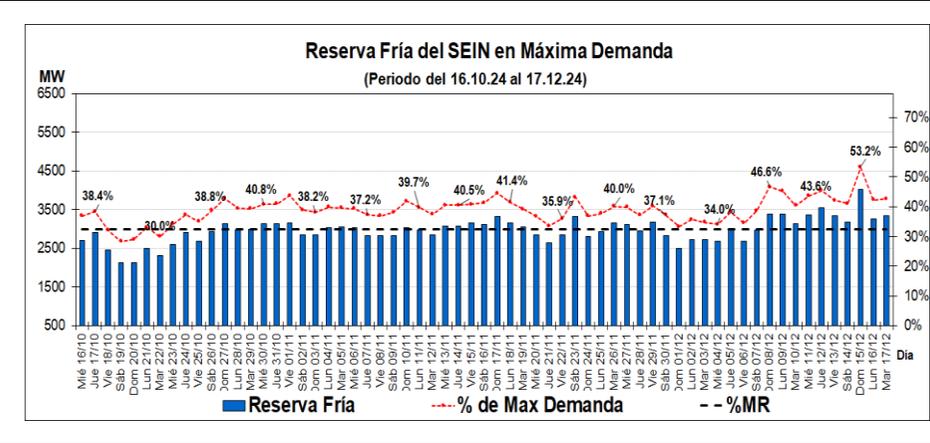
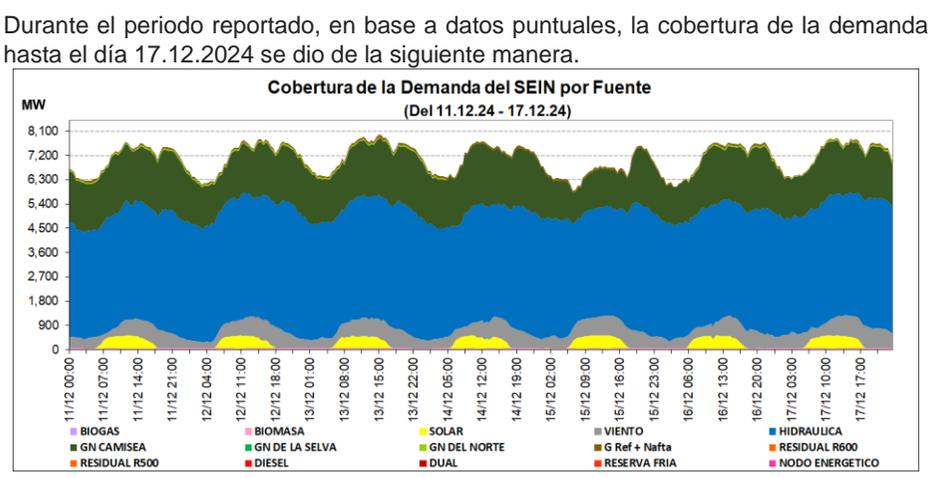
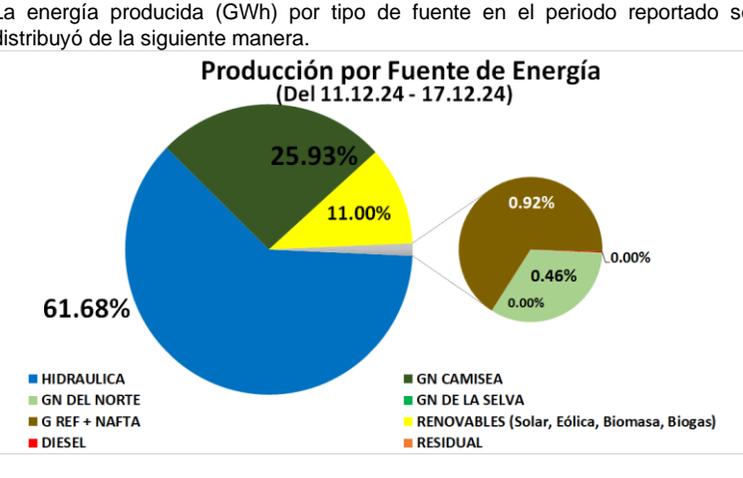
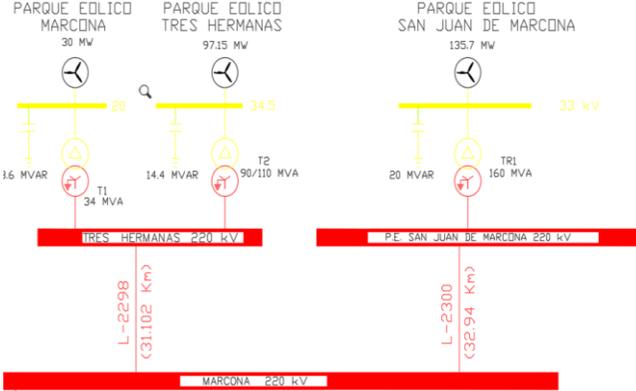
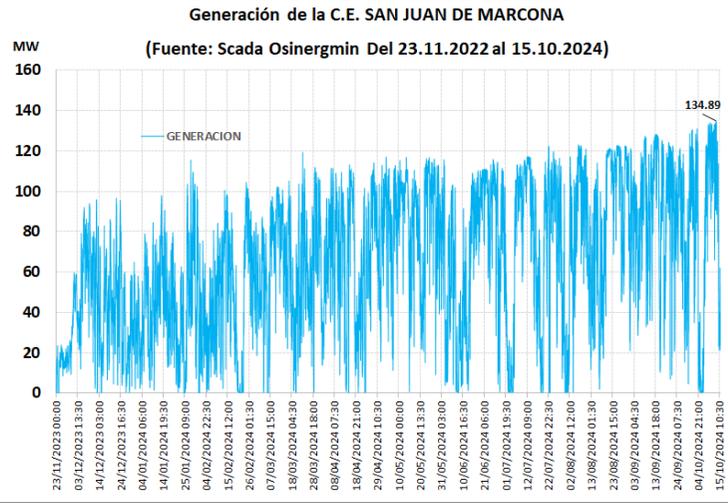
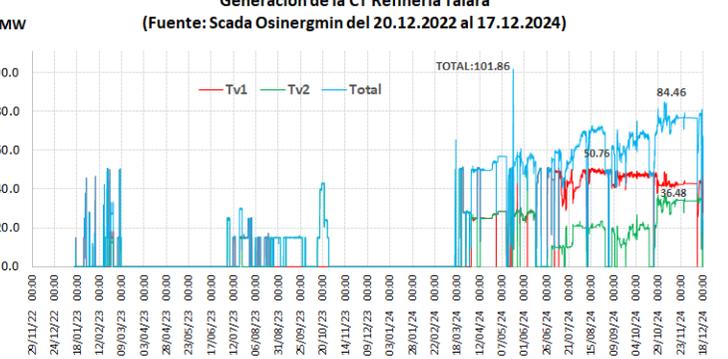


