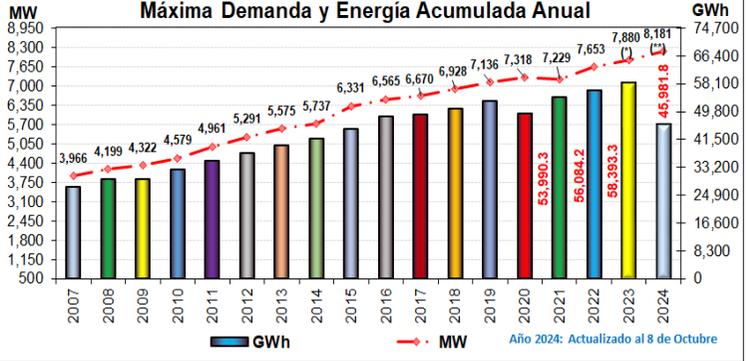
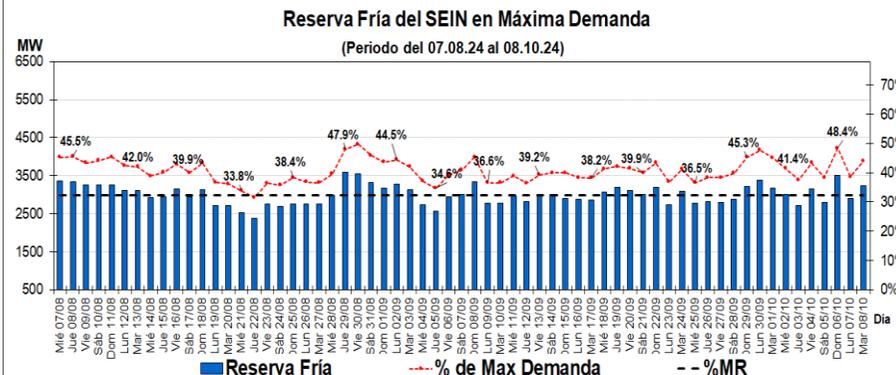
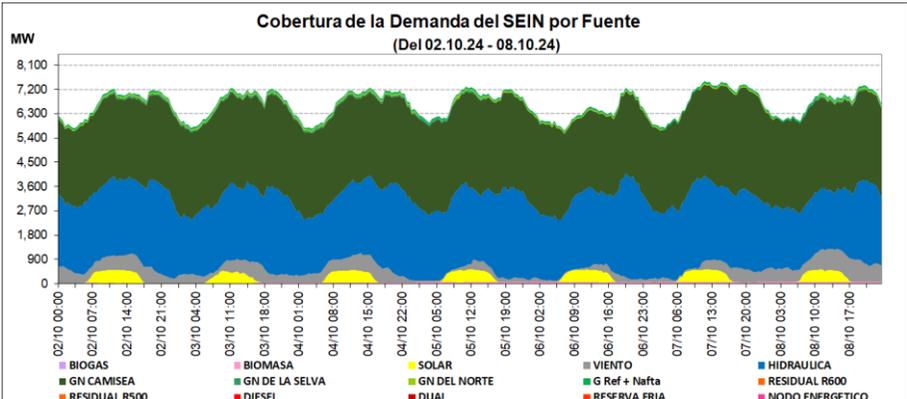
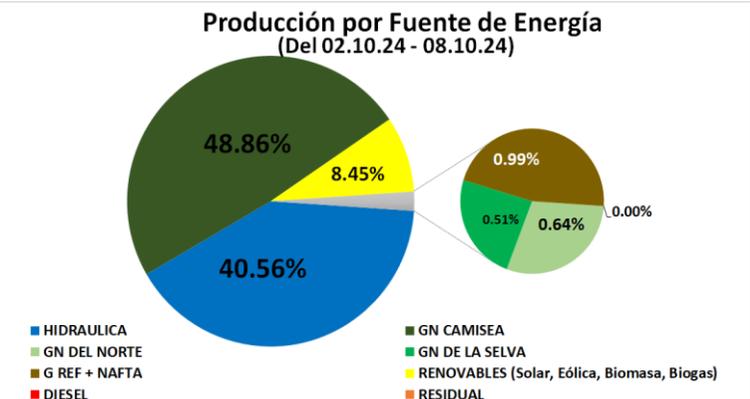


