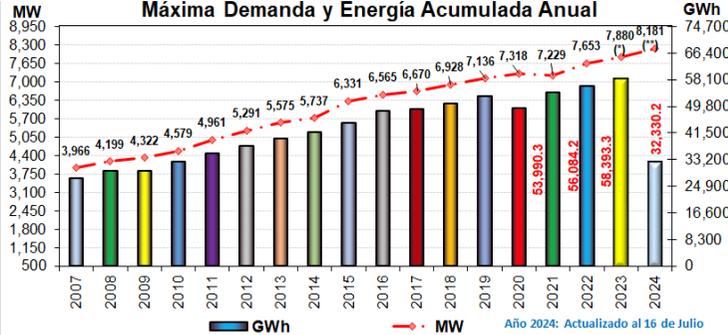
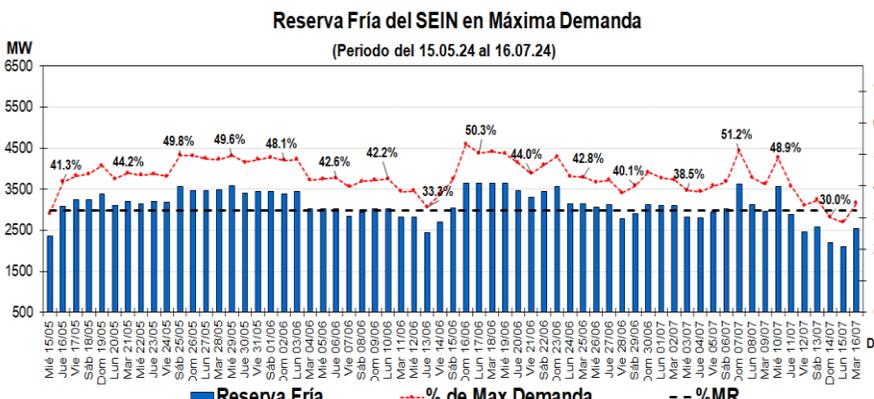
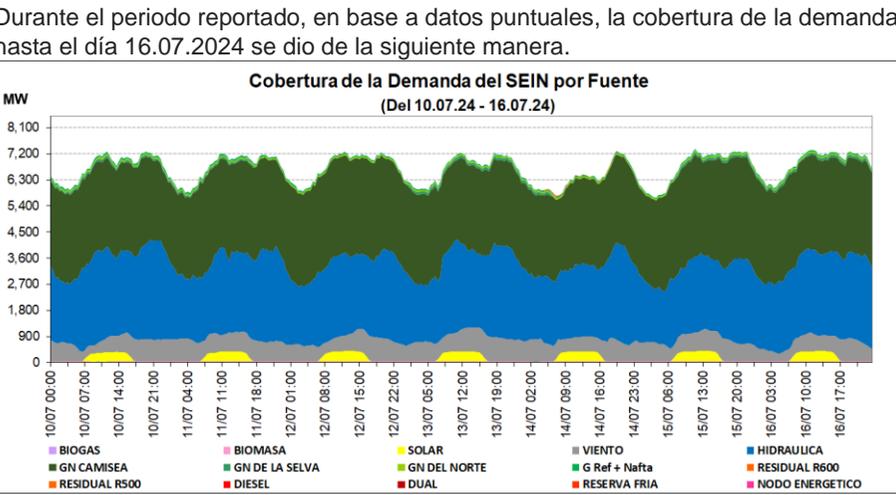
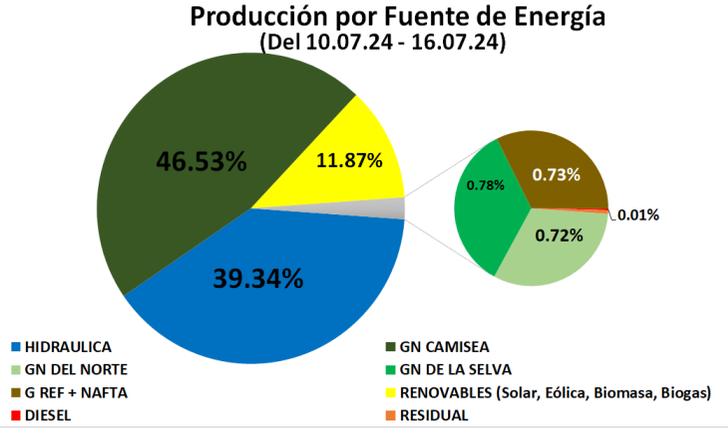
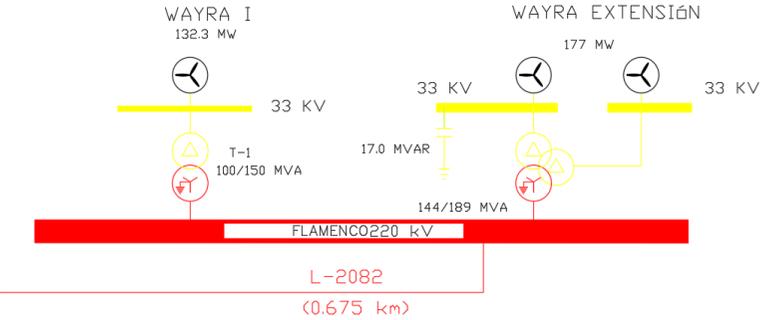
