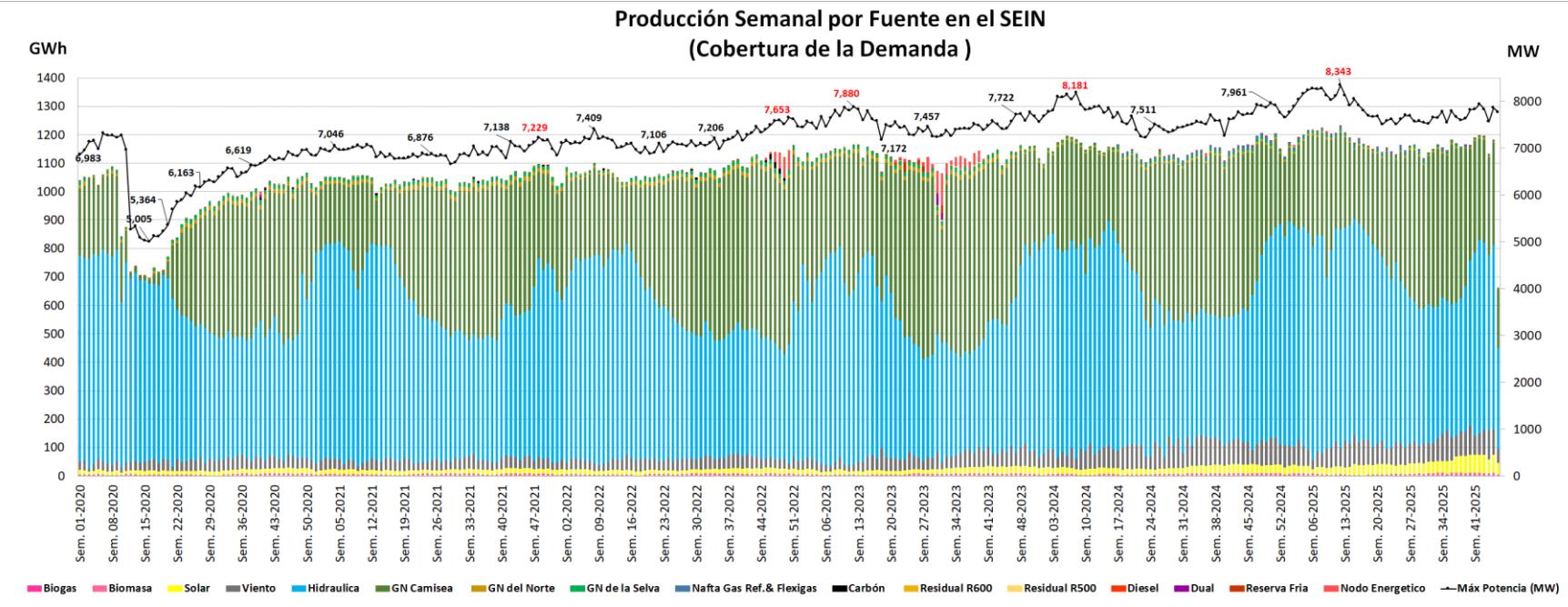
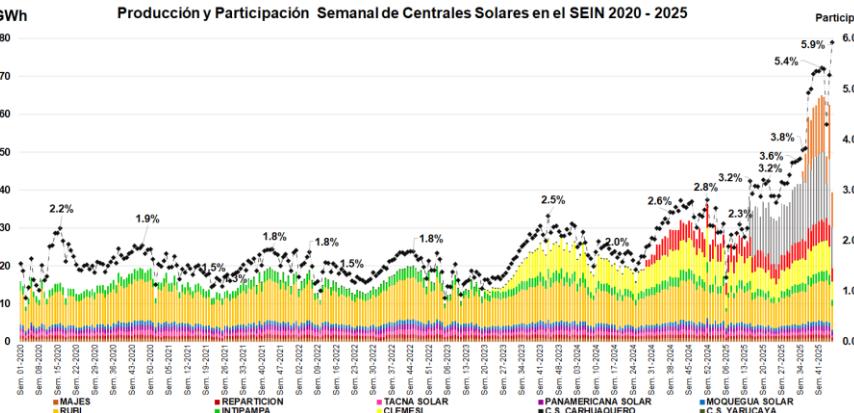
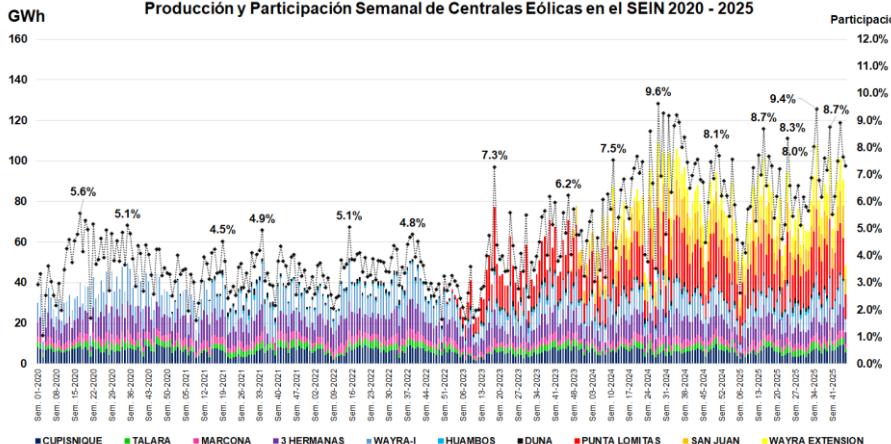
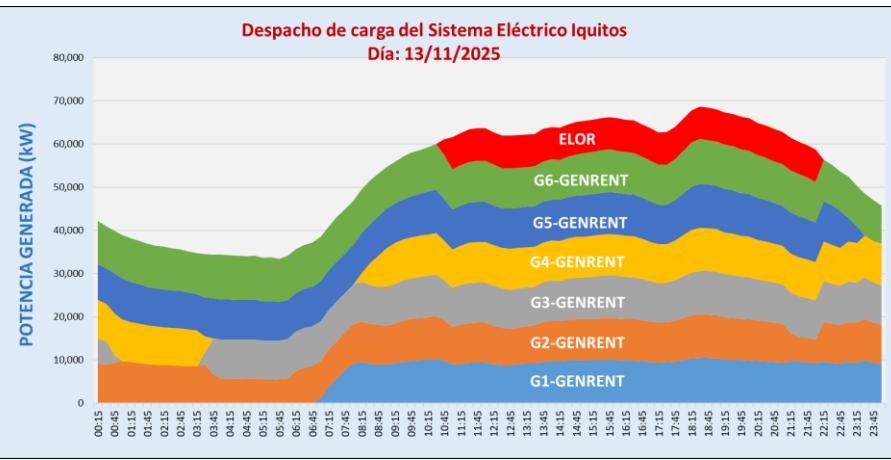


División de Supervisión de Electricidad

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																																
12.11.2025	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	<p>A las 12:00 h del 12.11.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,859.6 MW. No superó los 8,342.91 MW registrado el día 28.03.2025 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1"> <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>1,258.36</td> <td>473.83</td> <td>37.7%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,737.62</td> <td>1,447.17</td> <td>30.5%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,863.65</td> <td>1,901.90</td> <td>102.1%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,859.6</td> <td>3,822.9</td> <td>48.6%</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	1,258.36	473.83	37.7%	Centro	4,737.62	1,447.17	30.5%	Sur	1,863.65	1,901.90	102.1%	Total	7,859.6	3,822.9	48.6%	<p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Energía Acumulada (GWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2007</td><td>4,199</td><td>36,000</td></tr> <tr><td>2008</td><td>4,579</td><td>40,000</td></tr> <tr><td>2009</td><td>5,291</td><td>44,000</td></tr> <tr><td>2010</td><td>5,737</td><td>48,000</td></tr> <tr><td>2011</td><td>6,565</td><td>52,000</td></tr> <tr><td>2012</td><td>6,928</td><td>56,000</td></tr> <tr><td>2013</td><td>7,318</td><td>60,000</td></tr> <tr><td>2014</td><td>7,653</td><td>64,000</td></tr> <tr><td>2015</td><td>8,181 (*)</td><td>68,000</td></tr> <tr><td>2016</td><td>8,342.91</td><td>72,000</td></tr> <tr><td>2017</td><td>8,342.91</td><td>76,000</td></tr> <tr><td>2018</td><td>8,342.91</td><td>80,000</td></tr> <tr><td>2019</td><td>8,342.91</td><td>84,000</td></tr> <tr><td>2020</td><td>8,342.91</td><td>88,000</td></tr> <tr><td>2021</td><td>8,342.91</td><td>92,000</td></tr> <tr><td>2022</td><td>8,342.91</td><td>96,000</td></tr> <tr><td>2023</td><td>8,342.91</td><td>100,000</td></tr> <tr><td>2024</td><td>8,342.91</td><td>104,000</td></tr> <tr><td>2025</td><td>8,342.91</td><td>108,000</td></tr> </tbody> </table> <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>	Año	Máxima Demanda (MW)	Energía Acumulada (GWh)	2007	4,199	36,000	2008	4,579	40,000	2009	5,291	44,000	2010	5,737	48,000	2011	6,565	52,000	2012	6,928	56,000	2013	7,318	60,000	2014	7,653	64,000	2015	8,181 (*)	68,000	2016	8,342.91	72,000	2017	8,342.91	76,000	2018	8,342.91	80,000	2019	8,342.91	84,000	2020	8,342.91	88,000	2021	8,342.91	92,000	2022	8,342.91	96,000	2023	8,342.91	100,000	2024	8,342.91	104,000	2025	8,342.91	108,000
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																																																																																
Norte	1,258.36	473.83	37.7%																																																																																
Centro	4,737.62	1,447.17	30.5%																																																																																
Sur	1,863.65	1,901.90	102.1%																																																																																
Total	7,859.6	3,822.9	48.6%																																																																																
Año	Máxima Demanda (MW)	Energía Acumulada (GWh)																																																																																	
2007	4,199	36,000																																																																																	
2008	4,579	40,000																																																																																	
2009	5,291	44,000																																																																																	
2010	5,737	48,000																																																																																	