Reporte Gerencial Especial de Eventos Relevantes N°968 para el Consejo Directivo, correspondiente al periodo del 02 al 08 de octubre de 2024

División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
07.10.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGHMIN	<p>A las 11:30 h del 07.10.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,506.0 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="584 312 1339 512"> <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>1,162.99</td> <td>680.88</td> <td>58.5%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,544.23</td> <td>313.01</td> <td>6.9%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,798.73</td> <td>1,909.15</td> <td>106.1%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,506.0</td> <td>2,903.0</td> <td>38.7%</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	1,162.99	680.88	58.5%	Centro	4,544.23	313.01	6.9%	Sur	1,798.73	1,909.15	106.1%	Total	7,506.0	2,903.0	38.7%	<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	1,162.99	680.88	58.5%																				
Centro	4,544.23	313.01	6.9%																				
Sur	1,798.73	1,909.15	106.1%																				
Total	7,506.0	2,903.0	38.7%																				
Del 02.10.2024 al 08.10.2024	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGHMIN	<p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 07.08.24 al 08.10.24)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Reserva Fría de generación Eten (GT1: 217.12 MW): del 02 al 03 de octubre se llevó a cabo un mantenimiento preventivo de limpieza de Ignitores GT-1, mantenimiento del panel de hidrogeno y prueba detectores de flama GT-1. ➤ C.T. Santa Rosa (TG8: 191 MW): el 05 de octubre, la unidad estuvo indisponible por mantenimiento correctivo de detección de falla en el circuito de campo del alternador de la unidad. <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 02.10.2024 al 08.10.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 08.10.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 02.10.24 - 08.10.24)</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 02.10.24 - 08.10.24)</p> 																				

Fecha y Actividad

Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

Del 02.10.2024 al 09.10.2024

GSA
Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos
OSINERGMIN

El 09.10.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta **64.9 MW**. No ha superado los **74.8 MW** registrado el día 25.09.2024 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación.

El 01.10.2024, mediante Resolución Ministerial N° 375-2024-MINEM/DM, se declaró en situación de grave deficiencia del servicio eléctrico el Sistema Eléctrico de Iquitos, por falta de capacidad de producción de energía eléctrica, desde la publicación de la presente Resolución Ministerial hasta el 30 de abril de 2025, y designan a Electro Oriente S.A. para encargarse de implementar medidas temporales (24 MW) que permitan garantizar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica, en cumplimiento a lo señalado en el artículo 3 del D.S. N° 044-2014-EM.

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
A la fecha las 07 unidades ya ejecutaron mantenimiento correspondiente a 36 000 horas de operación. Asimismo, algunas unidades llegaron a 42 000 horas de operación, por lo tanto, tienen que ejecutar su respectivo mantenimiento.

Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación		
	Fecha	Estado	Observaciones
G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Unidad Disponible Se culminaron los trabajos mantenimiento de 42 000 horas de operación.

2. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente
Los grupos 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).

