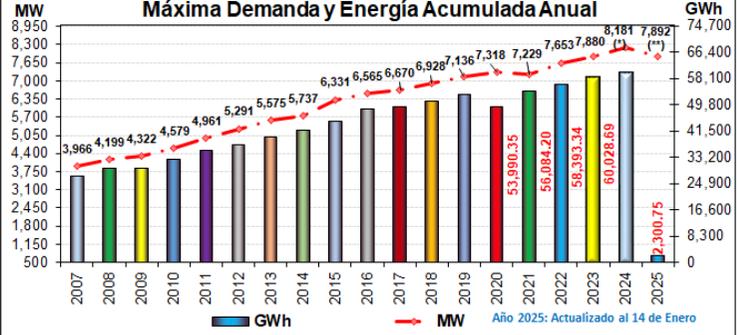
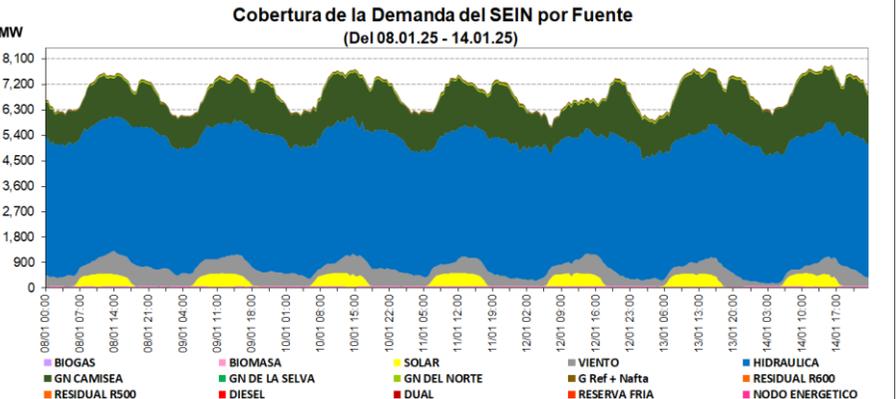
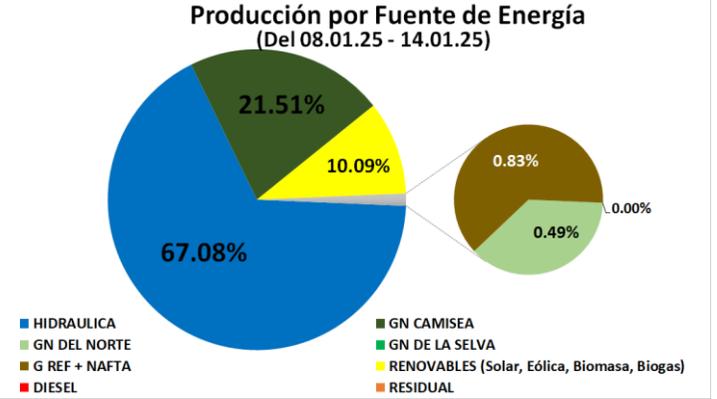