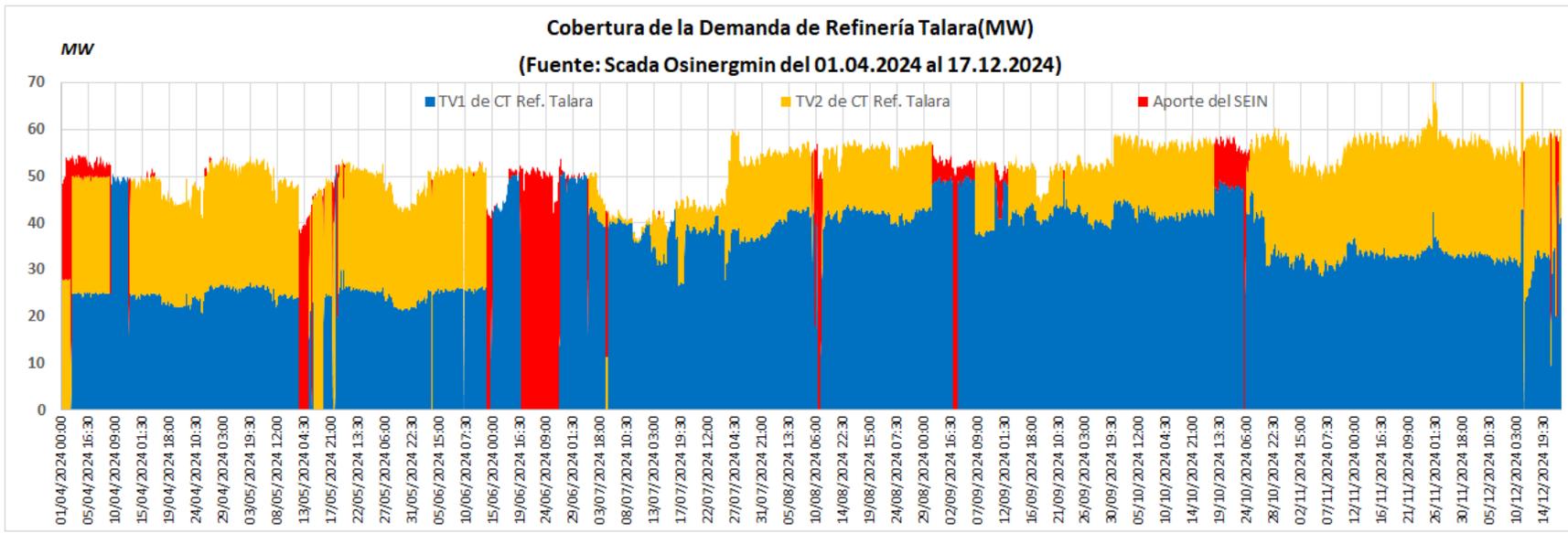
División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
13.12.2024	G  Máxima Demanda del SEIN  OSINERGHMIN	<p>A las 15:00 h del 13.12.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>7,961.1 MW</b>. No ha superado los <b>8,181.48 MW</b> registrado el día 23.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="584 316 1312 507"> <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>1,242.80</td> <td>481.09</td> <td>38.7%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,877.26</td> <td>1,151.22</td> <td>23.6%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,841.04</td> <td>1,716.36</td> <td>93.2%</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7,961.1</b></td> <td><b>3,348.7</b></td> <td><b>42.1%</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	1,242.80	481.09	38.7%	Centro	4,877.26	1,151.22	23.6%	Sur	1,841.04	1,716.36	93.2%	<b>Total</b>	<b>7,961.1</b>	<b>3,348.7</b>	<b>42.1%</b>	<p><b>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</b></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 23.02.2024 a las 12:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,242.80	481.09	38.7%																				
Centro	4,877.26	1,151.22	23.6%																				
Sur	1,841.04	1,716.36	93.2%																				
<b>Total</b>	<b>7,961.1</b>	<b>3,348.7</b>	<b>42.1%</b>																				
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	G  Evolución de la Reserva Fría en el SEIN  OSINERGHMIN	<p><b>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda</b> (Periodo del 16.10.24 al 17.12.24)</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. Reserva Fría de generación Eten</b> (GT1: 217.12 MW): Del 11 al 15 de diciembre, la unidad GT1 estuvo indisponible por mantenimiento correctivo por fuga de hidrogeno en tubería de drenaje de aceite.</li> <li>➤ <b>C.T. Las Flores</b> (CENTRAL: 321.8 MW): Del 11 al 13 de diciembre, la central estuvo indisponible por mantenimiento correctivo por fuga de vapor HRH.</li> <li>➤ <b>C.T. Puerto Bravo</b> (TG1: 180 MW): Del 12 al 17 de diciembre, la unidad TG1 estuvo disponible por mantenimiento preventivo por cambio de filtros y preservación de casa de aire TG1.</li> </ul> <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, se fijó en 32.3% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2024 hasta abril de 2025.</p>																				
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	SEIN  Cobertura de la Demanda  OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 17.12.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p><b>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente</b> (Del 11.12.24 - 17.12.24)</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 11.12.24 - 17.12.24)</p> 																				

