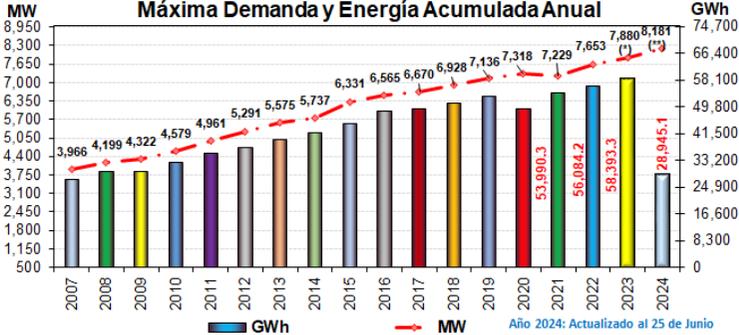
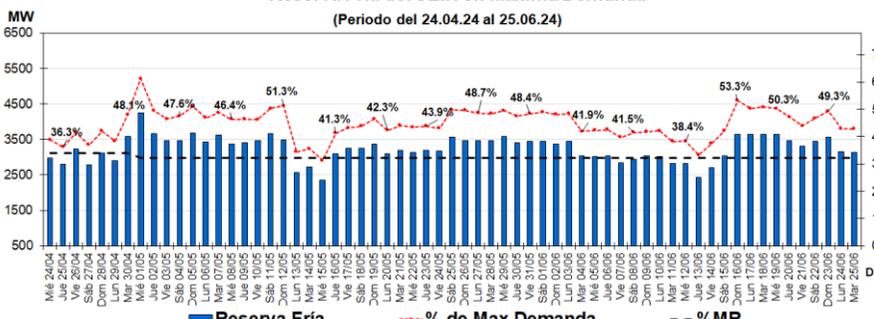
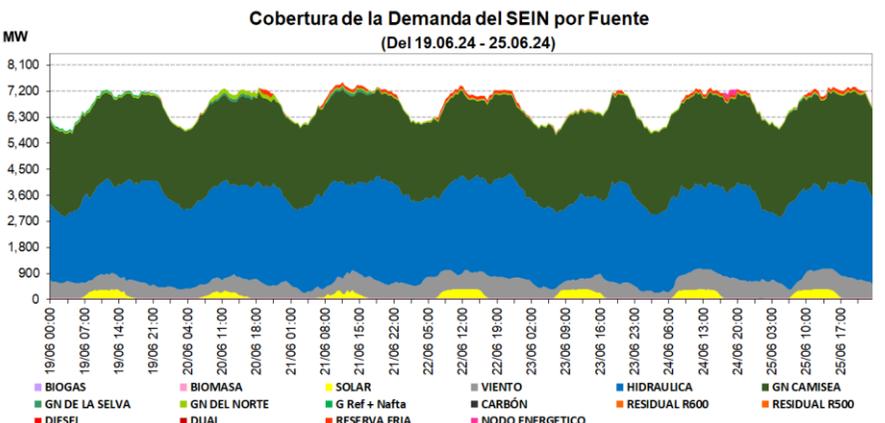
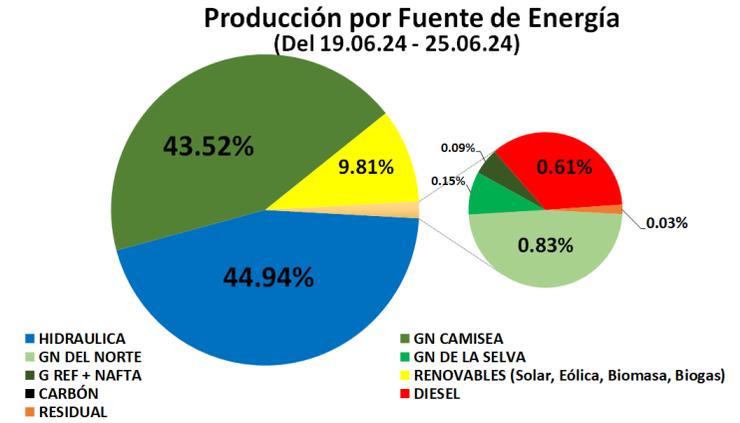
