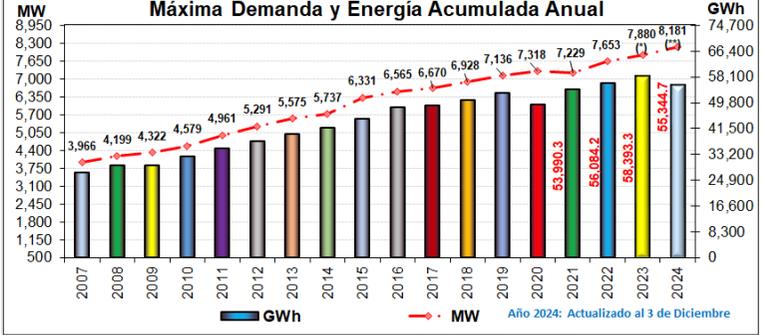
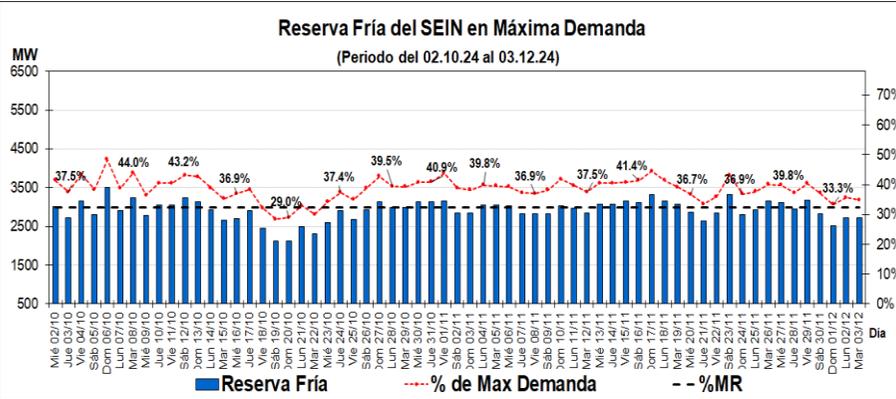
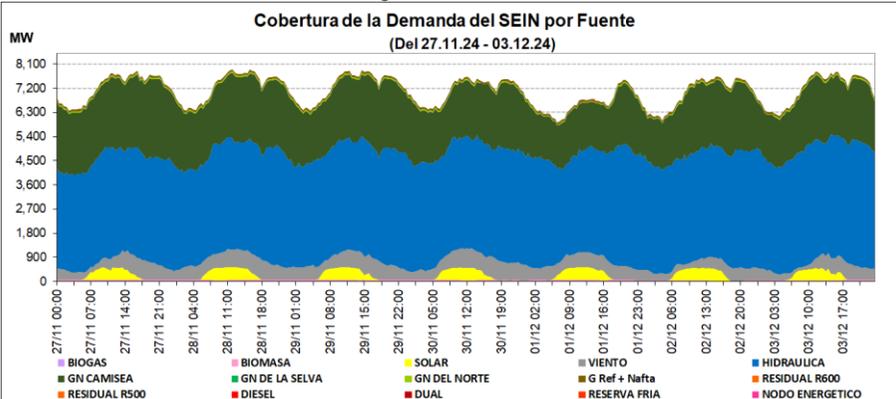
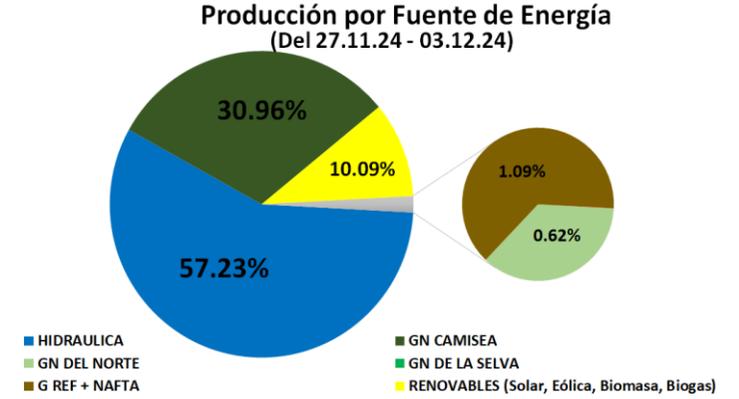


