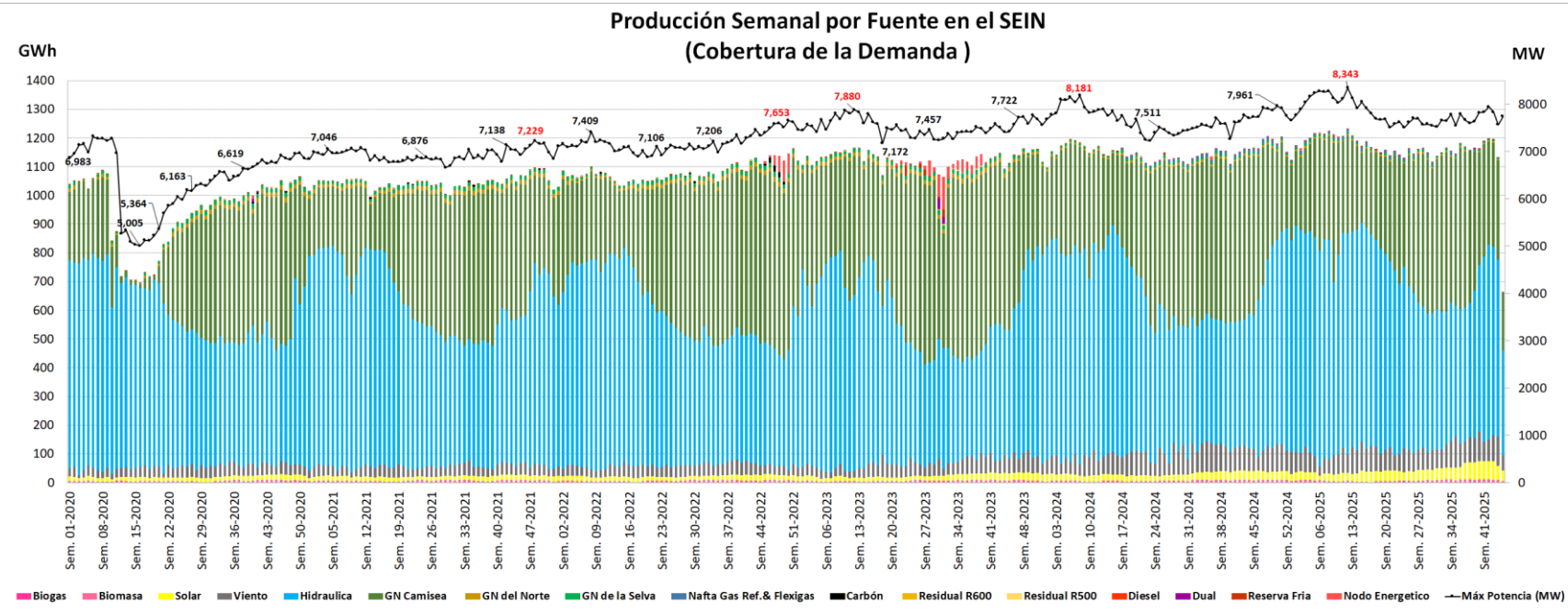
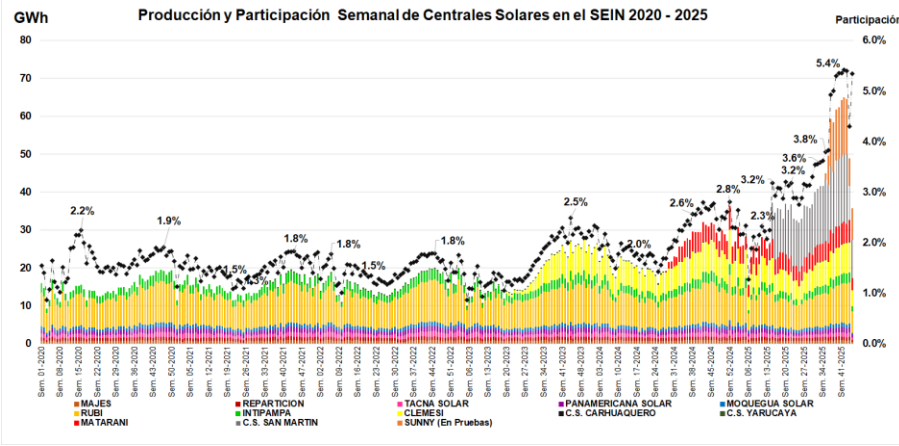


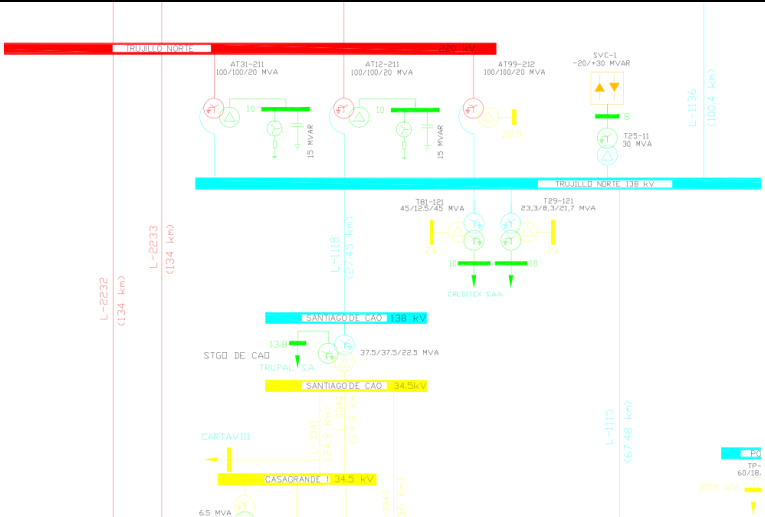
División de Supervisión de Electricidad

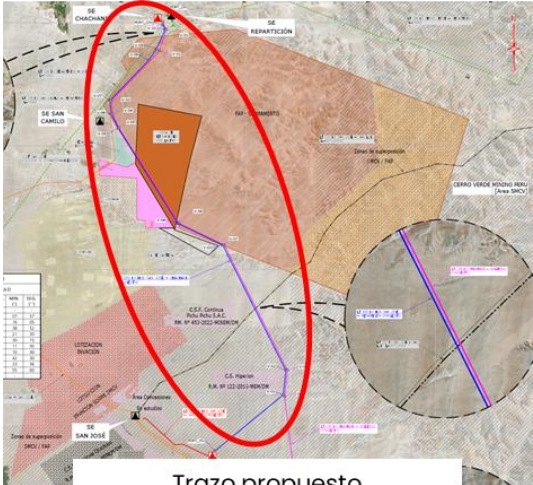
Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
11.11.2025	G	Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	A las 12:00 h del 11.11.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,798.3 MW. No supero los 8,342.91 MW registrado el día 28.03.2025 como máxima demanda instantánea a nivel de generación. <table><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>1,232.84</td><td>473.83</td><td>38.4%</td></tr><tr><td>Centro</td><td>4,710.88</td><td>1,447.17</td><td>30.7%</td></tr><tr><td>Sur</td><td>1,854.59</td><td>1,901.90</td><td>102.6%</td></tr><tr><td>Total</td><td>7,798.3</td><td>3,822.9</td><td>49.0%</td></tr></tbody></table> Nota: La máxima demanda corresponde a la potencia de generación de los Integrantes del COES	Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %	Norte	1,232.84	473.83	38.4%	Centro	4,710.88	1,447.17	30.7%	Sur	1,854.59	1,901.90	102.6%	Total	7,798.3	3,822.9	49.0%	MW Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual GWh (*) 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.
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																					
Norte	1,232.84	473.83	38.4%																					
Centro	4,710.88	1,447.17	30.7%																					
Sur	1,854.59	1,901.90	102.6%																					
Total	7,798.3	3,822.9	49.0%																					
Del 05.11.2025 al 11.11.2025	G	Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGMIN	MW Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 10.09.25 al 11.11.25) 80% Reserva Fría % de Max Demanda --MR Día	Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes. ➤ C.T. RF ETEN (TG1: 217.12 MW): Del 05 al 06 de noviembre, la unidad estuvo fuera de servicio debido a mantenimiento preventivo por boroscopia de turbina y compresor. ➤ C.T. RECKA (TG1: 179.37 MW): Del 08 al 11 de noviembre, la unidad estuvo fuera de servicio debido a mantenimiento preventivo para cambio de virador turbina y cambio de filtros MIST ELMININATOR. 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.																				