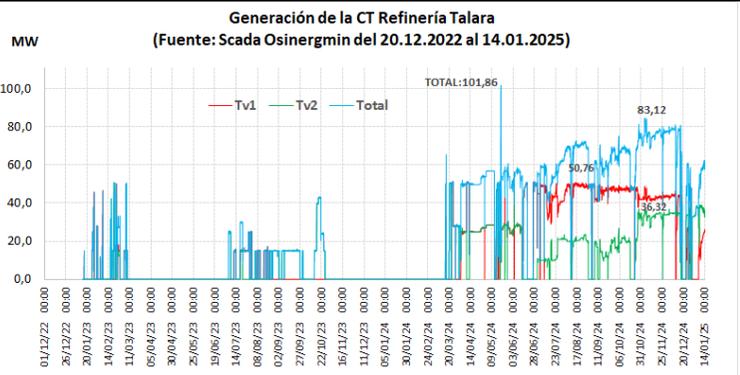
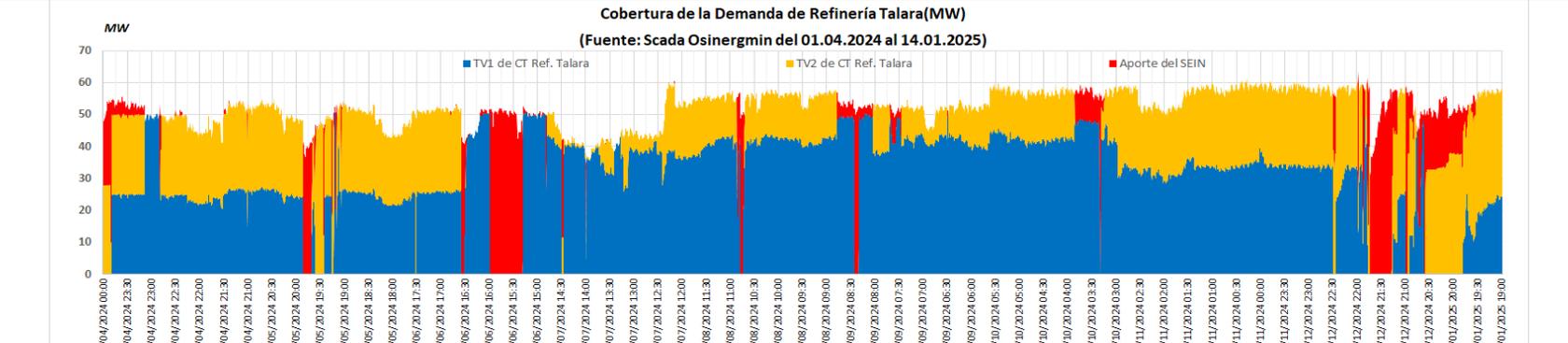