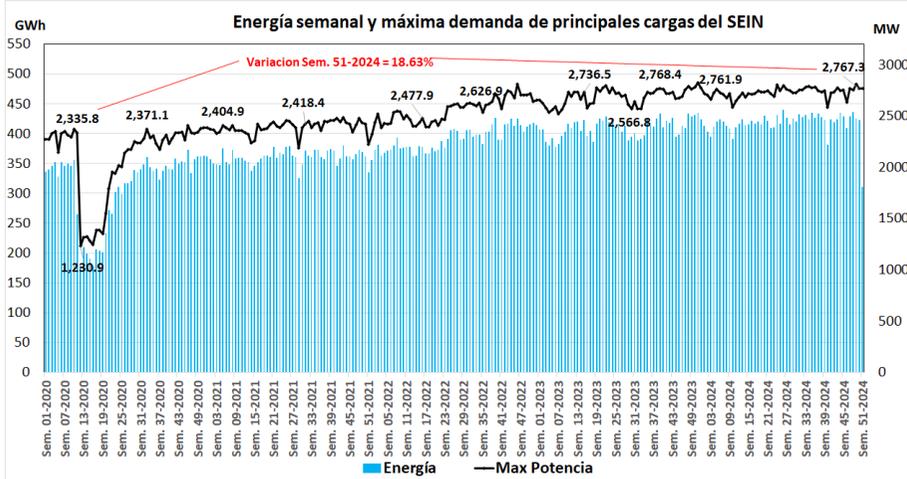
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	CS Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN	<p align="center"><b>Producción y Participación Semanal de Centrales Solares en el SEIN 2020 - 2024</b></p>	<p align="center"><b>Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Central</th> <th>Tensión de conexión (kV)</th> <th>Potencia Instalada (MW)</th> <th>Fecha de Ingreso</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.S. Carhuauero</td> <td>10.00</td> <td>0.55</td> <td>14.02.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. Clemesí</td> <td>33.00</td> <td>114.93</td> <td>28.02.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. Matarani</td> <td>0.66</td> <td>80.00</td> <td>11.09.2024</td> </tr> </tbody> </table>	Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso	C.S. Carhuauero	10.00	0.55	14.02.2024	C.S. Clemesí	33.00	114.93	28.02.2024	C.S. Matarani	0.66	80.00	11.09.2024
Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso																
C.S. Carhuauero	10.00	0.55	14.02.2024																
C.S. Clemesí	33.00	114.93	28.02.2024																
C.S. Matarani	0.66	80.00	11.09.2024																
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	CE Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN	<p align="center"><b>Producción y Participación Semanal de Centrales Eólicas en el SEIN 2020 - 2024</b></p>	<p align="center"><b>Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Central</th> <th>Tensión de conexión (kV)</th> <th>Potencia Instalada (MW)</th> <th>Fecha de Ingreso</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.E. San Juan</td> <td>33.00</td> <td>129.80</td> <td>18.04.2024</td> </tr> <tr> <td>E. Wayra Extensión</td> <td>33.00</td> <td>177.00</td> <td>29.06.2024</td> </tr> </tbody> </table>	Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso	C.E. San Juan	33.00	129.80	18.04.2024	E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024				
Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso																
C.E. San Juan	33.00	129.80	18.04.2024																
E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024																
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	GSA Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos <b>OSINERGMIN</b>	<p>El 18.12.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>65.5 MW</b>. No ha superado los <b>74.8 MW</b> registrado el día 25.09.2024 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación.</p>	<p>Respecto a las unidades de generación del Sistema Eléctrico Iquitos se tiene lo siguiente.</p> <p><b>1. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos Nueva de Genrent</b></p> <p>A la fecha las 07 unidades ya ejecutaron mantenimiento correspondiente a 36 000 horas de operación. Asimismo, algunas unidades llegaron a 42 000 horas de operación, por lo tanto, tienen que ejecutar su respectivo mantenimiento.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Nombre Grupo</th> <th colspan="3">Mantenimiento 42 000 Horas de Operación</th> </tr> <tr> <th>Fecha</th> <th>Estado</th> <th>Observaciones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>G6</td> <td>23/09/2024 al 28/09/2024</td> <td>Ejecutado</td> <td>Unidad Disponible</td> </tr> <tr> <td>G5</td> <td>16/11/2024</td> <td>Ejecutando</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se concluyeron las intervenciones de mantenimiento de 42 k a todos los grupos.</li> <li>El Gpo N° 5, se encuentra fuera de servicio hace tres semanas por</li> </ul>	Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación			Fecha	Estado	Observaciones	G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Unidad Disponible	G5	16/11/2024	Ejecutando		
Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación																		
	Fecha	Estado	Observaciones																
G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Unidad Disponible																
G5	16/11/2024	Ejecutando																	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
			<p>desperfecto del turboalimentador.</p> <p><b>2. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente</b></p> <p>Los grupos W-1, W-4, W-5, W6, y W7 se encuentran disponibles y operativos con petróleo Diesel-2 para los arranques y paradas cortos (emergencia). Para operación mayor a 4 horas las unidades de CT Iquitos emplean R-6 (Residual).</p>
<p>Del 11.12.2024 al 17.12.2024</p>	<p>CE</p> <p><b>Puesta en operación comercial C.E. San Juan de Marcona</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 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).</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024, el 16.04.2024, aprobó la Operación Comercial Parque Eólico San Juan De Marcona a partir de las 00:00 h del 18.04.2024, con una Potencia Instalada de 129.8 MW y 22 aerogeneradores.</p> <p><b>El COES mediante carta COES/D/DP-1222-2024, el 13.12.2024, aprobó la Operación Comercial de la unidad 7.2 de 5.7 MW del Parque Eólico San Juan De Marcona a partir de las 00:00 h del 14.12.2024, con una Potencia Instalada total de 135.7 MW y 23 aerogeneradores.</b></p> <p>En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central.</p> 	 <p><b>Generación de la C.E. SAN JUAN DE MARCONA</b> (Fuente: Scada Osinergmin Del 23.11.2022 al 15.10.2024)</p>
<p>Del 11.12.2024 al 17.12.2024</p>	<p>G</p> <p>Operación Comercial C.T. Refinería Talara/ Demanda PETROPERU</p> <p><b>PETROPERU</b></p>	<p><b>El COES mediante carta COES/D/DP-343-2024, el 18.04.2024, aprobó la Operación Comercial C.T. Refinería Talara a partir de las 00:00 h del 19.04.2024, con una potencia efectiva de 102.34 MW entre las dos unidades</b></p> <p>A la fecha se vienen operando las dos unidades generadoras TV1 y TV2, registrando en promedio alrededor de 85 MW entre las dos unidades.</p>	 <p><b>Generación de la CT Refinería Talara</b> (Fuente: Scada Osinergmin del 20.12.2022 al 17.12.2024)</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
-------------------	---------------------	--	--