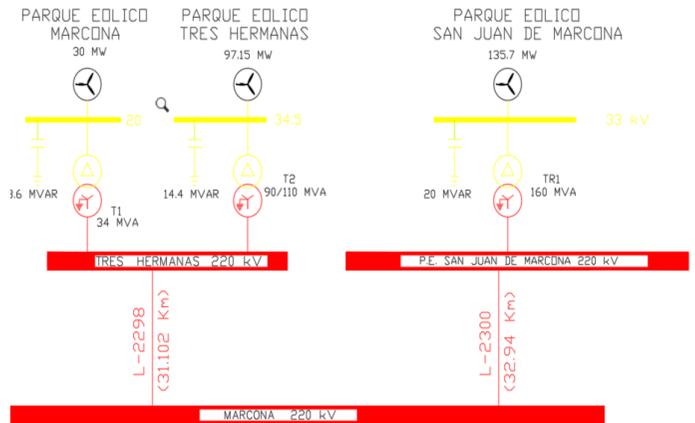
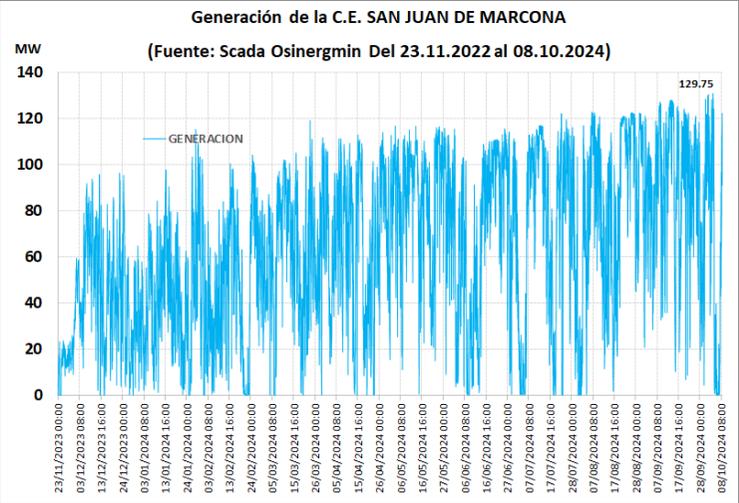
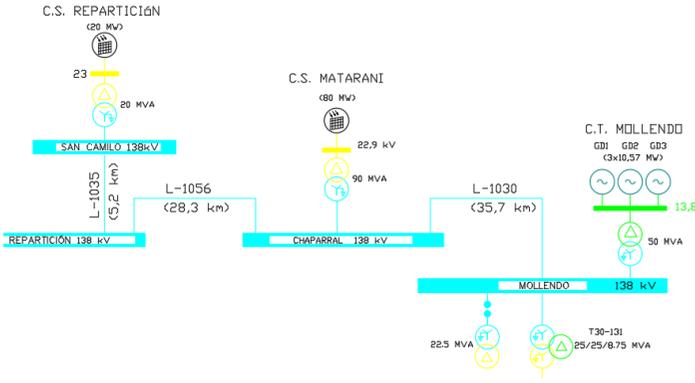
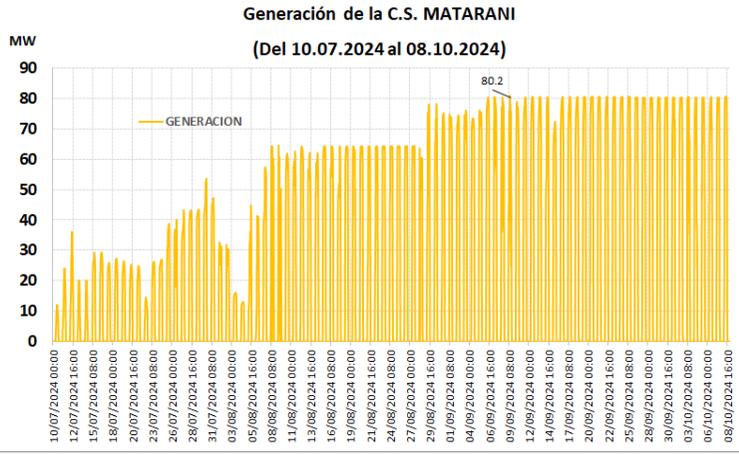
Del 02.10.2024 al 08.10.2024

CE
Generación C.E Wayra Extensión
(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona
ENEL GREEN POWER PERU S.A.

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 **169.89 MW** aproximadamente.

El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024 el 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.

Generación de la C.E. Wayra Extension
(Fuente: Scada Osinergmin del 29.11.2023 al 08.10.2024)