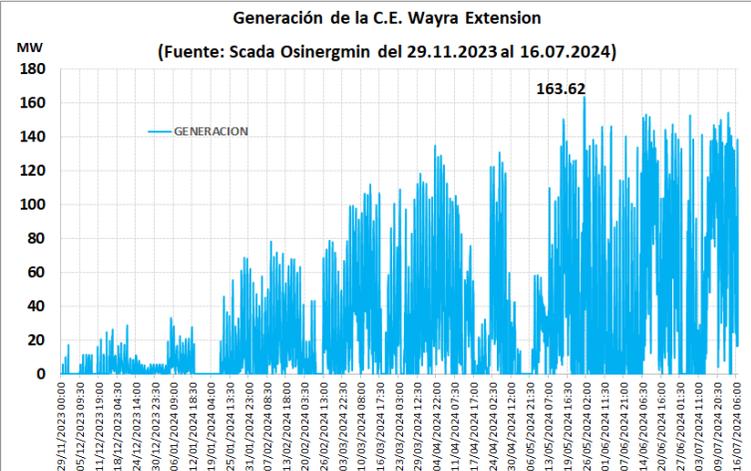
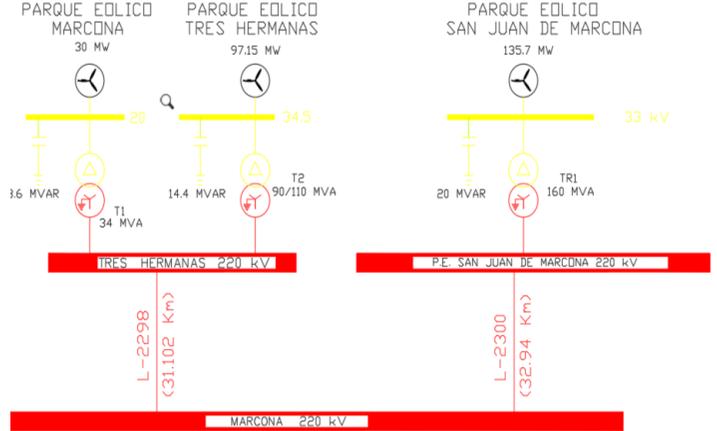
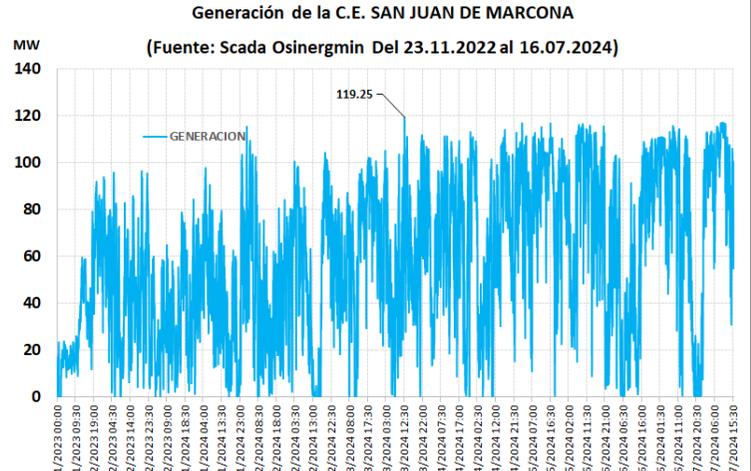
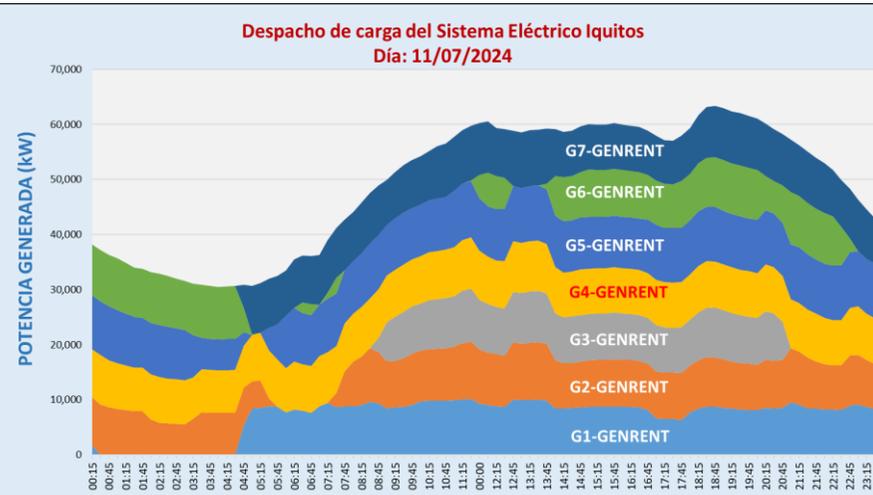