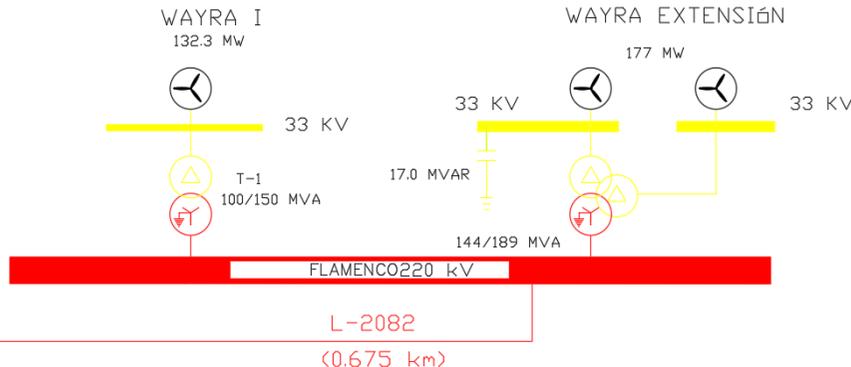
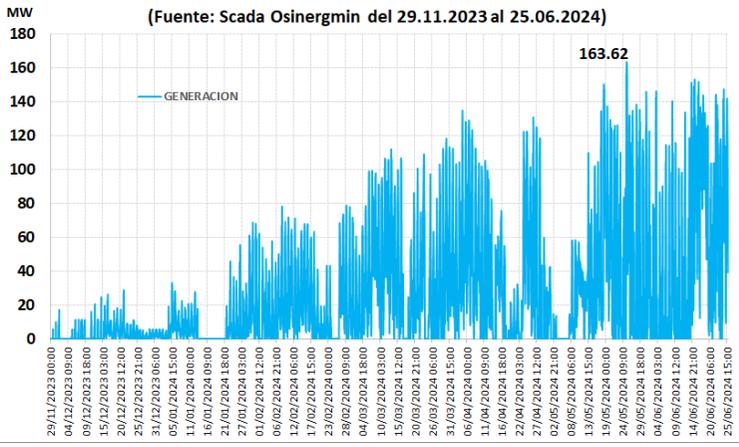
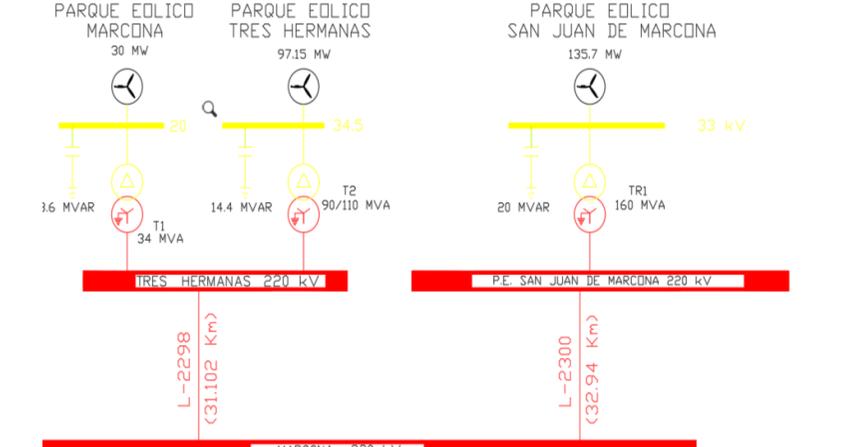
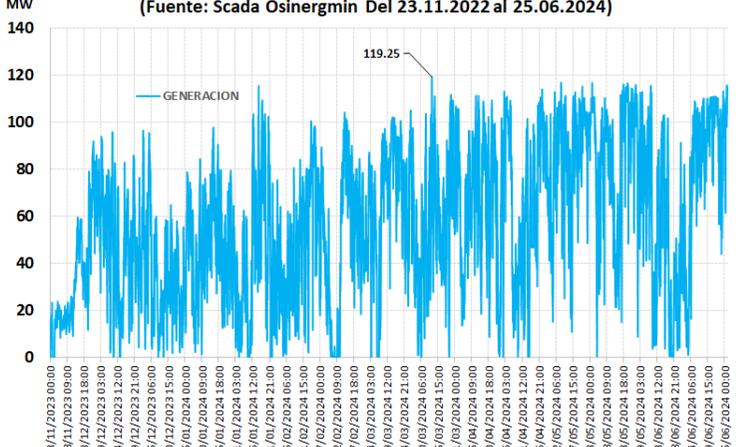