2011	6,565	52,000																																																																																	
2012	6,928	56,000																																																																																	
2013	7,318	60,000																																																																																	
2014	7,653	64,000																																																																																	
2015	8,181 (*)	68,000																																																																																	
2016	8,342.91	72,000																																																																																	
2017	8,342.91	76,000																																																																																	
2018	8,342.91	80,000																																																																																	
2019	8,342.91	84,000																																																																																	
2020	8,342.91	88,000																																																																																	
2021	8,342.91	92,000																																																																																	
2022	8,342.91	96,000																																																																																	
2023	8,342.91	100,000																																																																																	
2024	8,342.91	104,000																																																																																	
2025	8,342.91	108,000																																																																																	
Del 12.11.2025 al 18.11.2025	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGMIN	<p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 17.09.25 al 18.11.25)</p>	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. RECKA (TG1: 179.37 MW): Del 12 al 18 de noviembre, la unidad estuvo fuera de servicio debido a mantenimiento preventivo para cambio de virador turbina, UPGRADE del ovation y cambio de filtros MIST eliminator. <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N°158-2025-MINEM/DM, se fijó en 34.5% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2025 hasta abril de 2026.</p>																																																																																
Del 12.11.2025 al 18.11.2025	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 18.11.2025 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 12.11.25 - 18.11.25)</p> <p>Nota: Días de Uso de Diésel, (16) CT ETEN TG1 y (17) CT RF PUERTO MALDONADO por seguridad y (18) CT ETEN TG2 por Pruebas Aleatorias.</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 12.11.25 - 18.11.25)</p> <p>■ HIDRAULICA ■ FLEXIGAS+GAS DE REFINERIA ■ RESIDUAL R600 ■ RESIDUAL R500 ■ NAFTA GAS REF.& FLEXIGAS ■ GN CAMISEA ■ GN DE LA SELVA ■ BIOGAS</p>																																																																																

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias		Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																									
Del 12.11.2025 al 18.11.2025	SEIN	Producción Semanal por Fuente	 <p>Producción Semanal por Fuente en el SEIN (Cobertura de la Demanda)</p> <p>*En la gráfica no se considera importación de energía de Ecuador hacia Perú Producción Semanal por fuente, actualizado al 18.11.2025 correspondiente a la Semana N°46 - 2025 (15 al 21 de noviembre del 2025)</p>																											