Del 05.11.2025 al 11.11.2025	SEIN	Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 11.11.2025 se dio de la siguiente manera. MW Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 05.11.25 - 11.11.25) Nota: Días de Uso de Diésel, (09) CT RF PUERTO MALDONADO a mínima carga y por seguridad.	La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera. Producción por Fuente de Energía (Del 05.11.25 - 11.11.25) HIDRAULICA GN DEL NORTE NAFTA GAS REF.& FLEXIGAS DIESEL GN CAMISEA GN DE LA SELVA RENOVABLES (Solar, Eólica, Biomasa, Biogas) RESIDUAL																				

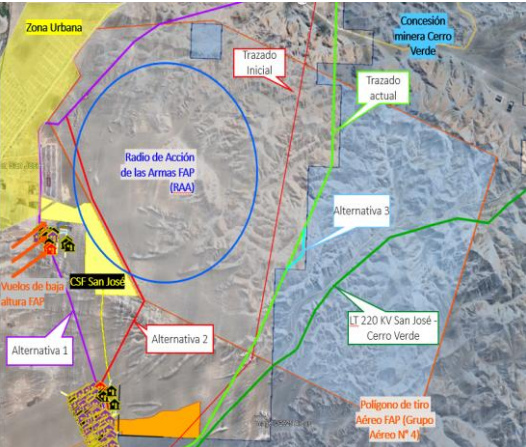
Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																					
Del 05.11.2025 al 11.11.2025	SEIN	Producción Semanal por Fuente	Producción Semanal por Fuente en el SEIN (Cobertura de la Demanda)  *En la gráfica no se considera importación de energía de Ecuador hacia Perú Producción Semanal por fuente, actualizado al 11.11.2025 correspondiente a la Semana N°45 - 2025 (08 al 14 de noviembre del 2025)																						
			Producción y Participación Semanal de Centrales Solares en el SEIN 2020 - 2025 	Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024-2025 <table><tr><th>Central</th><th>Tensión de Conexión (Kv)</th><th>Potencia Instalada (MW)</th><th>Fecha POC</th></tr><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></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)
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																						
Del 05.11.2025 al 11.11.2025	CS	Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN																							

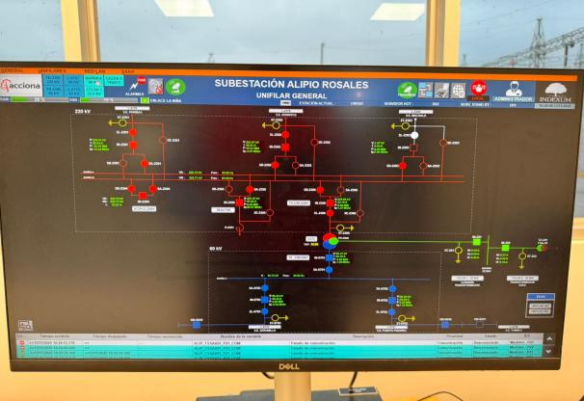
- Los Grupos Wartsila 4, 5 y 6, y eventualmente el Cat Mak5 disponibles en casos de insuficiente capacidad de generación de la CTIN. W-7 se encuentra en mantenimiento.