División de Supervisión de Electricidad

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
21.06.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGHMIN	<p>A las 11:30 h del 21.06.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,510.90 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="584 300 1339 507"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fría (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,064.15</td> <td>513.52</td> <td>48.3%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,575.56</td> <td>875.98</td> <td>19.1%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,871.19</td> <td>1915.82</td> <td>102.4%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,510.9</td> <td>3,305.3</td> <td>44.0%</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	1,064.15	513.52	48.3%	Centro	4,575.56	875.98	19.1%	Sur	1,871.19	1915.82	102.4%	Total	7,510.9	3,305.3	44.0%	<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	1,064.15	513.52	48.3%																				
Centro	4,575.56	875.98	19.1%																				
Sur	1,871.19	1915.82	102.4%																				
Total	7,510.9	3,305.3	44.0%																				
Del 19.06.2024 al 25.06.2024	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGHMIN	<p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 24.04.24 al 25.06.24)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Ventanilla (TG4: 150 MW): Del 24 al 25 de junio se realizó el mantenimiento preventivo por inspección menor de cámara de combustión condicionado al ingreso de la línea L-5002 (CHILCA CTM - PLANICIE). <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 19.06.2024 al 25.06.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 25.06.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 19.06.24 - 25.06.24)</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 19.06.24 - 25.06.24)</p> 																				

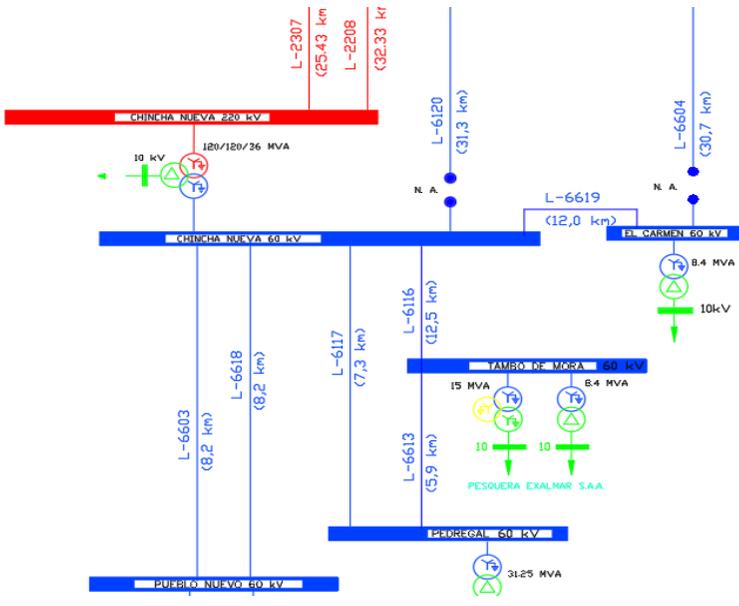
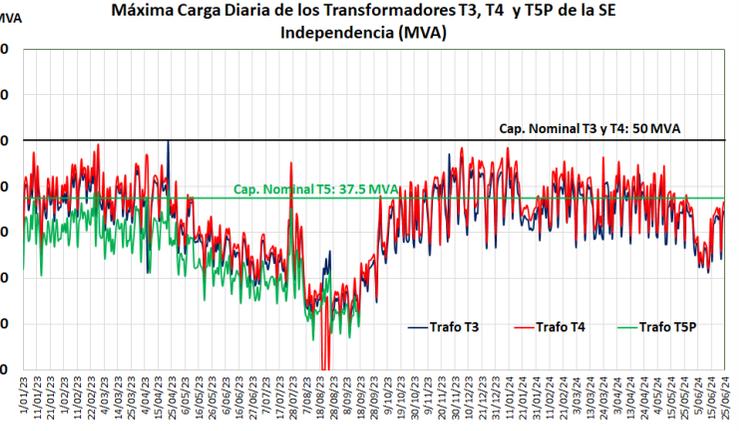
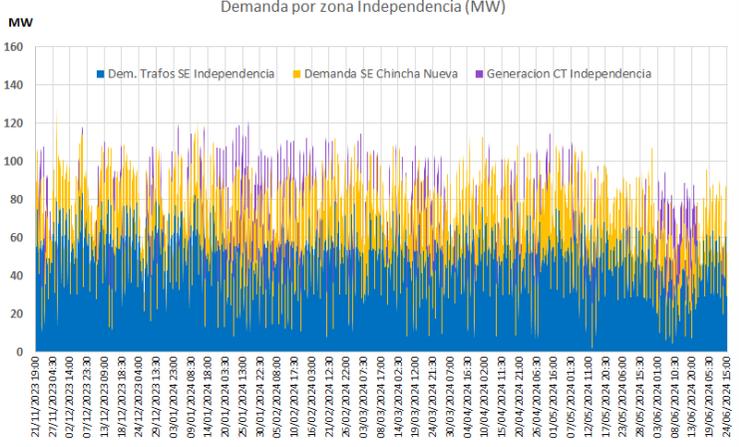
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 19.06.2024 al 25.06.2024</p>	<p>Generación C.E Wayra Extensión</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENEL POWER S.A. GREEN PERU S.A.</p>	<p>Desde afines de noviembre de 2023, la C.E. Wayra Extensión viene realizando pruebas de puesta en servicio (177 MW de potencia instalada). A la fecha registró una generación máxima de 163.62 MW aproximadamente.</p> 	<p>Generación de la C.E. Wayra Extension</p> <p>(Fuente: Scada Osinergmin del 29.11.2023 al 25.06.2024)</p> 
<p>Del 19.06.2024 al 25.06.2024</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, el 16.04.2024, aprobó la Operación Comercial Parque Eólico San Juan De Marcona a partir de las 00:00 h del 18.04.2024, con una Potencia Instalada de 129.8 MW y 22 aerogeneradores.</p> <p>Se encuentra pendiente la POC del aerogenerador 23 de 5.9 MW. A la fecha, la Central a 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 Osinergmin Del 23.11.2022 al 25.06.2024)</p> 