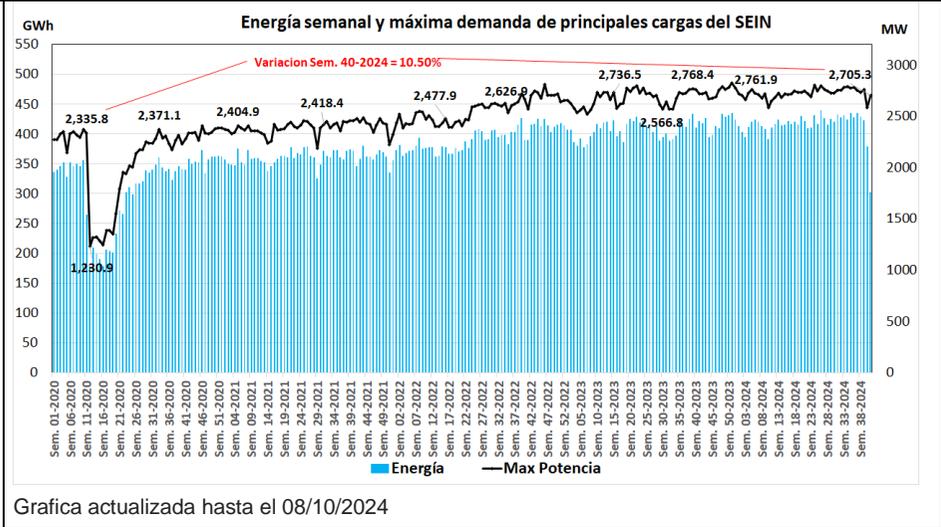
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 02.10.2024 al 08.10.2024</p>	<p>CE</p> <p>Puesta en operación comercial C.E. San Juan de Marcona</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.</p>	<p>El 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 129.75 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 (Fuente: Scada Osinergmin Del 23.11.2022 al 08.10.2024)</p> 
<p>Del 02.10.2024 al 08.10.2024</p>	<p>CS</p> <p>Pruebas en Circuitos de generación C.S Matarani</p> <p>(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa, distrito de La Joya)</p> <p>Empresa: GR CORTARRAMA S.A.C.</p>	<p>El COES mediante carta COES/D/DP-853-2024, el 09.09.2024, aprobó la Operación Comercial Central Solar Fotovoltaica Matarani a partir de las 00:00 horas del 11.09.2024, con una Potencia Nominal de 80 MW.</p> 	<p>Generación de la C.S. MATARANI (Del 10.07.2024 al 08.10.2024)</p> 
<p>Del 02.10.2024 al 08.10.2024</p>	<p>CL</p> <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 (mineras, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).</p>	<p>En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:</p> <p>Zona Norte: Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga. A la fecha registró una demanda máxima de 69.67 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p> <p>Zona Sur: A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 153.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p>