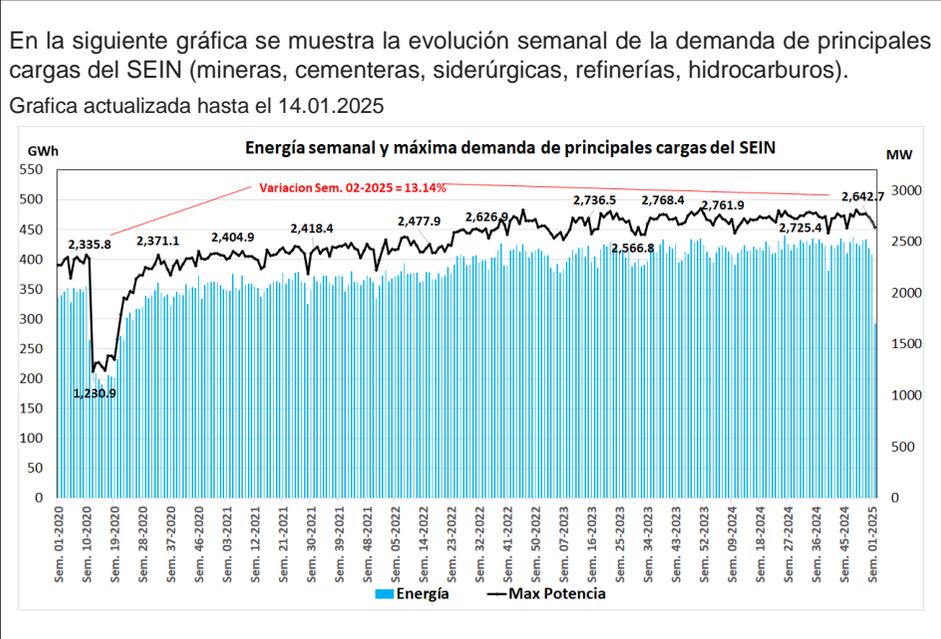
División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
14.01.2025	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGHMIN	<p>A las 16:00 h del 14.01.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,891.77 MW. No ha superado la máxima demanda histórica 8,181.48 MW registrado el día 23.02.2024 a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="577 308 1328 518"> <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>1,240.66</td> <td>606.62</td> <td>48.9%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,907.57</td> <td>1,626.08</td> <td>33.1%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,743.54</td> <td>1,909.15</td> <td>109.5%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,891.8</td> <td>4,141.9</td> <td>52.5%</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	1,240.66	606.62	48.9%	Centro	4,907.57	1,626.08	33.1%	Sur	1,743.54	1,909.15	109.5%	Total	7,891.8	4,141.9	52.5%	<p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.02.2024 a las 12:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 07.01.2025 a las 14:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,240.66	606.62	48.9%																				
Centro	4,907.57	1,626.08	33.1%																				
Sur	1,743.54	1,909.15	109.5%																				
Total	7,891.8	4,141.9	52.5%																				
Del 08.01.2025 al 14.01.2025	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGHMIN	<p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 13.11.24 al 14.01.25)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Chilca 1 (TG1: 170 MW, TG3: 190 MW): Del 08 al 10 de enero, la unidad TG1 estuvo indisponible por mantenimiento preventivo referente a inspección de 8333 EOH, además del 11 al 14 de enero de 2025 se realizó el mantenimiento preventivo de la unidad TG3 por mantenimiento mayor 109500 EOH. <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 08.01.2025 al 14.01.2025	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 14.01.2025 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 08.01.25 - 14.01.25)</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 08.01.25 - 14.01.25)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																
Del 08.01.2025 al 14.01.2025	CS Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN	<p>GWh Producción y Participación Semanal de Centrales Solares en el SEIN 2020 - 2025</p>	<p>Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024-2025</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. Cledesí</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. Cledesí	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. Cledesí	33.00	114.93	28.02.2024																
C.S. Matarani	0.66	80.00	11.09.2024																
Del 08.01.2025 al 14.01.2025	CE Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN	<p>GWh Producción y Participación Semanal de Centrales Eólicas en el SEIN 2020 - 2025</p>	<p>Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024-2025</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Central</th> <th>Tensión de conexión (kV)</th> <th>Potencia Instalada (MW)</th> <th>Fecha de Ingreso en Operación Comercial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.E. Wayra Extensión</td> <td>33.00</td> <td>177.00</td> <td>29.06.2024</td> </tr> <tr> <td>C.E. San Juan</td> <td>33.00</td> <td>135.70</td> <td>14.12.2024</td> </tr> </tbody> </table>	Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso en Operación Comercial	C.E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024	C.E. San Juan	33.00	135.70	14.12.2024				
Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso en Operación Comercial																
C.E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024																
C.E. San Juan	33.00	135.70	14.12.2024																
Del 08.01.2025 al 14.01.2025	GSA Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos OSINERGMIN	<p>El 15.01.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 66.5 MW. No ha superado los 74.8 MW 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>1. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos Nueva de Genrent</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>Manto de 42 mil HOP</td> </tr> <tr> <td>G5</td> <td>16/11/2024 al 10/01/2025</td> <td>Ejecutado</td> <td>El Grupo N° 5, se encuentra operativo desde el 11 de enero.</td> </tr> </tbody> </table> <p>2. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente</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>	Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación			Fecha	Estado	Observaciones	G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Manto de 42 mil HOP	G5	16/11/2024 al 10/01/2025	Ejecutado	El Grupo N° 5, se encuentra operativo desde el 11 de enero.	
Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación																		
	Fecha	Estado	Observaciones																
G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Manto de 42 mil HOP																
G5	16/11/2024 al 10/01/2025	Ejecutado	El Grupo N° 5, se encuentra operativo desde el 11 de enero.																