División de Supervisión de Electricidad

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergrmin u otros																				
28.11.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	<p>A las 12:00 h del 28.11.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,907.9 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="577 316 1310 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>1,177.07</td> <td>473.16</td> <td>40.2%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,871.51</td> <td>745.88</td> <td>15.3%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,859.35</td> <td>1,723.05</td> <td>92.7%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,907.9</td> <td>2,942.1</td> <td>37.2%</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	1,177.07	473.16	40.2%	Centro	4,871.51	745.88	15.3%	Sur	1,859.35	1,723.05	92.7%	Total	7,907.9	2,942.1	37.2%	<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	1,177.07	473.16	40.2%																				
Centro	4,871.51	745.88	15.3%																				
Sur	1,859.35	1,723.05	92.7%																				
Total	7,907.9	2,942.1	37.2%																				
Del 27.11.2024 al 03.12.2024	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGMIN	<p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 02.10.24 al 03.12.24)</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 27 de noviembre al 02 de diciembre, la unidad GT1 estuvo indisponible por mantenimiento preventivo magic inspection GT-1. ➤ C.T. Reserva Fría Ilo (Central: 460 MW): Del 30 de noviembre al 03 de diciembre, la central estuvo indisponible por mantenimiento preventivo mantenimiento BOP/UPS/DC más boroscopia. ➤ C.T. Santo Domingo de los Olleros (Central: 297.3 MW): Indisponible del 01 al 03 de diciembre por mantenimiento correctivo por fuga de vapor en línea de drenaje vapor principal HP y fuga de gases de combustión en la junta de expansión del EXHAUST TG1. <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 27.11.2024 al 03.12.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales de la demanda hasta el día 03.12.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 27.11.24 - 03.12.24)</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 27.11.24 - 03.12.24)</p>  <ul style="list-style-type: none"> HIDRAULICA: 57.23% GN CAMISEA: 30.96% GN DEL NORTE: 10.09% G REF + NAFTA: 1.09% RESIDUAL: 0.62% 																				

Fecha y Actividad

Tema de importancia

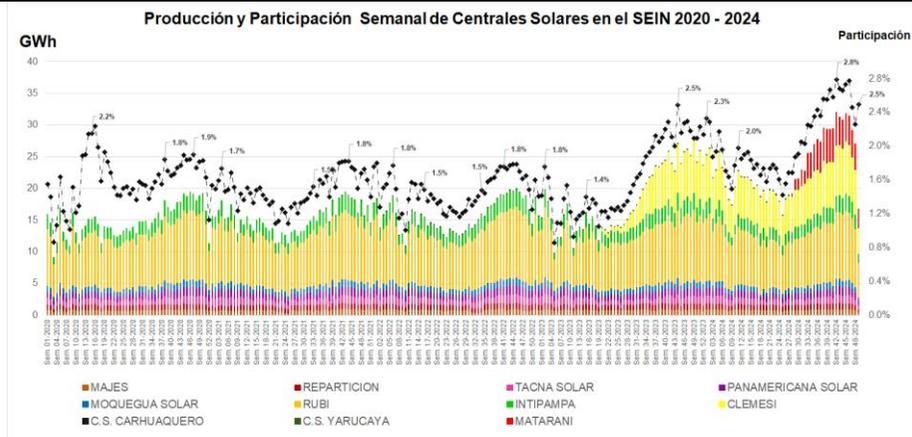
Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

Del 27.11.2024 al 03.12.2024

CS

Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN



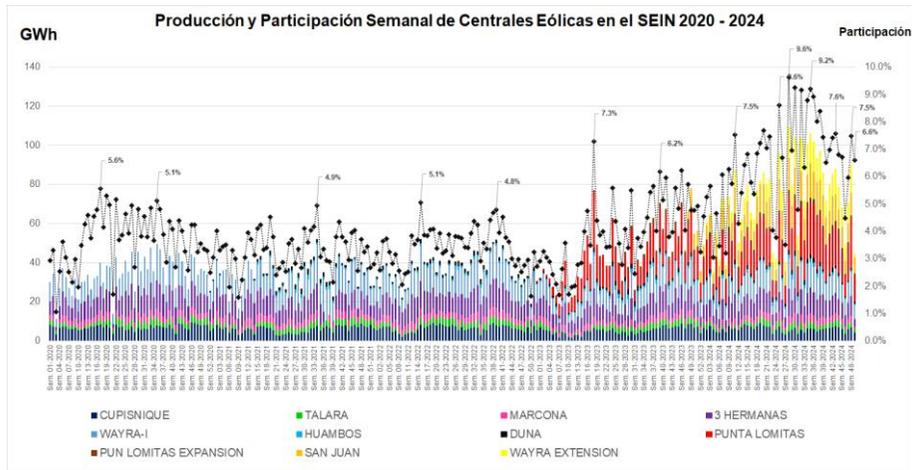
Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024

Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso
C.S. Carhuauquero	10.00	0.55	14.02.2024
C.S. Clemesí	33.00	114.93	28.02.2024
C.S. Matarani	0.66	80.00	11.09.2024

Del 27.11.2024 al 03.12.2024

CE

Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN



Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024

Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso
C.E. San Juan	33.00	129.80	18.04.2024
E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024

Del 28.11.2024 al 04.12.2024

GSA

Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos
OSINERGMIN

El 04.12.2024, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta **69.1 MW**. No ha superado los **74.8 MW** registrado el día 25.09.2024 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación.