Fecha y Actividad

Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

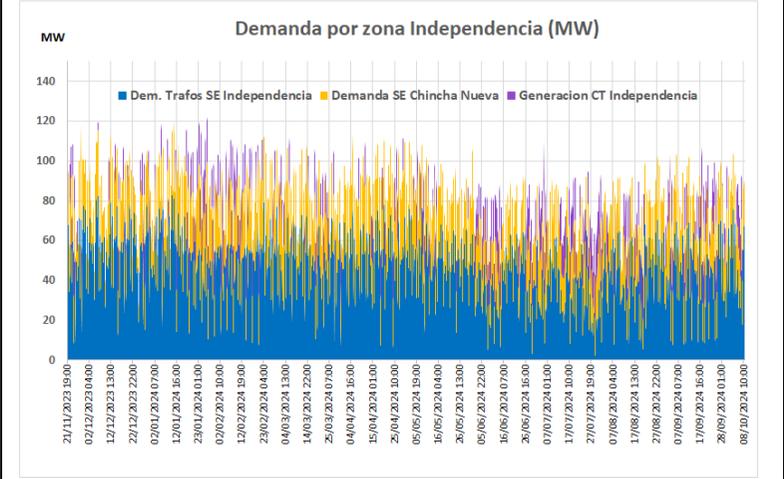
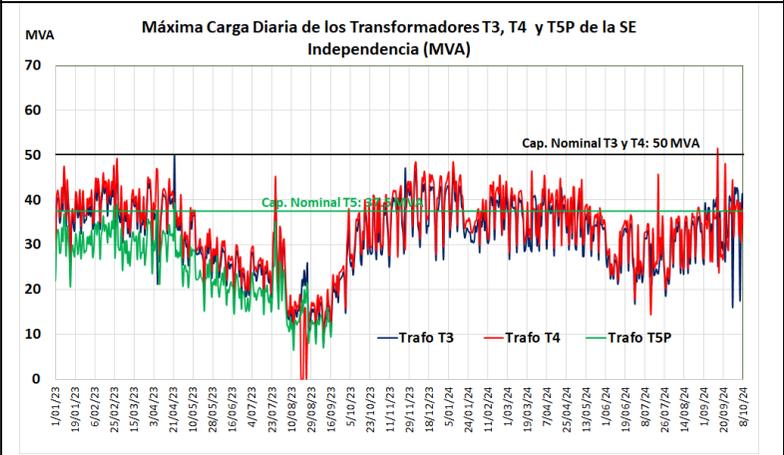
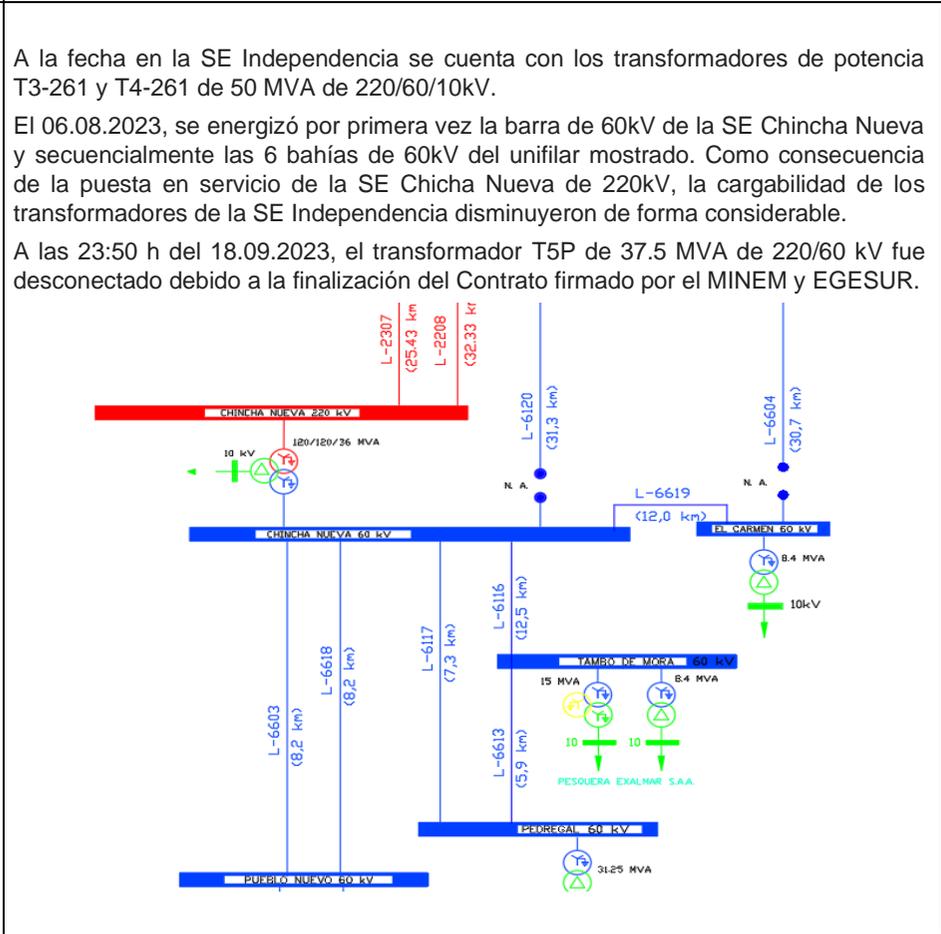


Gráfica actualizada hasta el 08/10/2024

ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima (MW)	Potencia Minima (MW)	Potencia Promedio (MW)
		MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN		
ZONA NORTE	Cajamarca Norte	57.73	49.30	53.44
	Rf Talara Pariñas	54.90	48.87	52.18
	Sider Perú	52.95	8.99	37.37
	Cementos Pacasmayo	31.59	10.76	22.98
	Barrick - Chicama	19.85	0.00	18.22
ZONA CENTRO	Cajamarquilla	200.75	61.19	179.76
	Minera Antamina	110.02	89.60	110.21
	Aceros Arequipa	164.59	20.11	98.23
	Shougang	119.00	81.61	76.42
	Toromocho	164.93	15.09	51.84
ZONA SUR	Southern	298.23	228.51	278.68
	Cerro Verde	473.20	321.13	274.42
	Minera Las Bambas	163.18	91.26	144.53
	Quellaveco	145.25	101.14	124.02
	Tintaya + Antapaccay	132.11	95.04	118.01