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																								
Del 08.01.2025 al 14.01.2025	G Operación Comercial C.T. Refinería Talara/ Demanda PETROPERU PETROPERU	<p>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</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>Generación de la CT Refinería Talara (Fuente: Scada Osinergmin del 20.12.2022 al 14.01.2025)</p> 																																																																								
		<p>Cobertura de la Demanda de Refinería Talara(MW) (Fuente: Scada Osinergmin del 01.04.2024 al 14.01.2025)</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 69.67 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p> <p>Zona Sur: A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 153.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p> <table border="1" data-bbox="1444 1037 2184 1484"> <thead> <tr> <th rowspan="2">MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN</th> <th rowspan="2">ZONAS</th> <th rowspan="2">EMPRESA</th> <th>Potencia Maxima</th> <th>Potencia Minima</th> <th rowspan="2">Potencia Promedio (MW)</th> </tr> <tr> <th>(MW)</th> <th>(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td>Cajamarca Norte</td> <td>62.95</td> <td>51.50</td> <td>58.95</td> </tr> <tr> <td>Rf Talara Pariñas</td> <td>51.93</td> <td>43.12</td> <td>51.27</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td>61.15</td> <td>4.33</td> <td>29.51</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td>29.66</td> <td>5.78</td> <td>22.83</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td>21.50</td> <td>14.92</td> <td>19.67</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA CENTRO</td> <td rowspan="5">ZONA CENTRO</td> <td>Cajamarquilla</td> <td>195.68</td> <td>52.15</td> <td>164.87</td> </tr> <tr> <td>Toromocho</td> <td>158.19</td> <td>106.15</td> <td>141.63</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td>143.79</td> <td>111.17</td> <td>113.04</td> </tr> <tr> <td>Aceros Arequipa</td> <td>164.90</td> <td>26.48</td> <td>100.61</td> </tr> <tr> <td>Shougang</td> <td>121.66</td> <td>83.58</td> <td>106.44</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA SUR</td> <td rowspan="5">ZONA SUR</td> <td>Cerro Verde</td> <td>461.15</td> <td>256.62</td> <td>398.09</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td>295.28</td> <td>243.78</td> <td>269.90</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td>160.22</td> <td>0.02</td> <td>147.74</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td>148.65</td> <td>91.09</td> <td>138.68</td> </tr> <tr> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td>130.81</td> <td>36.81</td> <td>107.90</td> </tr> </tbody> </table>	MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima	Potencia Minima	Potencia Promedio (MW)	(MW)	(MW)	ZONA NORTE	ZONA NORTE	Cajamarca Norte	62.95	51.50	58.95	Rf Talara Pariñas	51.93	43.12	51.27	Sider Perú	61.15	4.33	29.51	Cementos Pacasmayo	29.66	5.78	22.83	Barrick - Chicama	21.50	14.92	19.67	ZONA CENTRO	ZONA CENTRO	Cajamarquilla	195.68	52.15	164.87	Toromocho	158.19	106.15	141.63	Minera Antamina	143.79	111.17	113.04	Aceros Arequipa	164.90	26.48	100.61	Shougang	121.66	83.58	106.44	ZONA SUR	ZONA SUR	Cerro Verde	461.15	256.62	398.09	Southern	295.28	243.78	269.90	Minera Las Bambas	160.22	0.02	147.74	Quellaveco	148.65	91.09	138.68	Tintaya + Antapaccay	130.81
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima				Potencia Minima	Potencia Promedio (MW)																																																																			
			(MW)	(MW)																																																																							
ZONA NORTE	ZONA NORTE	Cajamarca Norte	62.95	51.50	58.95																																																																						
		Rf Talara Pariñas	51.93	43.12	51.27																																																																						
		Sider Perú	61.15	4.33	29.51																																																																						
		Cementos Pacasmayo	29.66	5.78	22.83																																																																						
		Barrick - Chicama	21.50	14.92	19.67																																																																						
ZONA CENTRO	ZONA CENTRO	Cajamarquilla	195.68	52.15	164.87																																																																						
		Toromocho	158.19	106.15	141.63																																																																						
		Minera Antamina	143.79	111.17	113.04																																																																						
		Aceros Arequipa	164.90	26.48	100.61																																																																						
		Shougang	121.66	83.58	106.44																																																																						
ZONA SUR	ZONA SUR	Cerro Verde	461.15	256.62	398.09																																																																						
		Southern	295.28	243.78	269.90																																																																						
		Minera Las Bambas	160.22	0.02	147.74																																																																						
		Quellaveco	148.65	91.09	138.68																																																																						
		Tintaya + Antapaccay	130.81	36.81	107.90																																																																						