Del 12.11.2025 al 18.11.2025	CS	Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN	 <p>Producción y Participación Semanal de Centrales Solares en el SEIN 2020 - 2025</p> <p>Participación</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 POC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.S. Carhuaquero</td> <td>10.0</td> <td>0.55</td> <td>14.02.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. Clemesi</td> <td>33</td> <td>114.93</td> <td>28.02.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. Matarani</td> <td>22.9</td> <td>80</td> <td>11.09.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. San Martin</td> <td>33</td> <td>252.4</td> <td>07.06.2025</td> </tr> <tr> <td>C.S. Sunny (Etapa I)</td> <td>33</td> <td>204</td> <td>22.10.2025</td> </tr> </tbody> </table>			Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC	C.S. Carhuaquero	10.0	0.55	14.02.2024	C.S. Clemesi	33	114.93	28.02.2024	C.S. Matarani	22.9	80	11.09.2024	C.S. San Martin	33	252.4	07.06.2025	C.S. Sunny (Etapa I)	33	204	22.10.2025
Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC																											
C.S. Carhuaquero	10.0	0.55	14.02.2024																											
C.S. Clemesi	33	114.93	28.02.2024																											
C.S. Matarani	22.9	80	11.09.2024																											
C.S. San Martin	33	252.4	07.06.2025																											
C.S. Sunny (Etapa I)	33	204	22.10.2025																											

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias		Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																						
Del 12.11.2025 al 18.11.2025	CE	Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN		Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024-2025 <table border="1" data-bbox="1448 285 2212 412"> <thead> <tr> <th>Central</th><th>Tensión de Conexión (kV)</th><th>Potencia Instalada (MW)</th><th>Fecha POC</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.E. Wayra Extensión</td><td>33.0</td><td>177.00</td><td>29.06.2024</td></tr> <tr> <td>C.E. San Juan</td><td>33.0</td><td>135.70</td><td>14.12.2024</td></tr> </tbody> </table>	Central	Tensión de Conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC	C.E. Wayra Extensión	33.0	177.00	29.06.2024	C.E. San Juan	33.0	135.70	14.12.2024																																																										
Central	Tensión de Conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC																																																																							
C.E. Wayra Extensión	33.0	177.00	29.06.2024																																																																							
C.E. San Juan	33.0	135.70	14.12.2024																																																																							
Del 13.11.2025 al 19.11.2025	GSA	<p>Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos</p> <p>OSINERGMIN</p>	<p>El 13.11.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 68.7 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 algunas unidades de la CTIN ya ejecutaron mantenimiento correspondiente a 42 000 horas de operación.</p> <table border="1" data-bbox="1448 722 2212 944"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Grupos</th><th colspan="3">Mantenimiento 42KHOP</th><th colspan="3">Mantenimiento 48KHOP</th><th rowspan="2">Horómetro actual al 19/11/2025</th></tr> <tr> <th>Horómetro</th><th>Horas desde 36k</th><th>Fechas</th><th>Horómetro</th><th>Horas desde 42k</th><th>Fechas</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAN1</td><td>45762</td><td>6 154</td><td>12/07 al 24/07/2025</td><td></td><td></td><td></td><td>47986</td></tr> <tr> <td>MAN2</td><td>45546</td><td>5 830</td><td>04/06 al 12/06/2025</td><td>48046</td><td></td><td></td><td>48270</td></tr> <tr> <td>MAN3</td><td>43624</td><td>6 617</td><td>19/05 al 31/05/2025</td><td></td><td></td><td></td><td>47134</td></tr> <tr> <td>MAN4</td><td>43 187</td><td>5 873</td><td>03/03 al 13/03/2025</td><td></td><td></td><td></td><td>48232</td></tr> <tr> <td>MAN5</td><td>43 188</td><td>5 827</td><td>07/04 al 10/05/2025</td><td></td><td></td><td></td><td>46390</td></tr> <tr> <td>MAN6</td><td>42 714</td><td>7 048</td><td>23/09 al 30/09/2024</td><td>49659</td><td></td><td></td><td>51171</td></tr> <tr> <td>MAN7</td><td>45 641</td><td>7 198</td><td>31/01 al 13/02/2025</td><td>50927</td><td></td><td></td><td>50927</td></tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> La unidad MAN 7, actualmente en mantenimiento de 48k. desde el 10/11/2025 La unidad MAN 2, culminó manteniendo de 48k el 08/11/2025. La unidad MAN 5, culminó su mantenimiento correctivo el 13/11/2025. <p>2. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente</p> <ul style="list-style-type: none"> Los Grupos Wartsila 4 y 6, y eventualmente el Cat Mak5 disponibles en casos de insuficiente capacidad de generación de la CTIN. W-5 se encuentra en mantenimiento y el W-7 se encuentra en pruebas con carga. 	Grupos	Mantenimiento 42KHOP			Mantenimiento 48KHOP			Horómetro actual al 19/11/2025	Horómetro	Horas desde 36k	Fechas	Horómetro	Horas desde 42k	Fechas	MAN1	45762	6 154	12/07 al 24/07/2025				47986	MAN2	45546	5 830	04/06 al 12/06/2025	48046			48270	MAN3	43624	6 617	19/05 al 31/05/2025				47134	MAN4	43 187	5 873	03/03 al 13/03/2025				48232	MAN5	43 188	5 827	07/04 al 10/05/2025				46390	MAN6	42 714	7 048	23/09 al 30/09/2024	49659			51171	MAN7	45 641	7 198	31/01 al 13/02/2025	50927			50927
Grupos	Mantenimiento 42KHOP			Mantenimiento 48KHOP			Horómetro actual al 19/11/2025																																																																			
	Horómetro	Horas desde 36k	Fechas	Horómetro	Horas desde 42k	Fechas																																																																				
MAN1	45762	6 154	12/07 al 24/07/2025				47986																																																																			
MAN2	45546	5 830	04/06 al 12/06/2025	48046			48270																																																																			
MAN3	43624	6 617	19/05 al 31/05/2025				47134																																																																			
MAN4	43 187	5 873	03/03 al 13/03/2025				48232																																																																			
MAN5	43 188	5 827	07/04 al 10/05/2025				46390																																																																			
MAN6	42 714	7 048	23/09 al 30/09/2024	49659			51171																																																																			
MAN7	45 641	7 198	31/01 al 13/02/2025	50927			50927																																																																			

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																		
Del 12.11.2025 al 18.11.2025	SEIN	<p>Interrupciones importantes reportadas (Causas) OSINERGMIN</p> <p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 95.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>49</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>24</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (3)</td> <td>21</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (4)</td> <td>4</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Terceros (5)</td> <td>2</td> <td></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)	49		Fenómenos Naturales (2)	24		Mantenimiento (3)	21		Fallas Sistema Interconectado (4)	4		Terceros (5)	2		<p>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</p> <p>Osinergmin Total: 95 eventos de interrupciones reportados</p> <p>1) Varios - Propio: Otros - Propio (37.4%, 35 veces, 7h 43' de duración), Corte de emergencia (6.3%, 6 veces, 13h 50' de duración), Falla equipo (3.2%, 3 veces, 7h 11' de duración), Caja conductor de red (2.1%, 2 veces, 18h 50' de duración). 2) Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (9.2%, 9 veces, 20h 29' de duración), Fuertes vientos (7.4%, 7 veces, 11h 15' de duración), Descargas atmosféricas (7.4%, 7 veces, 8h 3' de duración). 3) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (11.5%, 11 veces, 13h 11' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (6.3%, 6 veces, 2h 6' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (3.2%, 3 veces, 18h 23' de duración). 4) Fallas Sistema Interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Otros - Otras E.E. (4%, 4 veces, 15h 48' de duración). 5) Terceros: , Otros - Terceros (2%, 2 veces, 20h 26' de duración).</p>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas		%																			