Del 02.10.2024 al 08.10.2024

Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia
(Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito: Independencia)
REP



Fecha y Actividad

Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

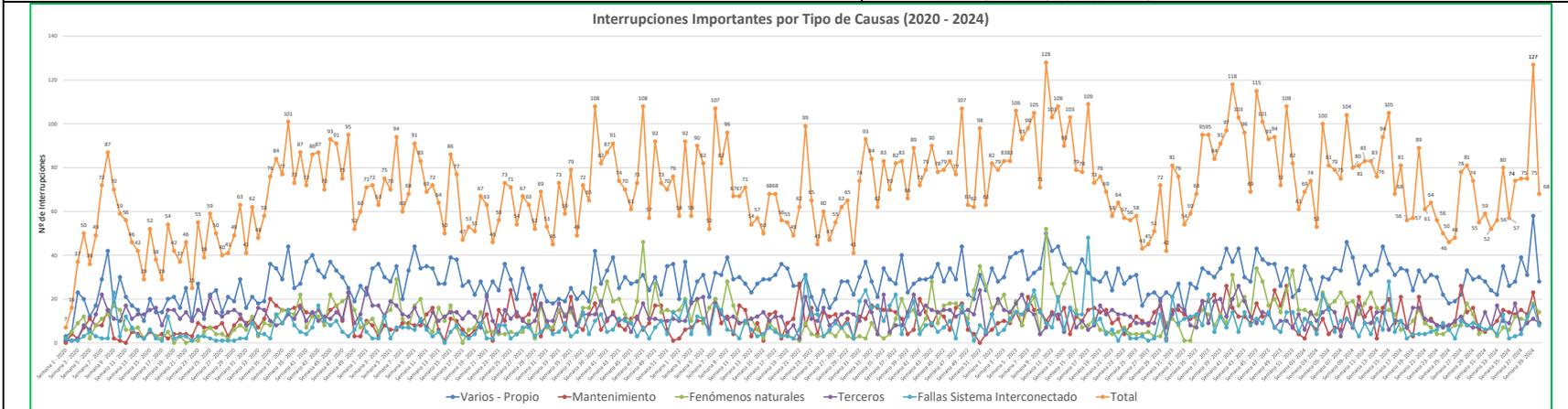
Del 02.10.2024 al 08.10.2024

SEIN
Interrupciones importantes reportadas (Causas)
OSINERGMIN

Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 68.

Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%
Varios Propio (1)	41
Fenómenos Naturales (2)	21
Mantenimiento (3)	13
Terceros (4)	13
Fallas Sistema Interconectado (5)	12

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



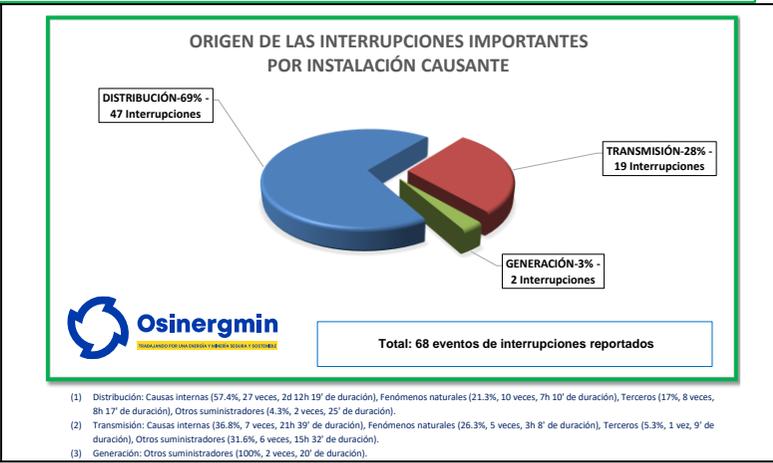
Del 02.10.2024 al 08.10.2024

SEIN
Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)
OSINERGMIN

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

Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción
Distribución	47	69
Transmisión	19	28
Generación	2	3

(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).
(*) Se consideran como importantes cuando ocasionan interrupciones a usuarios regulados por un tiempo mayor o igual a cuatro horas, o cuando se interrumpe más de 10 000 usuarios.