Del 08.01.2025 al 14.01.2025	CL Demanda de principales cargas mineras del SEIN
------------------------------	--



ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima (MW)	Potencia Minima (MW)	Potencia Promedio (MW)
ZONA NORTE	Cajamarca Norte	62.95	51.50	58.95
	Rf Talara Pariñas	51.93	43.12	51.27
	Sider Perú	61.15	4.33	29.51
	Cementos Pacasmayo	29.66	5.78	22.83
	Barrick - Chicama	21.50	14.92	19.67
ZONA CENTRO	Cajamarquilla	195.68	52.15	164.87
	Toromocho	158.19	106.15	141.63
	Minera Antamina	143.79	111.17	113.04
	Aceros Arequipa	164.90	26.48	100.61
	Shougang	121.66	83.58	106.44
ZONA SUR	Cerro Verde	461.15	256.62	398.09
	Southern	295.28	243.78	269.90
	Minera Las Bambas	160.22	0.02	147.74
	Quellaveco	148.65	91.09	138.68
	Tintaya + Antapaccay	130.81	36.81	107.90

Fecha y Actividad

Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

Del 08.01.2025 al 14.01.2025

SEIN

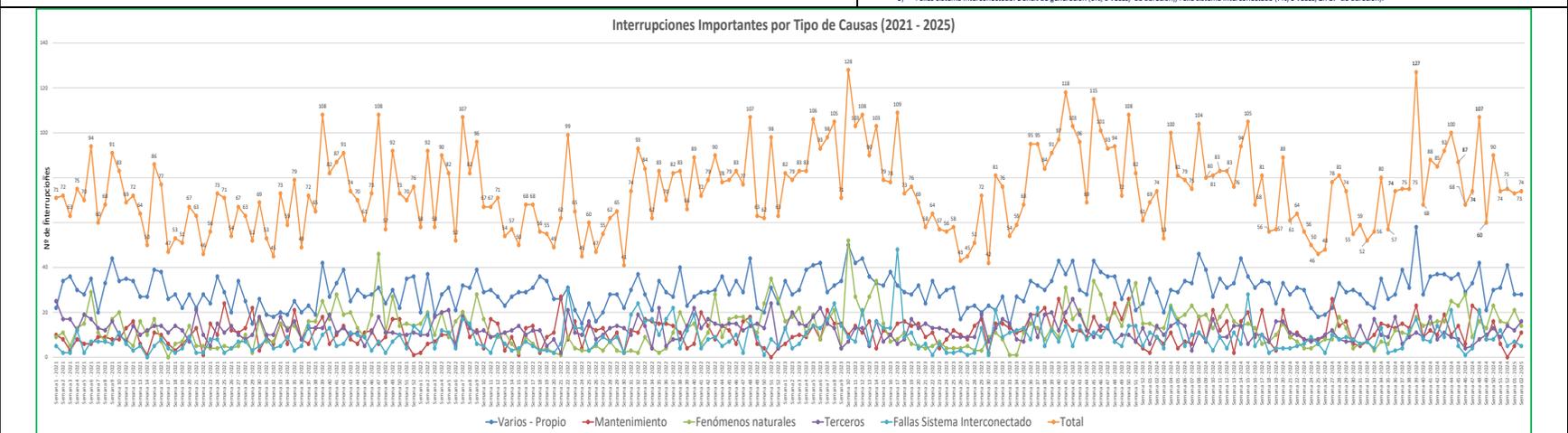
Interrupciones importantes reportadas (Causas)

OSINERGMIN

Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 74.

Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%
Varios Propio (1)	37
Terceros (2)	22
Fenómenos Naturales (3)	19
Mantenimiento (4)	15
Fallas Sistema Interconectado (5)	7

(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).



Del 08.01.2025 al 14.01.2025

SEIN

Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)

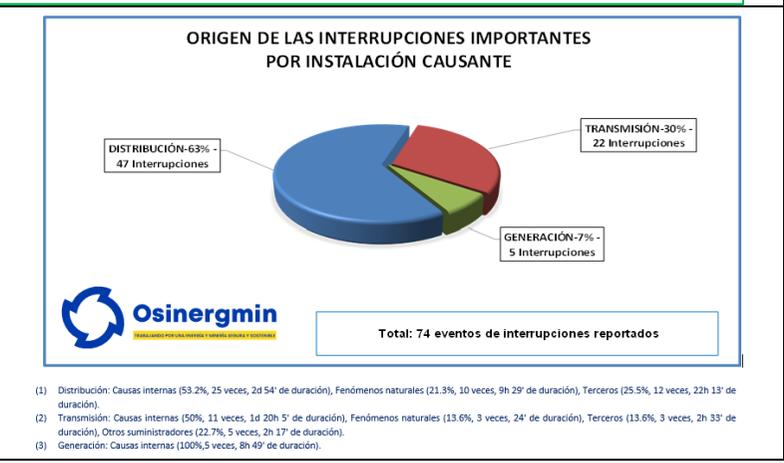
OSINERGMIN

Las **interrupciones importantes (*)** reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.

Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción
Distribución	47	63
Transmisión	22	30
Generación	5	7

(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.



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 08.01.2025 al 14.01.2025</p>	<p>G</p> <p>Supervisión del Contrato: C.S.F. Sunny-204 MW</p> <p>Empresa: KALLPA GENERACIÓN S.A.</p>	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto se encuentra ubicado en el departamento y provincia de Arequipa, distrito la Joya. El 22.02.2023, con R.M. N° 054-2023-MINEM/DM, el MINEM otorgó a la empresa Kallpa Generación S.A. la Concesión Definitiva de generación eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para su proyecto Central Solar Fotovoltaica Sunny, con una potencia instalada de 204 MW. El 23.02.2023, se suscribió el Contrato de Concesión N° 591-2023 entre el Ministerio de Energía y Minas y Kallpa Generación S.A. El proyecto se encuentra en etapa de obtención de Servidumbres de los permisos de los terrenos por parte el Estado en la zona del proyecto. El 30.04.2024, con R.M. N° 175-2024-MINEM/DM, el MINEM calificó como fuerza mayor el evento denominado: Demora en el establecimiento de servidumbre; el cual afectó la ruta crítica del Calendario de Ejecución de Obras en un plazo equivalente a 115 días calendario. Aprobando así la modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con RER de la C.S.F. Sunny. La Concesionaria informó que el 14.05.2024 se ha dado inicio de la ejecución de las Obras Civiles. La Concesionaria continúa ejecutando las obras civiles en la zona del proyecto, cuyos avances al 30.11.2024 se detallan a continuación: Parque Solar: Campamento de obras 100%, preparación de terreno 100%, cerco perimétrico 85%, caminos de acceso 100%, llegada de estructuras de tracker 90% e hincado de estructuras 20%. Subestación y línea de transmisión: Cimentación del transformador de potencia 100%, cimentación de equipos de patio 100%, edificio de control 60%, cerco perimétrico 70%, pruebas FAT del transformador de potencia 100%. La POC está prevista para el 30.06.2025. El monto de inversión será de US\$ 126,4 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	<p>Medidas adoptadas por Osinergmin u otros</p>  <p>Cimentación del transformador</p>  <p>Cimentación de equipos</p>
<p>Del 08.01.2025 al 14.01.2025</p>	<p>T</p> <p>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía</p> <p>Concesionaria: Concesionaria Línea de Transmisión La Niña S.A.C.</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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. Con Carta COES/D/DP-690-2021 del 07.05.2021, el COES aprobó el EPO del proyecto. El EIA fue aprobado el 21.10.2022 mediante R.D. N° 0174-2022-MINEM/DGAEE. El 09.06.2022, el MINEM aprobó la Ingeniería Definitiva del proyecto. 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. 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. El 17.05.2024, CLTLN informó que seleccionó a CENERGÍA como Inspector del proyecto. La ingeniería de detalle tiene un avance de 98,7% 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. El 27.07.2024, con R.M. N° 298-2024-MINEM/DM, el MINEM otorgó la concesión 	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<p>definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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. ▪ 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. ▪ 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 inicio de Trato Directo. ▪ 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. ▪ 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. ▪ 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. ▪ El avance global del proyecto es de 89,4%. <ul style="list-style-type: none"> ○ Avance L.T.: 77,2%. ○ Avance S.E.s: 97,0%. ▪ El monto de inversión será de US\$ 27,96 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	 <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 style="text-align: center;">Replanteo de la LT de Servicios Auxiliares</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL					Tipo		
			Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)		Avance global	Puesta En Operación Comercial
SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio		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	97,6%	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: Proyectado
Fecha: 17.01.2025