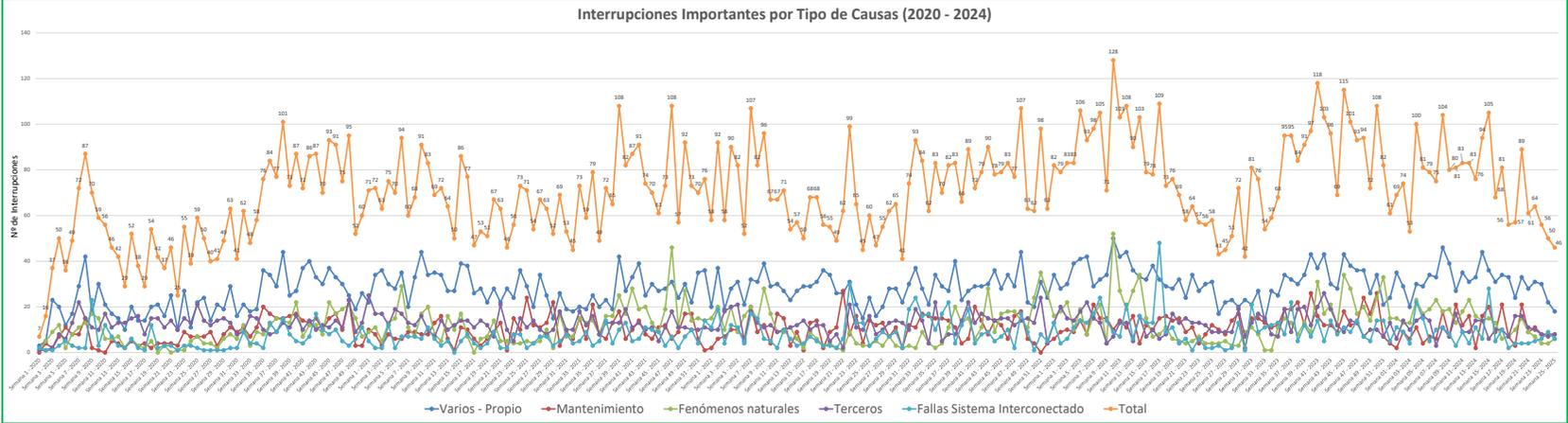
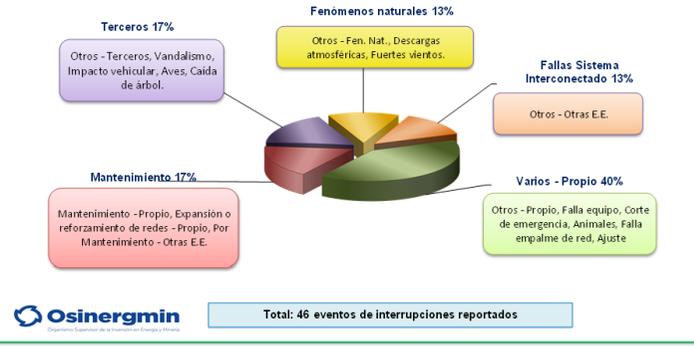
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias
Del 19.06.2024 al 27.06.2024	GSA	<p>Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos</p> <p>OSINERGMIN</p> <p>El 26.06.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 62.50 MW. No ha superado 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	Se concluyo mantenimiento mayor por 36000 h - 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 18/04/2024	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 19.06.2024 al 25.06.2024	CL	<p>Demanda de principales cargas mineras del SEIN</p> <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 25/06/2024</p>

		ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima (MW)	Potencia Minima (MW)	Potencia Promedio (MW)
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONA NORTE		Cajamarca Norte	58.37	37.81	51.02
			Rf Talara Pariñas	61.33	35.65	48.51
			Sider Perú	50.98	5.32	33.56
			Cementos Pacasmayo	30.21	11.92	22.76
			Barrick - Chicama	20.07	0.00	17.04
	ZONA CENTRO		Cajamarquilla	198.63	60.35	175.69
			Toromocho	123.74	9.90	132.88
			Minera Antamina	137.36	118.03	125.28
			Shougang	118.18	94.39	107.83
	ZONA SUR		Aceros Arequipa	162.24	18.62	81.85
		Cerro Verde	459.98	247.30	397.90	
		Southern	301.35	189.49	280.83	
		Minera Las Bambas	170.56	110.66	155.94	
		Quellaveco	150.37	61.16	139.04	
	Tintaya + Antapaccay	134.70	116.16	83.74		

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 19.06.2024 al 25.06.2024</p>	<p>T</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>Medidas adoptadas por Osinergmin u otros</p> <p>Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia (MVA)</p>  <p>Demanda por zona Independencia (MW)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros												
Del 19.06.2024 al 25.06.2024	SEIN OSINERGHMIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinerghmin en este periodo suman un total de 46.</p> <table border="1" data-bbox="582 220 1344 507"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (2)</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>Terceros (3)</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (4)</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td> <td>13</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)	40	Mantenimiento (2)	17	Terceros (3)	17	Fenómenos Naturales (4)	13	Fallas Sistema Interconectado (5)	13	<p>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</p>  <p>Total: 46 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Varios - Propio: Otros - Propio (20.4%, 9 veces, 6h 50' de duración), Falla equipo (6.5%, 3 veces, 56' de duración), Corte de emergencia (4.3%, 2 veces, 1h 13' de duración), Ajuste inadecuado de la protección (2.2%, 1 vez, 8' de duración), Caída conductor de red (2.2%, 1 vez, 27' de duración), Falla empalme de red (2.2%, 1 vez, 12h 58' de duración), Animales (2.2%, 1 vez, 35' de duración).</p> <p>(2) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (8.3%, 4 veces, 14h 6' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (6.5%, 3 veces, 14h 32' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (2.2%, 1 vez, 6h 26' de duración).</p> <p>(3) Terceros: Impacto vehicular (4.2%, 2 veces, 6h 26' de duración), Otros - Terceros (4.2%, 2 veces, 4h 7' de duración), Vandalismo (4.2%, 2 veces, 2h 7' de duración), Caída de árbol (2.2%, 1 vez, 1h 54' de duración), Aves (2.2%, 1 vez, 5' de duración).</p> <p>(4) Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (6.5%, 3 veces, 3h 1' de duración), Descargas atmosféricas (4.3%, 2 veces, 2h 48' de duración), Fuertes vientos (2.2%, 1 vez, 3h 24' de duración).</p> <p>(5) Fallas Sistema Interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Otros - Otras E.E (1.3%, 6 veces, 2h 42' de duración).</p>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	40														
Mantenimiento (2)	17														
Terceros (3)	17														
Fenómenos Naturales (4)	13														
Fallas Sistema Interconectado (5)	13														
Del 19.06.2024 al 25.06.2024	SEIN OSINERGHMIN	<p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinerghmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="616 1220 1310 1428"> <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>37</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>6</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>3</td> <td>7</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	Nº de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	37	80	Transmisión	6	13	Generación	3	7	<p>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p>  <p>Total: 46 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (56.8%, 21 veces, 3d 2h 35' de duración), Fenómenos naturales (16.2%, 6 veces, 1d 9h 13' de duración), Terceros (21.6%, 8 veces, 14h 45' de duración), Otros suministradores (5.4%, 2 veces, 1h 53' de duración).</p> <p>(2) Transmisión: Terceros (33.3%, 1 vez, 9' de duración), Otros suministradores (66.7%, 2 veces, 25' de duración).</p> <p>(3) Generación: Causas internas (50%, 3 veces, 35' de duración), Otros suministradores (50%, 3 veces, 6h 50' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	37	80													
Transmisión	6	13													
Generación	3	7													