Varios Propio (1)	49																				
Fenómenos Naturales (2)	24																				
Mantenimiento (3)	21																				
Fallas Sistema Interconectado (4)	4																				
Terceros (5)	2																				
Del 12.11.2025 al 18.11.2025	SEIN	<p>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante) OSINERGMIN</p> <p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1"> <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>69</td> <td>73</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>21</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>5</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</p> <p>(*) 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	69	73	Transmisión	21	22	Generación	5	5	<p>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p> <p>Osinergmin Total: 95 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (66.7%, 46 veces, 17d 15h 2' de duración), Fenómenos naturales (27.5%, 19 veces, 18d 10h 7' de duración), Terceros (1.4%, 1 vez, 8h 5' de duración), Otros suministradores (4.3%, 3 veces, 2d 47' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (47.6%, 10 veces, 10d 10h 58' de duración), Fenómenos naturales (14.3%, 3 veces, 5d 5h 35' de duración), Terceros (4.8%, 1 vez, 1d 12h 21' de duración), Otros suministradores (33.3%, 7 veces, 7d 20h 51' de duración). (3) Generación: Causas internas (60.3%, 3 veces, 4d 1h 19' de duración), Fenómenos naturales (20%, 1 vez, 5' de duración), Otros suministradores (20%, 1 vez, 1d 5' de duración).</p>						
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción																			
Distribución	69	73																			
Transmisión	21	22																			
Generación	5	5																			

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 14.11.2025 al 20.11.2025 G	<p>Supervisión del Contrato: C.S.F. IIIa-396 MW</p> <p>Empresa: Empresa Energía Renovable La Joya 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 15.09.2022, con R.M. N° 339-2022-MINEM/DM, el MINEM otorgó la concesión definitiva de generación eléctrica con Recursos Energéticos Renovables del proyecto Central Solar IIIa, con potencia instalada de 385 MW. ▪ El 03.10.2022, se suscribió el Contrato de Concesión Definitiva N° 579-2022, entre el MINEM y la Empresa Energía Renovable La Joya S.A. ▪ La Concesionaria se encuentra actualizando el EPO del proyecto a fin de incrementar la potencia instalada de 385 MW a 396 MW. ▪ La Concesionaria informó que el 01.10.2024 se dio inicio de las obras. ▪ La Concesionaria solicitó ante la Fuerza Aérea del Perú la servidumbre para el acceso a la zona de influencia de la central, la cual ya cuenta con Tasación y topografía. Están en espera de la aprobación, la cual permitirá contar con el acceso definitivo al predio. ▪ El 21.03.2025 con R.M. N° 094-2025-MINEM/DM, el MINEM aprobó la modificación al Contrato de Concesión N° 579-2022 a fin de incrementar la potencia instalada de 385 MW a 396 MW, debido a mejoras tecnológicas. ▪ El proyecto presenta un avance global de 71,0% y un avance físico de 53,0%, como a continuación se detalla: <ul style="list-style-type: none"> ○ En la Central Solar Fotovoltaica: Las actividades de movimientos de tierra, limpieza de bolonería (subcampos 1 al 52), y nivelación y compactación de la Planta Solare se encuentran completadas al 100%. El camino interno presenta un avance del 95,2%. La construcción de zanjas para cables BT registra un 36,4% de progreso. Se ha iniciado la instalación de trackers y el tendido de fibra óptica, ambos con un avance del 15% ○ En la Línea de transmisión: Se concluyó el trazado y replanteo para la Línea de Transmisión. En la S.E. San José, el avance civil es del 100% y el electromecánico del 95%. En la S.E. Jade, el avance civil alcanza el 