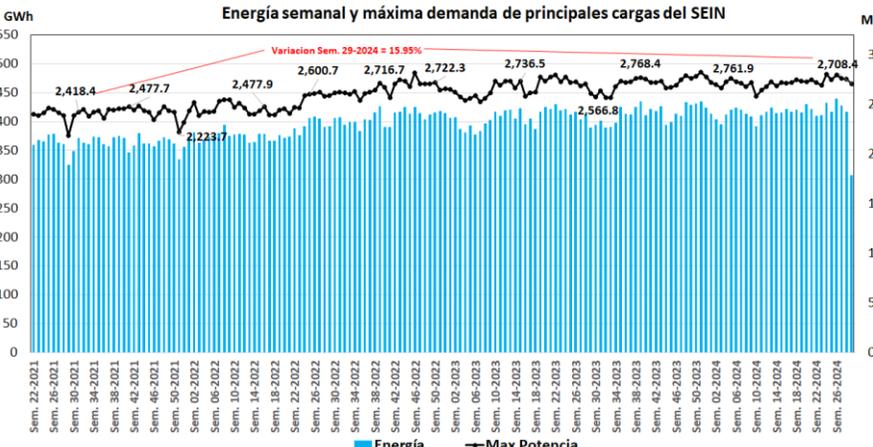
División de Supervisión de Electricidad

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
15.07.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	<p>A las 11:30 h del 15.07.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,361.8 MW. No ha superado los 8,181.48 MW registrado el día 23.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="582 295 1332 502"> <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>1038.96</td> <td>698.21</td> <td>67.2%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4498.97</td> <td>106.87</td> <td>2.4%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1823.87</td> <td>1290.56</td> <td>70.8%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,361.8</td> <td>2,095.6</td> <td>28.5%</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	1038.96	698.21	67.2%	Centro	4498.97	106.87	2.4%	Sur	1823.87	1290.56	70.8%	Total	7,361.8	2,095.6	28.5%	<p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.03.2023 a las 11:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.02.2024 a las 12:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1038.96	698.21	67.2%																				
Centro	4498.97	106.87	2.4%																				
Sur	1823.87	1290.56	70.8%																				
Total	7,361.8	2,095.6	28.5%																				
Del 10.07.2024 al 16.07.2024	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGMIN	<p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 15.05.24 al 16.07.24)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Ilo 4 (Central: 618.6 MW): Del 12 al 16 de julio, las unidades quedaron indisponibles por mantenimiento preventivo anual y boroscopia de turbinas. ➤ C.T. Las Flores (Central: 321.8 MW): Del 13 al 15 de julio, la central quedó fuera de servicio por una falla ocurrida el día de 13 a las 07:45 horas y cuyas causas se encuentran aún en investigación. ➤ C.T. Ventanilla (TG4: 150.9 MW): Del 13 al 16 de julio, se llevó a cabo un mantenimiento correctivo debido a un alto riesgo en los alabes móviles de primera fila de la turbina. ➤ C.T. Recka (TG1: 179.4 MW): Del 10 al 12 de julio, se llevó a cabo un mantenimiento preventivo que incluyó el cambio y calibración de los sensores catódicos. <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 10.07.2024 al 16.07.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 16.07.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 10.07.24 - 16.07.24)</p> 	<p>Producción por Fuente de Energía (Del 10.07.24 - 16.07.24)</p> 																				