En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (minerías, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).



Gráfica actualizada hasta el 17.12.2024

En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:  
**Zona Norte:** Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga. A la fecha registró una demanda máxima de 69.67 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.  
**Zona Sur:** A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 153.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.

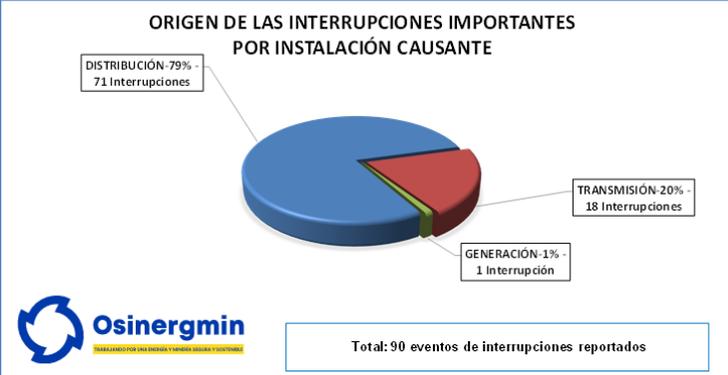
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima	Potencia Minima	Potencia
			(MW)	(MW)	Promedio (MW)
ZONA NORTE	Cajamarca Norte	55.49	46.42	52.71	
	Rf Talara Pariñas	53.81	33.22	51.47	
	Sider Perú	51.95	6.74	33.64	
	Cementos Pacasmayo	30.63	8.17	22.14	
	Barrick - Chicama	21.20	14.29	17.59	
ZONA CENTRO	Cajamarquilla	201.39	54.45	177.05	
	Toromocho	161.02	63.75	145.23	
	Minera Antamina	171.61	86.32	118.06	
	Shougang	118.30	85.91	106.30	
ZONA SUR	Aceros Arequipa	165.36	23.90	100.90	
	Cerro Verde	467.69	320.27	395.69	
	Southern	296.04	244.73	278.06	
	Quellaveco	150.39	92.22	145.14	
	Minera Las Bambas	159.29	133.29	136.93	
	Tintaya + Antapaccay	129.50	48.26	111.81	

Del 11.12.2024 al 17.12.2024

CL

Demanda de principales cargas mineras del SEIN

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	SEI N  Interrupciones importantes reportadas (Causas)  OSINERGMIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 90.</p> <table border="1" data-bbox="571 220 1332 507"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>33</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>26</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (3)</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>Terceros (4)</td> <td>14</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)	33	Fenómenos Naturales (2)	26	Mantenimiento (3)	18	Terceros (4)	14	Fallas Sistema Interconectado (5)	9	<div data-bbox="1451 103 2190 518"> <p><b>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</b></p> <p><b>Total: 90 eventos de interrupciones reportados</b></p> </div> <div data-bbox="1451 526 2190 646"> <ol style="list-style-type: none"> <li>Varios - Propio: Otros - Propio (22%, 20 veces, 20h 19' de duración), Caída conductor de red (4.4%, 4 veces, 11h 17' de duración), Corte de emergencia (3.3%, 3 veces, 1h 8' de duración), Animales (2.2%, 2 veces, 40' de duración), Falla terminal cable (1.1%, 1 vez, 1h 24' de duración).</li> <li>Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (11.5%, 10 veces, 14h 1' de duración), Descargas atmosféricas (8.9%, 8 veces, 15h 16' de duración), Fuertes vientos (5.6%, 5 veces, 6h 52' de duración).</li> <li>Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (13.6%, 12 veces, 23h 9' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (3.3%, 3 veces, 8h 8' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (1.1%, 1 vez, 5h 28' de duración).</li> <li>Terceros: Otros - Terceros (6.3%, 6 veces, 19h 9' de duración), Vandalismo (2.2%, 2 veces, 3h 16' de duración), Aves (2.2%, 2 veces, 41' de duración), Caída de árbol (1.1%, 1 vez, 5h de duración), Picado de cable (1.1%, 1 vez, 1h 45' de duración), Impacto vehicular (1.1%, 1 vez, 11h 4' de duración).</li> <li>Fallas Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, de duración), Déficit de generación (1.1%, 1 vez, 20' de duración), Otros - Otras E.E. (1.1%, 1 vez, 8h 57' de duración), Falla sistema interconectado (6.8%, 6 veces, 16h 7' de duración).</li> </ol> </div>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	33														
Fenómenos Naturales (2)	26														
Mantenimiento (3)	18														
Terceros (4)	14														
Fallas Sistema Interconectado (5)	9														
<p style="text-align: center;"><b>Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2020 - 2024)</b></p>															