98,3% y el electromecánico el 90,2%. ▪ La POC está prevista para el 31.12.2025 sin embargo, la Concesionaria solicitó la modificación de su Cronograma de Ejecución de Obras por causa de fuerza mayor por problemas con la servidumbre de su proyecto. ▪ El 15.09.2025, con R.M. N° 297-2025-MINEM/DM el MINEM establece con carácter permanente a favor de la concesión definitiva de generación de energía eléctrica de la que es titular la empresa ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A., la servidumbre de ocupación, para el proyecto C.S.F. IIIa. ▪ El 23.10.2025, con Oficio N° 2105 -2025-MINEM/DGE, el MINEM solicitó al Osinergmin emitir opinión sobre la documentación presentada a la solicitud de calificación de evento de fuerza mayor invocado por la Concesionaria Energía Renovable La Joya S.A. solicitando una nueva fecha POC para el 31.03.2027. ▪ El 11.11.2025 mediante Oficio N° 1546-2025-OS-DSE, Osinergmin da respuesta a la solicitud de opinión sobre el evento de fuerza mayor. 	 <p>Inicio de montaje de paneles</p>  <p>Montaje transformador en S.E. Jade</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 14.11.2025 al 20.11.2025 T	<p>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía</p> <p>Empresa: 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. 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 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 definitiva para el proyecto. 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. El 30.01.2025, CLTLN y el MINEM suscribieron el acta de cierre del Trato Directo, donde las partes declaran no haber llegado a acuerdos de los puntos controvertidos. El 29.04.2025, CLTLN presentó al COES una nueva versión del EPO. Actualmente se encuentra en la 2da ronda de levantamiento de observaciones por parte de CLTLN. La ingeniería de detalle se mantiene con un avance de 98,9%, según lo informado por la empresa supervisora DESSAU S&Z. 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 125 estructuras. No se ha iniciado el tendido de conductor. Se mantiene un total de 31 torres con problemas de servidumbre, de las cuales: en 15 torres no se iniciaron ni las obras civiles y en 16 torres (ya montadas o con montaje iniciado) se tiene el acceso bloqueado para la continuación de su montaje o revisión. El 20.02.2025, CLTLN presentó al MINEM 275 expedientes de servidumbre, de las cuales 36 son de establecimiento forzoso o imposición (16 en torres y 20 en vanos), actualmente se encuentra en proceso de levantamiento de observaciones por parte de CLTLN. Applus informó que las obras civiles y electromecánicas en las S.E. Leoncio Prado, S.E. Aguaytía y L.T. Leoncio Prado – Aguaytía están suspendidas desde el 30.10.2024. Durante los meses de enero y febrero 2025 se realizaron actividades en la L.T. de 22,9 kV (970 metros), donde está pendiente la llegada del medidor electrónico multifunción, se tiene un avance de 95%. CLTLN en nuevas conversaciones con Electrocentro han actualizado el nuevo punto de instalación del PMI, que será en la estructura P-13 de la obra ejecutada; ambas partes están en conversaciones para que los postes del P-06 al P-12 pasen como donación a Electrocentro, esta nueva configuración de la red de MT en 22,9 kV pasará a ser propiedad de Electrocentro, quienes realizarán a la fecha de energización la operación y mantenimiento de la red. Los postes del P-01 al P-05 también pasarán como donación a Electrocentro la cual serán destinados para sus futuras ampliaciones. CLTLN tendrá como patrimonio las estructuras de los postes P-13, P-14, P-15 y P-16. Applus reiteró que está pendiente la instalación de cinco Piezómetros del Tipo Casagrande en la S.E. Leoncio Prado (3 piezómetros instalados en los taludes y 2 piezómetros instalados en la plataforma de la subestación) y la finalización del levantamiento de observaciones. El avance global del proyecto se mantiene en 89,4%. <ul style="list-style-type: none"> Avance L.T.: 77,2%. Avance S.E.s: 97,6%. Avance L.T. 	 <p>Vista panorámica de la S.E. Leoncio Prado</p>  <p>Vista panorámica de la S.E. Aguaytía</p>  <p>P-01 y P-15 de la LT 22,9 kV de Servicios Auxiliares</p>