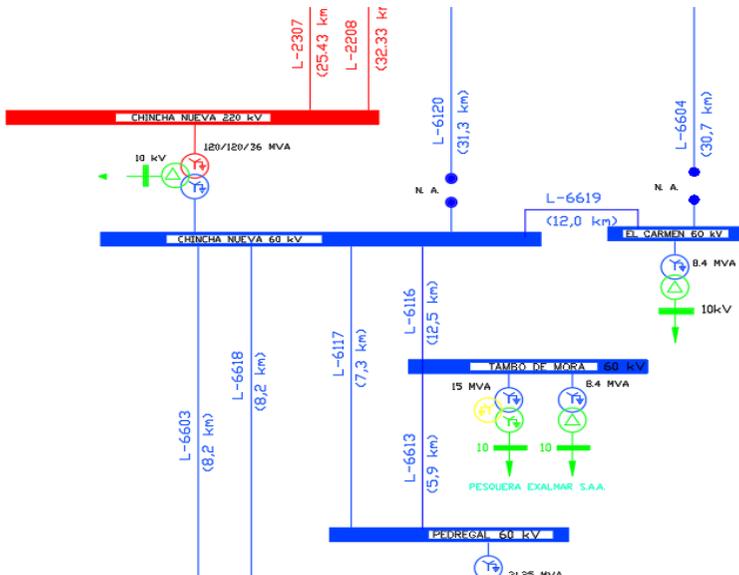
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghin u otros
<p>Del 10.07.2024 al 16.07.2024</p>	<p>CE</p> <p>Generación C.E Wayra Extensión</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona</p> <p>ENEL GREEN POWER PERU S.A.</p>	<p>Desde afines de noviembre de 2023, la C.E. Wayra Extensión realizó pruebas de puesta en servicio (177 MW de potencia instalada). A la fecha registró una generación máxima de 163.62 MW aproximadamente.</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024 del 27.06.2024 y COES/D/DP-625-2024 del 28.06.24, aprobó la Operación Comercial de la C.E Wayra Extensión a partir de las 00:00 h del 29.06.2024.</p> 	<p>Generación de la C.E. Wayra Extension</p> <p>(Fuente: Scada Osinerghin del 29.11.2023 al 16.07.2024)</p> 
<p>Del 10.07.2024 al 16.07.2024</p>	<p>CE</p> <p>Puesta en operación comercial C.E. San Juan de Marcona</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.</p>	<p>El 19.11.2023, a las 11:20 h, se dio la primera energización de la línea L-2300 (Marcona – San Juan) de 220kV; asimismo, por primera vez se energizó en vacío el transformador TF1 de 220/33 kV en la SE. San Juan de Marcona.</p> <p>El 22.11.2023, a las 09:47 h, sincronizó primera vez con el SEIN la C.E. San Juan de Marcona desde la barra de 220kV de la SE. Marcona por la empresa ERSUR (135MW de potencia instalada).</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024, 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>Se encuentra pendiente la POC del aerogenerador 23 de 5.9 MW. A la fecha, la Central ha registrado como máxima generación 119.25 MW.</p> <p>En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central.</p> 	<p>Generación de la C.E. SAN JUAN DE MARCONA</p> <p>(Fuente: Scada Osinerghin Del 23.11.2022 al 16.07.2024)</p> 

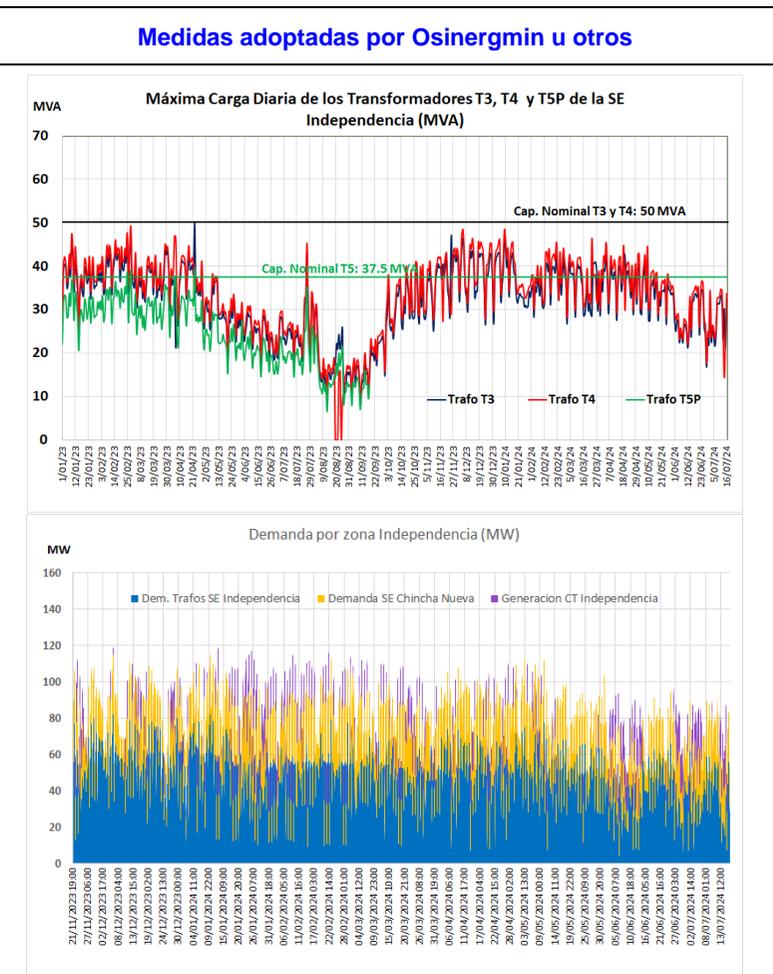
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias
Del 10.07.2024 al 16.07.2024	GSA Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos OSINERGMIN	<p>El 11.07.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 63,3 MW. No ha superado los 69,78 MW registrado el día 04.03.2023 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación.</p> 