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	SEI N  <b>OSINERGMIN</b>	<p>Las <b>interrupciones importantes (*)</b> reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="600 236 1301 443"> <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>71</td> <td>79</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>18</td> <td>20</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).            (*) 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	71	79	Transmisión	18	20	Generación	1	1	<p><b>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</b></p>  <p><b>Total: 90 eventos de interrupciones reportados</b></p> <p>(1) Distribución: Causas internas (46.5%, 33 veces, 4d 15h 44' de duración), Fenómenos naturales (31%, 22 veces, 1d 11h 58' de duración), Terceros (19.7%, 14 veces, 1d 17h 22' de duración), Otros suministradores (2.8%, 2 veces, 9h 29' de duración).            (2) Transmisión: Causas internas (61.1%, 11 veces, 3d 1h 58' de duración), Fenómenos naturales (5.6%, 1 vez, 12' de duración), Otros suministradores (33.3%, 6 veces, 20h 53' de duración).            (3) Generación: Otros suministradores (100%, 1 vez, 20' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	71	79													
Transmisión	18	20													
Generación	1	1													
Del 11.12.2024 al 17.12.2024	G  <b>Supervisión del Contrato: C.H. San Gaban III</b> (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gaban)  <b>Empresa: HYDRO GLOBAL PERU</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto contempla una potencia de 209,3 MW y corresponde al último de los cuatro saltos proyectados en la cuenca del río San Gabán, aprovecha las aguas del río San Gabán aguas abajo de la C.H. San Gabán II, que actualmente se encuentra en operación.</li> <li>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.</li> <li>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.</li> <li>La Concesionaria informó el cambio de conexión de la S.E. Onocora por la S.E. Pumiri. HGP viene gestionando la Concesión Definitiva de la L.T. 220 kV S.E. San Gaban Paquillusi -S.E. Pumiri.</li> <li>El 15.03.2023, con R.M. N° 109-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la primera 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.</li> <li>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).</li> <li>El 13.03.2024, con R.M. N° 093-2024-MINEM/DM, el MINEM aprobó la Segunda Modificación del Contrato de Concesión prorrogando la POC hasta el 28.07.2025.</li> <li>El MINEM otorgo la concesión definitiva mediante R.M. 381-2024-MINEM/DM. del 02.10.2024 para el proyecto L.T. 220 kV S.E. Paquillusi – S.E. Pumiri.</li> <li>En la L.T. 220 kV S.E. Paquillusi – S.E. Pumiri se tiene <b>392 bases excavadas, 361 fundaciones y 290 torres montadas, tendido de conductores 60 km, de un total de 415 torres y 178 km con un avance global de 85%.</b></li> <li>En cuanto a la Central se tiene lo siguiente en obras civiles (La Sala de Máquinas y la excavación del túnel de derivación terminados, quedando pendiente el piso del reservorio. y en obras electromecánicas (Montaje de grupos al 97% y caverna de transformadores al 97%.)</li> <li>El proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III registra un avance físico de <b>94,4%.</b></li> </ul>	 <p><b>Rodete Pelton 2 en proceso de Ajuste y montaje</b></p> <p><b>Piso de la caja de turbina del grupo 2</b></p>												

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III registra un avance global de 93,2%. El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por el Concesionaria.</li> </ul>	
<p>Del 11.12.2024 al 17.12.2024</p>	<p>T</p> <p><b>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía</b></p> <p><b>Concesionaria : Concesionaria Línea de Transmisión La Niña S.A.C.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Ucayali y Huánuco, provincias de Padre Abad y Leoncio Prado, distritos de Padre Abad y Rupa Rupa.</li> <li>▪ Con Carta COES/D/DP-690-2021 del 07.05.2021, el COES aprobó el EPO del proyecto.</li> <li>▪ El EIA fue aprobado el 21.10.2022 mediante R.D. N° 0174-2022-MINEM/DGAEE.</li> <li>▪ El 09.06.2022, el MINEM aprobó la Ingeniería Definitiva del proyecto.</li> <li>▪ El Hito “Puesta en Operación Comercial” programado para el 24.12.2023, no se cumplió. Con Oficio 37-2024-OS-DSE se informó al MINEM el incumplimiento.