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
			<p>SS.AA.: 95,0%.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El monto de inversión será de US\$ 27,96 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	
Del 14.11.2025 al 20.11.2025	T	<p>Supervisión del Contrato: Subestación Piura Este de 220/60/22,9 KV</p> <p>Empresa: ALUPAR PERÚ S.A.C.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El proyecto se encuentra ubicado en el departamento Piura, provincia de Piura, distrito de Castilla. ▪ En relación con la servidumbre se tiene un avance de 100% en las negociaciones en la S.E. y 70% en la Variante de la L.T. ▪ El 13.08.2024, ALUPAR obtuvo el CIRA N° 462-2024-DDCPIU/MC y 463-2024-DDCPIU/MC para la Subestación Piura Este 220/60/22,9 KV y la variante de la línea de transmisión 60 KV Los Ejidos-Chulucanas, respectivamente. ▪ El 10.10.2024, con R.D. N°0182-2024-MINEM/DGAAE, se aprobó el DIA de la Variante L.T. 60 KV Ejidos-Chulucanas. ▪ El 28.11.2024, con Carta N° COES/D/DP-1175-2024, el COES otorgó la conformidad del Estudio de Pre Operatividad. ▪ El 13.02.2025, ProInversión dio conformidad a los documentos que sustentan el Cierre Financiero del proyecto S.E. Piura Este. ▪ El 04.04.2025, se aprobó el MDIA Piura con Resolución Directoral N° 0079-2025-MINEM/DGAAE. ▪ El 12.08.2025, con Oficio N° 930-2025-OS-DSE, el Osinergmin otorgó su opinión técnica favorable a la Ingeniería Definitiva. ▪ El 12.09.2025, con Oficio N° 1787-2025-MINEM-DGE, el MINEM otorgó su conformidad a la Ingeniería Definitiva del proyecto. ▪ El 27.10.2025, con Oficio N° 2122-2025-MINEM/DGE, el MINEM comunicó a ALUPAR la admisión a trámite e indicó sobre la publicación de petición de otorgamiento de la concesión definitiva para la S.E. Piura Este, según lo establecido en la LCE. ▪ La Concesionaria indicó que el 23.10.2025 inicio las obras de su proyecto. ▪ Avance físico: 1,0%. ▪ El 20.11.2025 se realizó una supervisión de campo, en la cual se constató el inicio de las obras civiles preliminares. Asimismo, se verificó la ausencia del Cuaderno de Obra y de la Empresa Supervisora OCA en sitio, incumpliéndose las Cláusulas 4.14 y 4.5 del Contrato de Concesión SCT, respectivamente. Por otro lado, Alupar comunicó a Osinergmin el cambio de Empresa Supervisora el 20.11.2025. ▪ El 21.11.2025, Osinergmin convocó a ALUPAR a una reunión para abordar sobre dichos incumplimientos. Asimismo, se oficiará al MINEM informando sobre el incumplimiento de ALUPAR a las obligaciones establecidas en el Contrato de Concesión SCT. 	 <p>Constatación de inicio de obras en campo</p>  <p>20 nov 2025 11:35:05 a.m. Piura</p> <p>Constatación de inicio de obras en campo</p>
Del 14.11.2025 al 20.11.2025	T	<p>Supervisión del Contrato: Subestación Nueva Tumbes 220/60 KV y L.T. 60 KV Nueva Tumbes - Tumbes</p> <p>Empresa: CONCESIONARIA TRANSMISORA REQUE TUMBES S.A.C. (CRT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Tumbes, provincia de Zarumilla, distrito de Papayal. ▪ El 15.10.2024 con R.M. N°405-2024 MINEM/DM aprobó la ampliación del cronograma contractual del proyecto por setenta y tres (73) días. Nuevo POC es el 15.07.2025, el cual no se cumplió y fue comunicado al MINEM con Oficio N° 828-2025-OS-DSE. ▪ La Concesionaria solicitó al MINEM modificar su Cronograma de Ejecución de Obras requiriendo ampliar su POC hasta el 18.12.2025. Actualmente dicha solicitud se encuentra en evaluación por el MINEM. ▪ Las obras civiles, electromecánicas y pruebas de puesta en servicio se concluyeron. ▪ El 04.11.2025, con Carta COES N°D/DP-1054 del 04.11.2025, el COES aprobó la integración del proyecto al SEIN a partir de las 00:00 horas del 05.11.2025. ▪ El 07.11.2025, con Oficio N° 1520-2025-OS-DSE, el Osinergmin aprobó el Informe Final de Pruebas. 	 <p>Transformador de Potencia 75 MVA (220/60 /22,90kV)</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																								