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

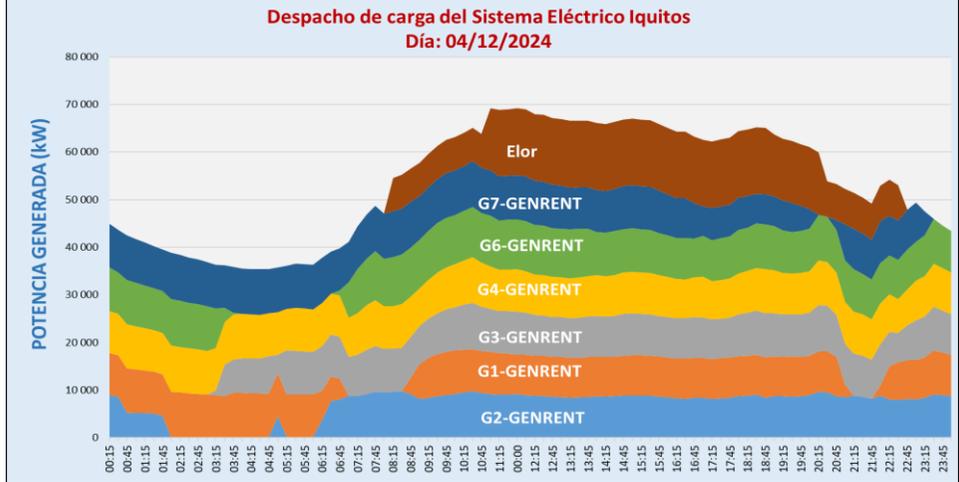
A la fecha las 07 unidades ya ejecutaron mantenimiento correspondiente a 36 000 horas de operación. Asimismo, algunas unidades llegaron a 42 000 horas de operación, por lo tanto, tienen que ejecutar su respectivo mantenimiento.

Fecha y Actividad

Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros



Nombre Grupo	Mantenimiento Relevantes		
	Fecha	Estado	Observaciones
G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación
G5	16/11/2024	Ejecutando	Mantenimiento en turbo alimentador

El Grupo N° 5, se encuentra paralizado hace tres semanas por desperfecto del turboalimentador.

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

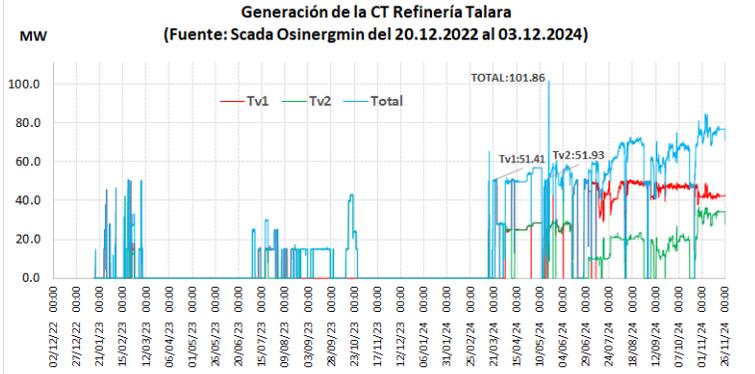
Los grupos W-1, W-4, W-5, W6, y W7 se encuentran disponibles y operativos con petróleo Diesel-2 para los arranques y paradas cortos (emergencia). Para operación mayor a 4 horas las unidades de CT Iquitos emplean R-6 (Residual).

Del 27.11.2024 al 03.12.2024

G

Operación Comercial C.T. Refinería Talara/ Demanda PETROPERU
PETROPERU

El COES mediante carta COES/D/DP-343-2024, el 18.04.2024, aprobó la Operación Comercial C.T. Refinería Talara a partir de las 00:00 h del 19.04.2024, con una potencia efectiva de 102.34 MW entre las dos unidades
A la fecha se vienen operando las dos unidades generadoras TV1 y TV2, registrando en promedio alrededor de 85 MW entre las dos unidades.