</li> <li>▪ El Estudio de Operatividad se presentó al COES el 27.03.2024; sin embargo, con carta COES/D/DP-287-2024 del 05.04.2024, el COES rechazó el EO para su revisión, debido a la inexistencia del punto de conexión en la S.E. Leoncio Prado, por el retraso de la L.T. 220 kV Tingo María – Chaglla del proyecto YANA.</li> <li>▪ El 17.05.2024, CLTLN informó que seleccionó a CENERGÍA como Inspector del proyecto.</li> <li>▪ La ingeniería de detalle tiene un avance de 98,7%</li> <li>▪ El 18.07.2024 con R.M. N° 275-2024-MINEM/DM, el MINEM aprobó la suspensión de plazo por 217 días calendario, siendo la nueva fecha POC el 28.07.2024.</li> <li>▪ El 27.07.2024, con R.M. N° 298-2024-MINEM/DM, el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas.</li> <li>▪ El 16.10.2024, CLTLN comunicó al MINEM la existencia de una controversia (debido al incumplimiento por parte del Concedente en la provisión y el aseguramiento del punto de conexión requerido para que el proyecto se integre al SEIN) y dan inicio a un trato directo nacional por un plazo de 60 días hábiles, a fin de resolverlo sin recurrir a un proceso arbitral. En dicha comunicación CLTLN indica como pretensiones: 1. Que el Concedente cumpla a la brevedad posible con proveer y asegurar el punto de conexión, de acuerdo al Contrato de Concesión. 2. Que mientras el Concedente lo cumpla el requerimiento 1, se disponga la suspensión de todas las obligaciones contractuales a cargo de CLTLN. Y 3. Que se declare al Concedente como único responsable, este pedido incluye el pago de una indemnización por todos los daños y perjuicios, así como los sobrecostos de CLTLN.</li> <li>▪ El 18.11.2024, con carta TIAG-CON-NI-EM-CAR-603-2024, CLTLN reitera al MINEM su solicitud de reunión de inicio de Trato Directo, solicitada el 16.10.2024. Comunica que desde que presentaron su carta, no recibieron respuesta alguna del MINEM. Asimismo, señalan que de no convocarse a una reunión de Trato Directo dentro del plazo previsto en la Cláusula 14.5 del Contrato de Concesión (60 días hábiles), entenderán que las Partes no han llegado a un acuerdo por lo que CLTLN estará habilitada para iniciar las acciones legales correspondientes.</li> <li>▪ El 28.11.2024, con carta TIAG-CON-NI-EM-CAR-624-2024, CLTLN solicita al MINEM se pronuncie sobre la fecha en la que el Punto de Conexión del Proyecto TIAG estará disponible, para que elaboren un nuevo EPO, ya que el 31.12.2024 se vence la vigencia del EPO aprobado. En dicha carta también indican que no han tenido respuesta del MINEM a su comunicación sobre el</li> </ul>	 <p>Vista panorámica de la S.E. Leoncio Prado</p>  <p>Vista panorámica de la S.E. Aguaytía</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<p>inicio de Trato Directo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En la S.E. Leoncio Prado y en la S.E. Tingo María está pendiente la llegada a obra de los tableros de respaldo satelital y de los tableros de telecomunicaciones del MTC. Está pendiente la reubicación de la trampa de onda de la S.E. Tingo María hacia la S.E. Leoncio Prado. En la L.T. se tiene montadas un total de 124 estructuras. No se ha iniciado el tendido de conductor. Se inició el montaje de la L.T. de Servicios Auxiliares.</li> <li>▪ Applus informó que desde el mes de julio 2024 se tienen un total de 31 torres con problemas de servidumbre, de las cuales: en 16 torres no se iniciaron ni las obras civiles y en 15 torres (ya montadas o con montaje iniciado) se tiene el acceso bloqueado para la continuación de su montaje o revisión. Esto debido a que los propietarios requieren montos millonarios.</li> <li>▪ Applus dejó constancia en los asientos 265, 266, 267 y 268 del cuaderno de obra, de fecha 25.11.2024, que la Concesionaria no realizó actividades durante todo el mes de noviembre en las S.E. Leoncio Prado, S.E. Aguaytía y L.T. Leoncio Prado – Aguaytía. Asimismo, señalaron que no se realizaron obras civiles en la línea de transmisión.</li> <li>▪ El avance global del proyecto es de 89,4%. <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Avance L.T.: 77,2%.</li> <li>○ Avance S.E.s: 97,0%.</li> </ul> </li> <li>▪ El monto de inversión será de US\$ 27,96 millones, según lo informado por la Concesionaria.</li> </ul>	 <p style="text-align: center;"><b>Replanteo de la LT de Servicios Auxiliares</b></p>