		<ul style="list-style-type: none"> El 08.11.2025 inició el período de Operación Experimental (EO) por 30 días calendario y culminará el 07.12.2025. El 11.11.2025, con Oficio N° 1548-2025-OS-DSE, se solicitó al COES informar sobre las interrupciones ocurridas durante el período de EO. En caso de no registrarse interrupciones durante dicho período, conforme a lo establecido en el Numeral 5.4 del Contrato, la POC se iniciará automáticamente el 08.12.2025. El 19.11.2025 se llevó a cabo una inspección destinada a verificar el desarrollo de la operación experimental. 	 <p>Vista de planta de Dron S.E. Tumbes</p>																																																								
SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<p style="text-align: center;">PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Proyecto</th> <th>Concesionaria</th> <th>Tipo de Central</th> <th>Potencia (MW)</th> <th>Inversión (US\$ millones)</th> <th>Avance global</th> <th>Puesta En Operación Comercial</th> <th>Tipo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.S.F. Sunny</td> <td>KALLPA GENERACIÓN S.A.</td> <td>CSF</td> <td>309</td> <td>149.6</td> <td>90%</td> <td>27.08.2026</td> <td>N.C</td> </tr> <tr> <td>C.S.F. Expansión Intipampa</td> <td>ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.</td> <td>CSF</td> <td>51,7</td> <td>56,6</td> <td>56%</td> <td>12.12.2026</td> <td>N.C</td> </tr> <tr> <td>C.S.F. Illa</td> <td>ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.</td> <td>CSF</td> <td>385</td> <td>335</td> <td>71%</td> <td>31.12.2025</td> <td>N.C</td> </tr> <tr> <td>C.S.F. San José</td> <td>ACCIONA ENERGÍA PERÚ</td> <td>CSF</td> <td>155,7</td> <td>79,8</td> <td>22,1%</td> <td>31.12.2026</td> <td>N.C</td> </tr> <tr> <td>C.S.F. Solimana</td> <td>ECORER S.A.C.</td> <td>CSF</td> <td>250</td> <td>149.5</td> <td>3,2%</td> <td>31.12.2025</td> <td>N.C</td> </tr> <tr> <td>C.S.F. Hanaqpampa</td> <td>ENGIE ENERGIA PERU</td> <td>CSF</td> <td>300</td> <td>271.9</td> <td>0,1%</td> <td>30.12.2026</td> <td>N.C</td> </tr> </tbody> </table>	Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo	C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	309	149.6	90%	27.08.2026	N.C	C.S.F. Expansión Intipampa	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	CSF	51,7	56,6	56%	12.12.2026	N.C	C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	71%	31.12.2025	N.C	C.S.F. San José	ACCIONA ENERGÍA PERÚ	CSF	155,7	79,8	22,1%	31.12.2026	N.C	C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3,2%	31.12.2025	N.C	C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,1%	30.12.2026	N.C	
Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo																																																				
C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	309	149.6	90%	27.08.2026	N.C																																																				
C.S.F. Expansión Intipampa	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	CSF	51,7	56,6	56%	12.12.2026	N.C																																																				
C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	71%	31.12.2025	N.C																																																				
C.S.F. San José	ACCIONA ENERGÍA PERÚ	CSF	155,7	79,8	22,1%	31.12.2026	N.C																																																				
C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3,2%	31.12.2025	N.C																																																				
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,1%	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: 21.11.2025