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 02.10.2024 al 08.10.2024</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"> El proyecto contempla una potencia de 209,3 MW y corresponde al último de los cuatro saltos proyectados en la cuenca del río San Gabán, aprovecha las aguas del río San Gabán aguas abajo de la C.H. San Gabán II, que actualmente se encuentra en operación. 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 de Concesión 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. La Concesionaria informó el cambio de conexión de la S.E. Onocora por la S.E. Pumiri. Continúan gestionando la Concesión Definitiva de la L.T. 220 kV S.E. Paquillusi -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 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. Se está completando el montaje de las ruedas Pelton en los grupos 1 y 2, se continua con los trabajos de montaje final de los transformadores de potencia, se continua con el montaje de la tubería forzada y el pique, se viene finalizando los trabajos de encofrado y aplicación de concreto en el túnel de derivación y por último se continúa los trabajos de los equipos de control y comando del patio de llaves de la S.E. de Paquillusi. El proyecto registra un avance global de 91,3%. La Concesionaria informó que la L.T. 220 kV Paquillusi-Pumiri estará en pruebas a partir del mes de noviembre 2024. El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por el Concesionaria. 	 <p>Turbina Pelton</p>  <p>Montaje de tableros de control</p>
<p>Del 02.10.2024 al 08.10.2024</p>	<p>T</p> <p>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía</p> <p>Concesionaria: Concesionaria Línea de Transmisión La Niña S.A.C.</p>	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Ucayali y Huánuco, provincias de Padre Abad y Leoncio Prado, distritos de Padre Abad y Rupa Rupa. El Estudio de Operatividad se presentó al COES el 27.03.2024; sin embargo, con carta COES/D/DP-287-2024 del 05.04.2024, el COES rechazó el EO para su revisión, debido a la inexistencia del punto de conexión en la S.E. Leoncio Prado, por el retraso de la L.T. 220 kV Tingo María – Chaglla del proyecto YANA. El 17.05.2024, CLTLN informó que seleccionó a CENERGÍA como Inspector del proyecto. El 24.04.2024, CLTLN informó 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 	 <p>Instalación de placas de identificación de los equipos</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<p>evento, señalan que la incertidumbre de la POC del proyecto YANA podría comprometer severamente su viabilidad financiera.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas. ▪ 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 135 estructuras. No se ha iniciado el tendido de conductor. ▪ Applus informó que actualmente se tienen 31 torres con problemas de servidumbre, de las cuales: en 18 torres no se iniciaron ni las obras civiles y en 13 torres (ya montadas o con montaje iniciado) se tiene el acceso bloqueado para la continuación de su montaje o revisión. Esto debido a que los propietarios requieren montos millonarios. ▪ La PCM ha convocado al MINEM, MEF, Osinergmin y CLTLN una reunión de trabajo para el 15.10.2024, para que CLTLN exponga sobre estado situacional del proyecto, así como e l cronograma general actualizado en la que se determine la fecha de término de la ingeniería de detalle de las subestaciones, término de la construcción de las obras civiles, del montaje electromecánico de las líneas de transmisión y subestaciones y pruebas en sitio. ▪ El avance global del proyecto es de 88,7%. <ul style="list-style-type: none"> ○ Avance L.T.: 75,3%. ○ Avance S.E.s: 97,0%. ▪ El monto de inversión será de US\$ 27,96 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	 <p>Vista panorámica de la S.E. Aguaytía</p>  <p>Montaje de estructura T-131</p>

PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL									
SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	Proyecto	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	93%	26.11.2024	C
		P.E. San Juan	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	CE	135.7	164.1	99.9%	31.12.2024	N.C
		C.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	91.3%	28.07.2025	C
		C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	58%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3.2%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	17%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	20.6%	30.06.2025	N.C
		C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0%	30.12.2026	N.C

G: Generación, GSA: Sistemas Aislados, T: Transmisión, C: Comercial, D: Distribución, CT: Central Térmica, CH: Central Hidráulica, CE: Central Eólica, CSF: Central Solar, RF: Reserva Fría, SE: Subestación, CL: Cliente Libre, C: Convencional, N.C: No convencional, L: Legal, P: Projectado
Fecha: 11.10.2024