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros			
Respecto a las unidades de generación del Sistema Eléctrico Iquitos se tiene lo siguiente.			
1. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos Nueva de Genrent			
Nombre Grupo	Mantenimiento 36 000 Horas de Operación		
	Fecha	Estado	Observaciones
G1	03/05/2024 al 04/06/2024	Ejecutado	Unidad Disponible
G2	04/06/2024 al 27/06/2024	Ejecutado	Unidad Disponible
G3	09/03/2024 al 27/03/2024	Ejecutado	Unidad Disponible
G4	12/04/2024 al 02/05/2024	Ejecutado	Unidad Disponible
G5	01/04/2024 al 20/04/2024	Ejecutado	Unidad Disponible
G6	18/09/2024 al 26/10/2023	Ejecutado	Unidad Disponible
G7	22/01/2024 al 15/02/2024	Ejecutado	Unidad Disponible
2. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente			
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).			

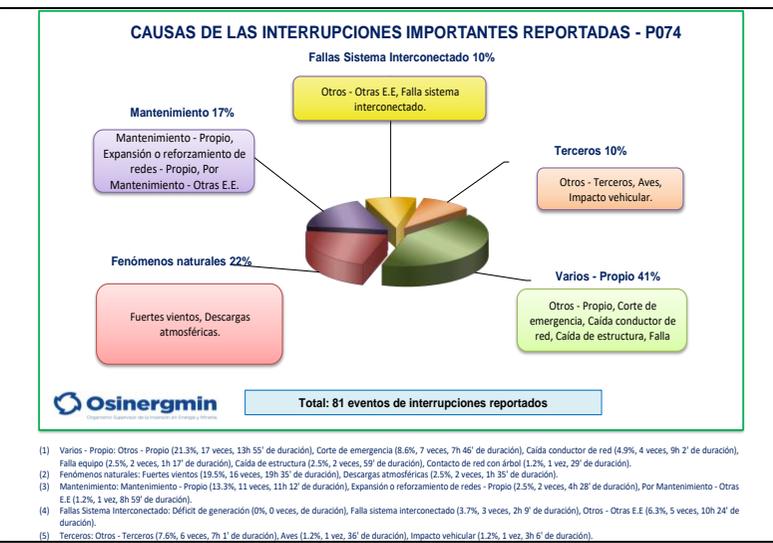
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias
Del 10.07.2024 al 16.07.2024	CL Demanda de principales cargas mineras del SEIN	<p>En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (minerías, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).</p>  <p>Gráfica actualizada hasta el 16/07/2024</p>