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 05.11.2025 al 11.11.2025	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Causas) OSINERGMIN	Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 108. <table><tr><th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th><th>%</th></tr><tr><td>Varios Propio (1)</td><td>32</td></tr><tr><td>Mantenimiento (2)</td><td>26</td></tr><tr><td>Fenómenos Naturales (3)</td><td>19</td></tr><tr><td>Terceros (4)</td><td>14</td></tr><tr><td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td><td>9</td></tr></table> (La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).	Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%	Varios Propio (1)	32	Mantenimiento (2)	26	Fenómenos Naturales (3)	19	Terceros (4)	14	Fallas Sistema Interconectado (5)	9	CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074 Total: 108 eventos de interrupciones reportados 1) Varios - Propio: Otros - Propio (21.7%, 24 veces, 3h 21' de duración), Corte de emergencia (2.8%, 3 veces, 1h 9' de duración), Falso equipo (2.8%, 3 veces, 2h 43' de duración), Caída de estructura (1.9%, 2 veces, 4h 13' de duración), Calda conductor de red (1.9%, 2 veces, 3h 24' de duración), Animales (0.9%, 1 vez, 25' de duración). 2) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (13%, 14 veces, 3h 46' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (8.3%, 9 veces, 6h 4' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (2.8%, 3 veces, 21h 15' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Otras E.E. (1.9%, 2 veces, 6' de duración). 3) Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (10.6%, 11 veces, 11h 46' de duración), Descargas atmosféricas (5.6%, 6 veces, 2h 9' de duración), Fuertes vientos (2.8%, 3 veces, 1h 43' de duración). 4) Terceros: Impacto vehicular (0.9%, 1 vez, 57' de duración), Otros - Terceros (13.1%, 14 veces, 12h 39' de duración). 5) Fallas Sistema Interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Otros - Otras E.E. (9%, 10 veces, 10h 41' de duración).
		Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%													
Varios Propio (1)	32															
Mantenimiento (2)	26															
Fenómenos Naturales (3)	19															
Terceros (4)	14															
Fallas Sistema Interconectado (5)	9															
Del 05.11.2025 al 11.11.2025	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante) OSINERGMIN	Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente. <table><tr><th>Origen de las Interrupciones por instalación causante</th><th>N° de Interrupciones</th><th>% de Interrupción</th></tr><tr><td>Distribución</td><td>57</td><td>53</td></tr><tr><td>Transmisión</td><td>41</td><td>38</td></tr><tr><td>Generación</td><td>10</td><td>9</td></tr></table> (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.	Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	57	53	Transmisión	41	38	Generación	10	9	ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE Total: 108 eventos de interrupciones reportados 1) Distribución: Causas internas (54.4%, 31 veces, 3d 1h 38' de duración), Fenómenos naturales (19.3%, 11 veces, 1d 13h 2' de duración), Terceros (14%, 8 veces, 8h 22' de duración), Otros suministradores (12.3%, 7 veces, 17h 1' de duración). 2) Transmisión: Causas internas (39%, 16 veces, 3d 10h 35' de duración), Fenómenos naturales (19.5%, 8 veces, 2h 30' de duración), Terceros (17.1%, 7 veces, 5h 14' de duración), Otros suministradores (24.4%, 10 veces, 1d 14h 55' de duración). 3) Generación: Causas internas (50%, 5 veces, 4h 3' de duración), Fenómenos naturales (10%, 1 vez, 6' de duración), Otros suministradores (40%, 4 veces, 8h 55' de duración).
		Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción												
Distribución	57	53														
Transmisión	41	38														
Generación	10	9														

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 05.11.2025 al 11.11.2025	T	Primera Energización Del Transformador TP-A001 de 138/13.8 KV DE LA S.E. SANTIAGO DE CAO TRUPAL	El 06 de noviembre de 2025, a las 11:56, se energizó por primera vez el transformador 138/13.8 kV TP-A001 en SET Santiago de Cao.	