Del 11.12.2024 al 17.12.2024	T LICITACIÓN PROINVERSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El 31.12.2022, mediante R.M. N° 459-2022-MINEM/DM, el MINEM aprobó el Plan de Transmisión 2023-2032, en el cual se contempla la ejecución de los siguientes proyectos: <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)</b> Este proyecto permitirá instalar un punto de suministro adicional a la ciudad de Pucallpa, mejorando la confiabilidad de la transmisión en 138 kV en la zona de Campo Verde – Pucallpa.</li> <li>✓ <b>Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma -Chanchamayo</b> Este proyecto mejorará la confiabilidad del sistema eléctrico La Virgen - Chanchamayo, dando seguridad y evitando el colapso del sistema de Chanchamayo y la pérdida de la generación (120 MW) debido a salida de la línea de transmisión 138 kV Caripa - La Virgen</li> <li>✓ <b>Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)</b> Este proyecto mejorará la confiabilidad del sistema de transmisión en 138 kV en la zona de Huaraz y Ticapampa, dando redundancia a la transmisión eléctrica.</li> </ul> </li> <li>▪ El 17.02.2023, mediante R.M. N° 055-2023-MINEM/DM, el MINEM encargó a PROINVERSION los procesos de promoción de la inversión privada de dieciocho (18) Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2023 - 2032, entre las cuales se encuentran los Proyectos mencionados.</li> <li>▪ El 18.12.2024, se realizó la presentación de sobre N° 1 y 2 y Buena Pro del concurso de proyectos integrales en el cual participaron las empresas ALUPAR Y ENGIE, siendo esta última, la empresa adjudicataria de los 3 proyectos en mención.</li> </ul>																																								
		<b>VARIACIÓN DE LOS VALORES OFERTADOS VS VALORES MÁXIMOS</b>																																								
		<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="595 1262 1585 1299">Postor: ALUPAR PERÚ S.A.C.</th> <th data-bbox="1585 1262 1749 1299">Valor Ofertado (US\$)</th> <th data-bbox="1749 1262 1904 1299">Valor Máximo (US\$)</th> <th data-bbox="1904 1262 2074 1299">Valor Ofertado/ Valor Máximo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="595 1299 1585 1326"><b>A) "ENLACE 220 KV AGUAYTÍA - PUCALLPA, SUBESTACIONES, LÍNEAS Y AMPLIACIONES ASOCIADAS (PROYECTO ITC)"</b></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1326 1585 1350">1) Costo de Inversión (CI)</td> <td data-bbox="1585 1326 1749 1350">40,719,263.00</td> <td data-bbox="1749 1326 1904 1350">68,337,604.00</td> <td data-bbox="1904 1326 2074 1350">60%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1350 1585 1374">2) Costo de OyM anual (COyM)</td> <td data-bbox="1585 1350 1749 1374">232,497.00</td> <td data-bbox="1749 1350 1904 1374">1,626,167.00</td> <td data-bbox="1904 1350 2074 1374">14%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1374 1585 1398"><b>B) INCREMENTO DE LA CONFIABILIDAD 138-60KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TARMA –CHANCHAMAYO</b></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1398 1585 1422">1) Costo de Inversión (CI)</td> <td data-bbox="1585 1398 1749 1422">25,040,343.00</td> <td data-bbox="1749 1398 1904 1422">25,040,343.00</td> <td data-bbox="1904 1398 2074 1422">100%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1422 1585 1445">2) Costo de OyM anual (COyM)</td> <td data-bbox="1585 1422 1749 1445">800,124.00</td> <td data-bbox="1749 1422 1904 1445">809,124.00</td> <td data-bbox="1904 1422 2074 1445">99%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1445 1585 1469"><b>C) INCREMENTO DE CAPACIDAD Y CONFIABILIDAD (CRITERIO N-1) DE SUMINISTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO HUARAZ (PROYECTO ITC)"</b></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1469 1585 1493">1) Costo de Inversión (CI)</td> <td data-bbox="1585 1469 1749 1493">28,783,727.00</td> <td data-bbox="1749 1469 1904 1493">33,934,056.00</td> <td data-bbox="1904 1469 2074 1493">85%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="595 1493 1585 1517">2) Costo de OyM anual (COyM)</td> <td data-bbox="1585 1493 1749 1517">160,079.00</td> <td data-bbox="1749 1493 1904 1517">941,536.00</td> <td data-bbox="1904 1493 2074 1517">17%</td> </tr> </tbody> </table>	Postor: ALUPAR PERÚ S.A.C.	