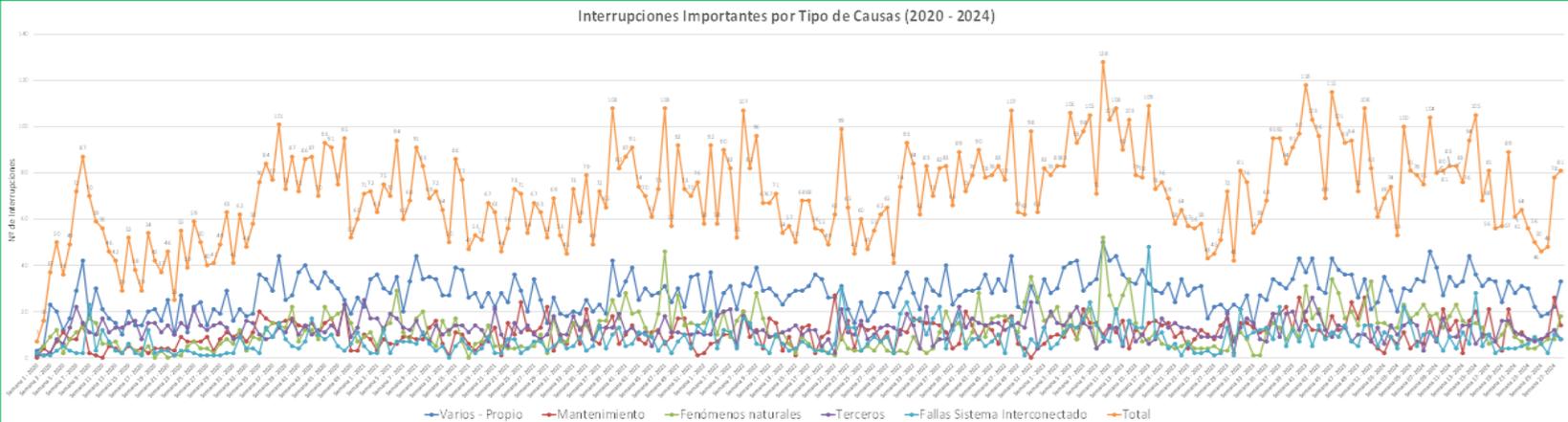
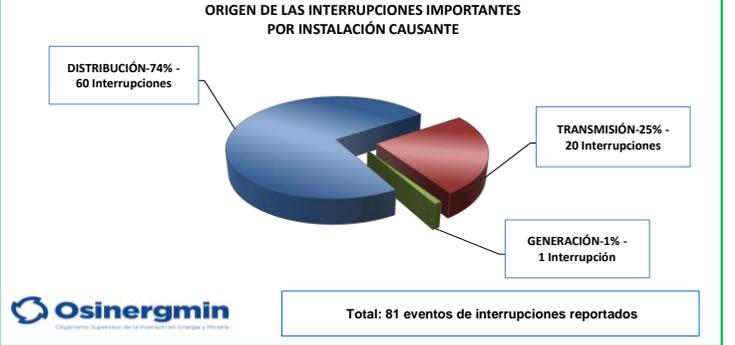
En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:					
Zona Norte: Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga. A la fecha registró una demanda máxima de 69.67 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.					
Zona Sur: A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 155.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.					
MAYORES CARGAS DE CUENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima (MW)	Potencia Minima (MW)	Potencia Promedio (MW)
	ZONA NORTE	Cajamarca Norte	57.86	27.98	53.21
		Rf Talara Pariñas	52.49	40.45	40.27
		Cementos Pacasmayo	29.22	14.04	23.89
	ZONA CENTRO	Barrick - Chicama	20.51	0.00	18.21
		Sider Perú	49.95	7.04	17.22
		Cajamarquilla	198.68	50.36	172.86
	ZONA SUR	Toromocho	161.60	109.71	152.61
		Minera Antamina	142.27	113.20	127.71
		Shougang	118.18	94.39	107.83
		Aceros Arequipa	166.68	21.54	101.74
		Cerro Verde	469.93	396.18	425.26
		Southern	303.15	232.72	275.83
		Tintaya + Antapaccay	135.01	116.94	128.25
		Minera Las Bambas	158.66	9.28	121.10
	Minera Constancia	89.86	9.52	83.96	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias
<p>Del 10.07.2024 al 16.07.2024</p>	<p>Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia</p> <p>(Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito: Independencia)</p> <p>REP</p>	<p>A la fecha en la SE Independencia se cuenta con los transformadores de potencia T3-261 y T4-261 de 50 MVA de 220/60/10kV.</p> <p>El 06.08.2023, se energizó por primera vez la barra de 60kV de la SE Chinchá Nueva y secuencialmente las 6 bahías de 60kV del unifilar mostrado. Como consecuencia de la puesta en servicio de la SE Chinchá Nueva de 220kV, la cargabilidad de los transformadores de la SE Independencia disminuyeron de forma considerable.</p> <p>A las 23:50 h del 18.09.2023, el transformador T5P de 37.5 MVA de 220/60 kV fue desconectado debido a la finalización del Contrato firmado por el MINEM y EGESUR.</p> 