Del 07.11.2025 al 13.11.2025	G	Supervisión del Contrato: C.S.F. Sunny-309 MW Empresa: KALLPA GENERACIÓN S.A.	- 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 16.06.2025, con R.M. N° 203-2025-MINEM/DM, el MINEM aprobó la Adenda N° 2 donde se incrementó la potencia nominal de 204 MW a 309 MW y la inclusión de una segunda etapa estableciendo su POC hasta el 27.08.2026. - El 06.10.2025, con R.M. N° 320-2025-MINEM/DM, el MINEM establece con carácter permanente la servidumbre de paso y tránsito a favor de Concesión definitiva de generación de energía eléctrica de la que es titular la empresa Central Solar Fotovoltaica Sunny. - El 17.10.2025, con Carta N° COES/D/DP-989-2025, el COES aprobó la integración al SEIN de la C.S.F. Sunny de 204 MW conformada por 37 1040 módulos fotovoltaicos y 750 inversores fotovoltaicos. - El 20.10.2025, con Carta N° COES/D/DP-998-2025, el COES aprobó la Operación Comercial de la central a partir de las 00:00 horas del 22.10.2025, con una Potencia Nominal de 204 MW. (Etapa 1-concluido). - El proyecto presenta en la Etapa 2: Avance Global: 73,1%, Avance Físico: 65,2%, como a continuación se detalla: Instalación de los Trackers con un avance del 64,5%, módulos fotovoltaicos 21,1% (37 600 de 178 408), las bases para los centros de transformación un 100%. - Se encuentra pendiente el ingreso a Operación Comercial de 105 MW correspondientes a la Etapa 2, necesarios para cumplir contractualmente con los 309 MW de potencia nominal. Dicho ingreso está previsto contractualmente para el 27.08.2026. - El monto de inversión será de US\$ 191,1 millones, según lo informado por la Concesionaria.	 S.E. Sunny Etapa 2  Centro de transformación 3 – Etapa 2

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 07.11.2025 al 13.11.2025	T	Supervisión del Contrato: Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV Hub" San José – Repartición Empresa: CONCESIONARIA TRANSMISORA HUB POROMA S.A.C. (CTHP)	▪ El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Arequipa, provincias de Islay, Caylloma, Arequipa, distritos La Joya. Mollendo, Majes ▪ El 27.09.2024, se suscribió el Contrato de Concesión SGT entre el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y CTHP. ▪ El 23.12.2024, CTHP solicitó al MINEM la reubicación de la S.E. Hub San José sustentando el cambio por interferencias prediales y técnicas. El 06.03.2025, con Oficio N° 313-2025-OS-DSE, Osinergmin comunicó su opinión al MINEM, verificando mediante una visita técnica, la presencia de diversas interferencias en la posible ubicación definida por CTHP en el radio de 3km. Por otro lado, en la nueva ubicación propuesta (dentro de los 10 km) no se identificaron interferencias de tipo predial, asimismo, no hay cercanía con los proyectos de centrales solares en construcción, ni de las instalaciones de propiedad de la FAP. En evaluación por el MINEM ▪ El 13.02.2025, con Oficio N° 139-2025-OS-DS, Osinergmin emitió conformidad a INCOSA para la supervisión del proyecto. ▪ El 02.05.2025, con Carta N° COES/D/DP-384-2025, el COES emitió su conformidad al EPO. ▪ El 13.05.2025, mediante oficio 0935-2025-MINEM/DGE, el MINEM aprueba la solicitud de cambio de nivel de tensión de 13,8 por 22,9kV para los SSAA de SE HBSJ. ▪ El 07.07.2025, CTHP solicitó al MINEM, la calificación de Evento de fuerza mayor por el caso de la no definición de los trazos de LL.TT. con la Fuerza Aérea del Perú (FAP). En evaluación por el MINEM ▪ El 22.08.2025, CTHP solicitó al MINEM la modificación menor que consiste en el reemplazo de torres por postes en un tramo de 727m de la L.T. Repartición-Mollendo. En evaluación por el MINEM ▪ El 11.09.2025, se realizó una reunión entre la FAP, MINEM, CTHP, MEF, MINDEF, PCM y Osinergmin para dar solución a la problemática por el trazo de ruta de la línea eléctrica. CTHP propuso una ruta alternativa como solución, cuyas coordenadas fueron remitidas a la FAP el 24.09.2025. ▪ El 25.09.2025, CTHP presentó la Ingeniería Definitiva con la conformidad de la Empresa Supervisora INCOSA. ▪ El 27.10.2025, Osinergmin comunicó a CTHP que se encontraron 38 observaciones a la Ingeniería Definitiva, las cuales deben ser subsanadas para emitir la Opinión Técnica Favorable. ▪ El 06.11.2025, CTHP solicitó al MINEM, la modificación menor que consiste en el desplazamiento de 150m aprox. de la Ampliación S.E. Repartición, generando una nueva subestación denominada S.E. Chachani y una línea corta. En evaluación por el MINEM ▪ El 12.11.2025, se realizó los vueltos experimentales para verificar los riesgos al momento de realizar ejercicios de bombardeo en la zona de tiro. (1 bomba de 200kg, y 1 bomba de 500kg). En la detonación de 200 kg no se percibió afectación a la futura línea. La bomba de 500 kg no llegó a detonar. ▪ En la próxima semana, se participarán en nuevos ejercicios de bombardeo de 500 kg. ▪ La POC está prevista para el 27.11.2028. ▪ El monto de inversión será de US\$ 118,9 millones, según lo informado por la Concesionaria.	 Trazo propuesto  Detonación de Bomba de 200 kg

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 07.11.2025 al 13.11.2025	T	Supervisión del Contrato: Enlace 500 kV San José-Yarabamba, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas Empresa: Consortio Transmantaro S.A.	- El 29.11.2023, se suscribió el Contrato de Concesión SGT “Enlace 500 kV San José-Yarabamba, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas”, entre el MINEM y CTM. - El proyecto se encuentra ubicado en Arequipa, entre los distritos de La Joya y Socabaya. - La Concesionaria CTM informó sobre la servidumbre que, se continúa con el proceso de negociación, con 07 expedientes negociados, los cuales comprenden una longitud aproximada de 42 kilómetros e incluyen 86 torres. Además, se continua las gestiones con la FAP para viabilizar trazo de línea propuesto. - El 29.11.2024, CTM presentó el Cronograma de Ejecución de Obras y la Ingeniería Definitiva preliminar debido a que estuvo pendiente la aprobación del EPO. - El 14.02.2025, CTM presentó a la DGAAE del MINEM el EIA-sd. El 14.03.2025 se logró la admisibilidad del EIA-sd. El 18.08.2025, la DGAAE emitió observaciones al expediente, CTM trabaja con el levantamiento de observaciones. - El 07.04.2025, con Carta N° COES-D-DP-289-2025, el COES emitió su conformidad al Estudio de Pre Operatividad (EPO). - El 22.05.2025, con Oficio N° 578-2025-OS-DSE, el Osinergmin emitió su opinión favorable a la Ingeniería Definitiva. - El 06.06.2025, con Oficio N°1085-2025-MINEM/DGE, el MINEM otorgó su Conformidad a la Ingeniería Definitiva. - El 09.06.2025, se aprobó el CIRA del segmento 2 y el 26.08.2025 se aprobaron el CIRA del segmento 1 y el segmento 3. - El 04.07.2025, CTM informó al MINEM sobre la ocurrencia de acción indebida por la FAP afectando al cumplimiento a los hitos del Anexo 07 del Contrato de Concesión SGT. - El 13.08.2025, CTM presentó al MINEM el levantamiento a las observaciones realizadas a su solicitud de Fuerza Mayor por atraso en el Hito 1. El 29.08.2025, el MINEM solicitó al Osinergmin su opinión respecto a la solicitud de Fuerza Mayor, el cual fue atendido el 15.09.2025 con Oficio N° 1678-2025-MINEM/DGE. - El 31.10.2025, CTM reiteró su solicitud al MINEM de coadyuva en la ejecución del proyecto debido a la problemática por el trazo de ruta de la línea en predios de la FAP. - CTM está en etapa final del proceso de contratación para la construcción de la línea de transmisión y para la construcción de las subestaciones, en proceso de evaluación técnica a ofertas presentadas por empresas constructoras. - El 05.11.2025, se realizó una reunión en la PCM con la participación de Osinergmin, CTM, FAP, MINEM, MEF y el Ministerio de Defensa, debió a la proplematica en relación a la definición del trazo de ruta de la línea de transmisión por el polígono de tiro perteneciente a la FAP. - El 12.11.2025, La FAP realizó pruebas de tiro, consistentes en dos bombardeos con bombas de 200 kg y 500 kg; esta última no detonó. En la detonación de la bomba de 200 kg no se observó afectación en la ubicación prevista para la futura línea de transmisión. El trazo de la línea se mantendría conforme a lo planteado en la Alternativa 3, que corresponde al diseño actual manejado por CTM, bordeando la concesión de la SMCV. - Avance Global: 22,7%.	 Alternativas evaluadas para el trazo de ruta de la línea de transmisión    Pruebas de bombardeo en la Zona de Tiro de la FAP