Valor Ofertado (US\$)	Valor Máximo (US\$)	Valor Ofertado/ Valor Máximo	<b>A) "ENLACE 220 KV AGUAYTÍA - PUCALLPA, SUBESTACIONES, LÍNEAS Y AMPLIACIONES ASOCIADAS (PROYECTO ITC)"</b>				1) Costo de Inversión (CI)	40,719,263.00	68,337,604.00	60%	2) Costo de OyM anual (COyM)	232,497.00	1,626,167.00	14%	<b>B) INCREMENTO DE LA CONFIABILIDAD 138-60KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TARMA –CHANCHAMAYO</b>				1) Costo de Inversión (CI)	25,040,343.00	25,040,343.00	100%	2) Costo de OyM anual (COyM)	800,124.00	809,124.00	99%	<b>C) INCREMENTO DE CAPACIDAD Y CONFIABILIDAD (CRITERIO N-1) DE SUMINISTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO HUARAZ (PROYECTO ITC)"</b>				1) Costo de Inversión (CI)	28,783,727.00	33,934,056.00	85%	2) Costo de OyM anual (COyM)	160,079.00	941,536.00	17%
Postor: ALUPAR PERÚ S.A.C.	Valor Ofertado (US\$)	Valor Máximo (US\$)	Valor Ofertado/ Valor Máximo																																							
<b>A) "ENLACE 220 KV AGUAYTÍA - PUCALLPA, SUBESTACIONES, LÍNEAS Y AMPLIACIONES ASOCIADAS (PROYECTO ITC)"</b>																																										
1) Costo de Inversión (CI)	40,719,263.00	68,337,604.00	60%																																							
2) Costo de OyM anual (COyM)	232,497.00	1,626,167.00	14%																																							
<b>B) INCREMENTO DE LA CONFIABILIDAD 138-60KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TARMA –CHANCHAMAYO</b>																																										
1) Costo de Inversión (CI)	25,040,343.00	25,040,343.00	100%																																							
2) Costo de OyM anual (COyM)	800,124.00	809,124.00	99%																																							
<b>C) INCREMENTO DE CAPACIDAD Y CONFIABILIDAD (CRITERIO N-1) DE SUMINISTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO HUARAZ (PROYECTO ITC)"</b>																																										
1) Costo de Inversión (CI)	28,783,727.00	33,934,056.00	85%																																							
2) Costo de OyM anual (COyM)	160,079.00	941,536.00	17%																																							

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias				Medidas adoptadas por Osinergmin u otros		
SEI N G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<b>PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</b>							
		Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo
		P.E. San Juan	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	CE	135.7	164.1	100.0%	14.12.2024	N.C
		C.H. Tupuri	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	CH	2.2	10.2	95,0%	29.12.2024	C
		C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	93,2%	28.07.2025	C
		C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	85,0%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3,2%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	18,0%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	28,6%	30.06.2025	N.C
		C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,0%	30.12.2026	N.C

G: Generación, GSA: Sistemas Aislados, T: Transmisión, C: Comercial, D: Distribución, CT: Central Térmica, CH: Central Hidráulica, CE: Central Eólica, CSF: Central Solar, RF: Reserva Fría, SE: Subestación, CL: Cliente Libre, C: Convencional, N.C: No convencional, L: Legal, P: Proyecto  
Fecha: 20.12.2024