<p>Del 10.07.2024 al 16.07.2024</p>	<p>SEIN</p> <p>Interrupciones importantes reportadas (Causas)</p> <p>OSINERGMIN</p>	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 81.</p> <table border="1" data-bbox="582 1133 1344 1420"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>41</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (3)</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (4)</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Terceros (5)</td> <td>10</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)	41	Fenómenos Naturales (2)	22	Mantenimiento (3)	17	Fallas Sistema Interconectado (4)	10	Terceros (5)	10
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%													
Varios Propio (1)	41													
Fenómenos Naturales (2)	22													
Mantenimiento (3)	17													
Fallas Sistema Interconectado (4)	10													
Terceros (5)	10													



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
															
<p>Del 10.07.2024 al 16.07.2024</p>	<p>SEIN</p> <p>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)</p> <p>OSINERGMIN</p>	<p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="616 678 1310 885"> <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>60</td> <td>74</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>20</td> <td>25</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	60	74	Transmisión	20	25	Generación	1	1	 <p>(1) Distribución: Causas internas (51.7%, 31 veces, 2d 14h 29' de duración), Fenómenos naturales (28.3%, 17 veces, 20h 28' de duración), Terceros (10%, 6 veces, 1d 9h 22' de duración), Otros suministradores (10%, 6 veces, 11h 13' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (70%, 14 veces, 1d 10h 38' de duración), Fenómenos naturales (5%, 1 vez, 42' de duración), Terceros (10%, 2 veces, 1h 23' de duración), Otros suministradores (15%, 3 veces, 10h 19' de duración). (3) Generación: Causas internas (100%, 1 vez, 4' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	60	74													
Transmisión	20	25													
Generación	1	1													

Del
10.07.2024
al
16.07.2024

G

Supervisión del Contrato:
C.H. San Gaban III
(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gaban)

Empresa:
HYDRO GLOBAL PERU

- Con R.M. N° 478-2016-MEM/DM del 22.11.2016, el MINEM otorgó la Concesión Definitiva de Generación a favor de Hydro Global Perú S.A.C. Asimismo, se aprobó la suscripción del contrato N° 494-2016.
- La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. y la empresa Hydro Global Perú S.A.C. (integrada por China Three Gorges Corporation y EDP (Energías de Portugal) suscribieron un Contrato de Colaboración Empresarial el 18.07.2016, para desarrollar el proyecto.
- El 25.10.2022 el COES, mediante la carta COES/D/DP-1418-2022 otorgó la conformidad del Estudio de Pre Operatividad
- La Concesionaria informó el cambio de conexión de la S.E. Onocora por la S.E. Pumuri. HGP viene gestionando la Concesión Definitiva de la L.T. 220 kV S.E. San Gaban-S.E. Pumiri.
- El 15.03.2023, con R.M. N° 109-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la 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.
- El 12.10.2023, con R.M. N° 397-2023-MINEM/DM, el MINEM calificó como fuerza mayor los eventos de i) paralización y conflictos sociales; y, ii) Necesidad de mayores trabajos en componentes potencialmente críticos y reducción de productividad (menores rendimientos).
- El 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.
- El Montaje del Tunnel Boring Machine (TBM) finalizó el 15.02.2022, y el 26.02.2022 se inició su operación con la excavación en la ventana N° 2 para alcanzar el túnel de conducción. El 21.03.2024 la TBM ha terminado su trabajo de excavación de 8 km de túnel y se ha iniciado el trabajo de encofrado para aplicar concreto en la sección del túnel.
- El proyecto registra un avance físico de 83,3%.
- El proyecto registra un avance económico de 82.9%.
- La concesionaria la L.T. 220 kV Paquillusi-Pumire estará en pruebas a partir del mes de octubre 2024.
- La Carta Fianza de Fiel Cumplimiento del Contrato a favor del MINEM se encuentra vigente hasta el 05.10.2024.
- El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por el Concesionaria.



Vista general del reservorio de regulación



Vistas de las estructuras de soportes de los equipos de los equipos del Patio de Llaves



Cruceta de suspensión del conjunto TA del grupo GTA N°2 en

Del
10.07.2024
al
16.07.2024

T

Supervisión del Contrato:
Enlace 220 kV
Tingo María –
Aguaytía

Concesionaria:
Concesionaria
Línea de
Transmisión La
Niña S.A.C.