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 07.11.2025 al 13.11.2025		Supervisión del Contrato: Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV y L.T. 60 kV Nueva Tumbes - Tumbes Empresa: CONCESIONARIA TRANSMISORA REQUE TUMBES S.A.C. (CTRT)	- 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. - 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.	 Transformador de Potencia 75 MVA (220/60 /22,90 kV)  Vista del Sistema Scada
Del 07.11.2025 al 13.11.2025		Supervisión del Contrato: Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado – Iberia Empresa: PUERTO MALDONADO TRANSMISORA DE ENERGIA S.A.C.	- El proyecto se encuentra ubicado en el departamento Madre de Dios, provincias de Tambopata y Tahuamanu, distritos de Puerto Maldonado e Iberia. - Con R.M. N° 375-2023-MINEM/DM del 22.09.2023, el MINEM aprobó la suspensión del Cronograma por 24 días calendario (nueva fecha POC 09.05.2025) - El proyecto cuenta con el CIRA, el EPO e Ingeniería Definitiva aprobados, por las entidades competentes. - El 14.02.2025 se publicó la R.M. N° 036-2025-MINEM/DM, con la cual el MINEM otorgó la Concesión Definitiva. - El 04.04.2025, SENACE aprobó el ITS N° 01, con R.D. N° 00041-2025-SENACE-PE/DEAR. - El 09.04.2024, PUMATE comunicó al MINEM posible evento de fuerza mayor debido a condiciones climáticas adversas. - El 19.05.2025, con Oficio N° 570-2025-OS-DSE, se comunicó al MINEM el incumplimiento del Hito “Puesta en Operación Comercial” programado para el 09.05.2025. Con carta del 30.05.2025, PUMATE informó que la demora en la POC se debe a la ocurrencia de eventos de fuerza mayor y acción indebida de la autoridad, los cuales están en evaluación del MINEM. - El 20.05.2025, con Carta COES/D/DP-445-2025, el COES otorgó la conformidad al	 Vista panorámica de la S.E. Iberia

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																								
			Estudio de Operatividad del proyecto. ▪ El 02.10.2025, con R.M. N° 307-2025-MINEM/DM, el MINEM aprobó la primera modificación de la Concesión Definitiva, mediante el cual se alinea el trazo de la ruta de la L.T. con el trazo del instrumento ambiental, modificando las coordenadas y adecuando los planos de la Concesión. ▪ Se continúa con la deforestación de la franja de servidumbre. Se tiene 362 torres montadas de un total de 377, se realizó el hincado de pilotes para 370 estructuras y el tendido de 196,3 km conductor. ▪ Se tiene dificultades para cerrar los acuerdos de servidumbre (5%) ▪ El 22.10.2025, con Cara N° COES/D/DP-1005-2025, el COES autorizó la conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio. ▪ El 09.11.2025 se realizó un corte en la S.E. Puerto Maldonado, para la realización de las pruebas de la bahía del transformador y de la barra 138 kV. Durante dichas actividades se produjo la extensión de la interrupción en dicha S.E. Con oficio 1549-2025-OS-DSE, se solicitó un informe detallado sobre dicho evento. ▪ Se proyecta la conclusión de obras del proyecto para diciembre 2025. ▪ A la fecha existen diferentes solicitudes de ampliación de plazo en evaluación del MINEM. ▪ Avance global: 83,7%.	 Caseta de relés de la S.E. Puerto Maldonado																																																								
	SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL <table><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><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>49%</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></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	49%	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	49%	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: Projectado
Fecha: 14.11.2025