<p>Del 19.06.2024 al 25.06.2024</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: C.H. San Gaban III (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gaban)</p> <p>Empresa: HYDRO GLOBAL PERU</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 81,9%. ▪ 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.
---	----------	--	---



Avance de obras en la Represa



Edificio de Control

Del
19.06.2024
al
25.06.2024

T

Supervisión del Contrato:
Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía
(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)

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 Transmataro 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 realiza el conexionado de los cables de control.
- En la S.E. Aguaytía: se realiza el conexionado de los cables de control.
- Para la L.T. se ha montado 105 torres de las 148, se realizó el tendido de 71 km de conductor. 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 respecto, Osinergmin está reiterando lo solicitado el 08.04.2024 mediante un informe de la situación actual del proyecto.
- 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. El informe fue elaborado y se encuentra en revisión de la USIE.
- Para la culminación, pruebas y puesta en servicio de las instalaciones de



Avance de obras en la S.E. Leoncio Prado



Montaje de tableros en caseta principal

transmisión del proyecto, se requiere la culminación, pruebas y puesta en servicio de la L.T. 220 kV Chaglla-Tingo María (YANA), necesaria para derivarla hacia la nueva S.E. Leoncio Prado.

- 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 avance global del proyecto es de 86,7%.
 - Avance L.T.: 72,7%.
 - Avance S.E.s: 94,1%.
- El monto de inversión será de 27,96 MM US\$, según lo informado por la Concesionaria.



Montaje de la Torre T-58

PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL

Proyecto	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Puesta en Operación Comercial	Tipo
P.E. San Juan	CE	135.7	164.1	31.07.2024	No Convencional
C.E. Wayra	CE	177	159.8	31.07.2024	No Convencional
C.S.F. Matarani	CSF	80	71.9	31.12.2024	No Convencional
C.H. Tupuri	CH	2.2	10.2	29.12.2024	Convencional
C.H. San Gabán III	CH	209.3	500.5	28.07.2025	Convencional

PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL

Proyecto	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Puesta en Operación Comercial	Tipo
C.S.F. San Martín	CSF	252.4	180.6	31.12.2025	No Convencional
C.S.F. Solimana	CSF	250	149.5	31.12.2025	No Convencional
C.S.F. Illa	CSF	385	335	31.12.2025	No Convencional
C.S.F. Sunny	CSF	204	149.6	30.06.2025	No Convencional
C.S.F. Hanaqampa	CSF	300	271.9	30.12.2026	No Convencional

Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio
Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio

SEIN
G/T

G: Generación, GSA: Sistemas Aislados, T: Transmisión, C: Comercial, D: Distribución, CT: Central Térmica, CH: Central Hidráulica, CE: Central Eólica, CS: Central Solar, RF: Reserva Fria, SE: Subestación, CL: Cliente Libre, L: Legal, P: Projectado
Fecha: 27.06.2024