- 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/DGAAE.
- El 09.06.2022, el MINEM mediante el Informe N° 0193-2022/MINEM-DGE aprobó la Ingeniería Definitiva del proyecto.
- El 05.04.2023, la Concesionaria solicitó el otorgamiento de la Concesión Definitiva. El 28.02.2024, solicitó al MINEM reencauzamiento a una ampliación de plazo. El MINEM aprobó una ampliación de plazo de 6 meses (hasta el 17.07.2024) para que CLTLN pueda presentar el cronograma vigente solicitado como levantamiento de la observación pendiente para obtener la Concesión Definitiva.
- El 08.04.2024 el Osinergmin informó al MINEM que la culminación del proyecto “L.T. 220 kV Chaglla-Tingo María” como Parte I del Enlace YANA a cargo del Consorcio Transmantaro S.A., está asociado a la culminación del proyecto “Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía” de la Concesionaria CLTLN, que considera, entre otras instalaciones, la variante de la primera línea 220 kV citada, cuyo seccionamiento permitirá la conexión al SEIN de la S.E. Nueva Tingo María (Leoncio Prado), siendo necesario para ello, la aprobación del Estudio de Operatividad y la Concesión Definitiva de la Parte I-YANA.
- 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.
- En la S.E. Leoncio Prado: está pendiente la reubicación de las trampas de onda, en la sala de control se realizó el conexonado de los cables de control. Existen 17 torres con problemas de servidumbre.
- La Supervisora APPLUS informó que CLTLN no tiene fecha para la reubicación de la trampa de onda de la S.E. Tingo María hacia la S.E. Leoncio Prado.
- El 17.05.2024, CLTLN informó que seleccionó a CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE (CENERGÍA) como Inspector del proyecto.
- El 24.04.2024, CLTLN informó que no tiene una POC definida debido a los eventos de fuerza mayor que se encuentran en evaluación por parte del MINEM. Informan que la fecha de POC del Enlace 3 estaría pendiente de definir debido a la falta de culminación del Proyecto YANA derivado de la problemática de la S.E. Yaros (CTM).
- El 30.05.2024, CLTLN manifestó al MINEM su preocupación por 2 situaciones fuera de su control (1° eventos de fuerza mayor pendientes de pronunciamiento del MINEM y 2° demoras en la ejecución del proyecto YANA); para el primer evento, demandan que el MINEM tome las acciones pertinentes de forma inmediata debido a que la falta de respuesta a dichas solicitudes impacta en el otorgamiento de la Concesión Definitiva, al no contar con un cronograma vigente; sobre el segundo evento, señalan que la incertidumbre de la POC del proyecto YANA podría comprometer severamente su viabilidad financiera. Al



Avance de obras en la S.E. Leoncio Prado



S.E. Aguaytía: Pórtico de llegada de la L.T.

respecto. El 27.06.2024, CLTLN reiteró al MINEM su preocupación por los retrasos generados por los eventos de fuerza mayor.

- Con Oficio N° 1089-2024-MINEM/DGE del 10.06.2024 (Exp. 202400135073), el MINEM solicitó al OSINERGMIN opinión sobre las solicitudes de ampliación de plazo de CLTLN. Se dio respuesta con Oficio N° 254-2024-OS-GG, en el cual se adjuntó el Informe N° DSE-SIE-199-2024.
- En reunión mensual realizada el 20.06.2024, CLTLN informó que están evaluando la posibilidad de conectarse a la L.T. Tingo María – Vizcarra, en lugar de la L.T. Chaglla – Tingo María, esto a propuesta del COES.
- El 09.07.2024, CLTLN presentó el cronograma de las pruebas SAT que se realizarán en la S.E. Leoncio Prado, las que se desarrollarán del 17 al 23.07.2024.
- El 15.07.2024, CLTLN presentó el cronograma de las pruebas SAT que se realizarán en la S.E. Aguaytía, las que se desarrollarán del 24 al 27.07.2024.
- El avance global del proyecto es de 87,7%.
 - Avance L.T.: 73,8%.
 - Avance S.E.s: 96,0%.
- El monto de inversión será de 27,96 MM US\$, según lo informado por la Concesionaria.



Montaje de la Torre T-5

PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL

Proyecto / Ubicación	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo
C.T. Nazca	ELECTRO DUNAS	CT	9.9	8.65	51.3%	18.08.2024	C
P.E. San Juan	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	CE	135.7	164.1	99.9%	31.12.2024	N.C
C.S.F. Matarani	GR CORTARRAMA S.A.C	CSF	80	71.9	98,5%	31.12.2024	N.C
C.H. Tupuri	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	CH	2.2	10.2	91.1%	29.12.2024	C
C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	81.1%	28.07.2025	C
C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	8%	31.12.2025	N.C
C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3.1%	31.12.2025	N.C
C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	5.7%	31.12.2025	N.C
C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	9%	30.06.2025	N.C
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0%	30.12.2026	N.C

**SEIN
G/T**

Próximos
Proyectos a
Ingresar en
Servicio

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: 18.07.2024