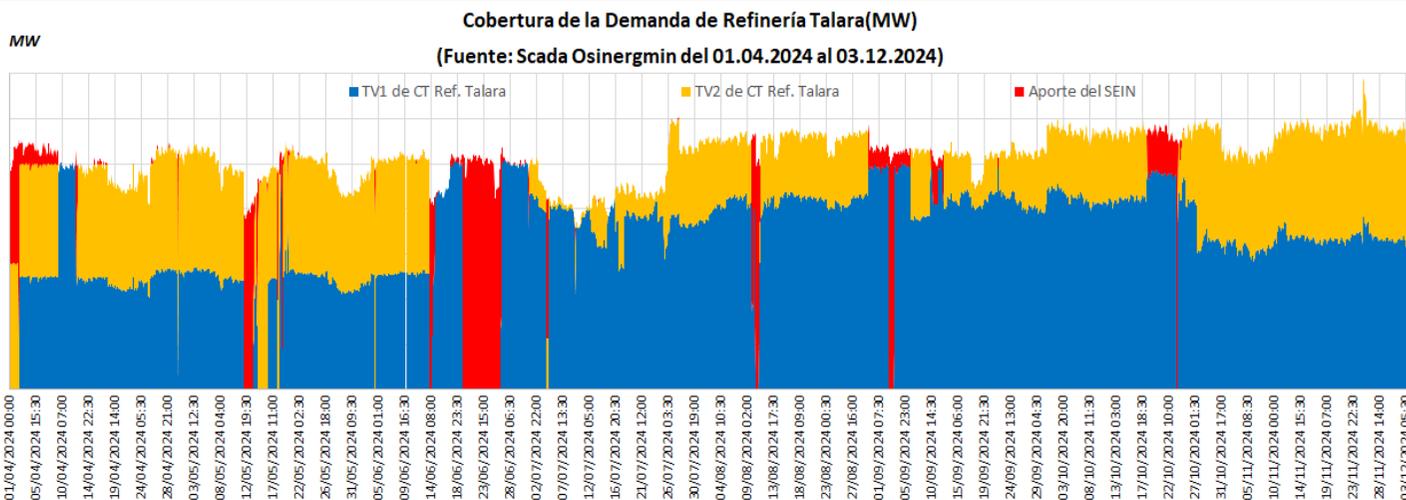


Fecha y Actividad

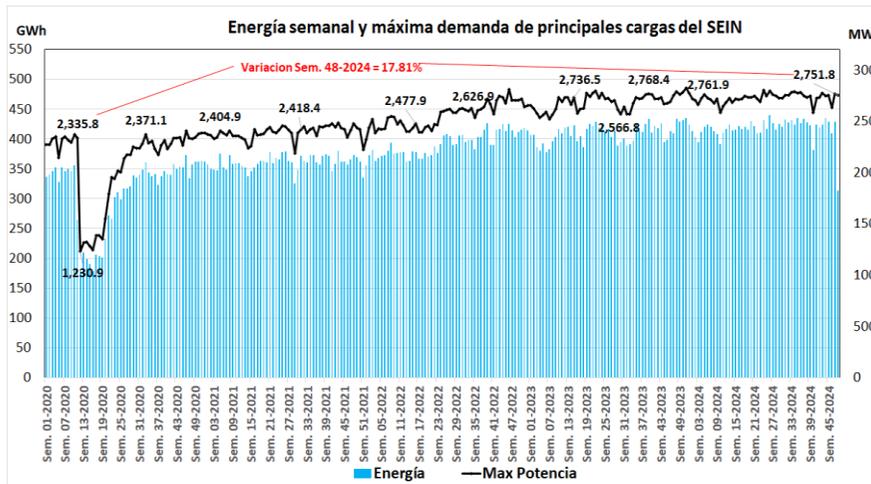
Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros



En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (minerías, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).



Gráfica actualizada hasta el 03.12.2024

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 153.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.

MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima (MW)	Potencia Minima (MW)	Potencia Promedio (MW)	
	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas		55.00	50.22	52.62
		Cajamarca Norte		56.25	46.52	52.28
		Sider Perú		52.40	6.40	35.25
		Cementos Pacasmayo		29.97	8.12	23.96
		Barrick - Chicama		22.09	11.21	18.83
	ZONA CENTRO	Cajamarquilla		199.43	57.47	173.71
		Toromocho		164.55	94.02	141.32
		Minera Antamina		135.01	96.55	132.80
		Aceros Arequipa		167.28	24.98	105.15
Shougang		117.79	85.91	104.11		
ZONA SUR	Cerro Verde		468.75	214.60	436.00	
	Southern		292.51	180.82	276.08	
	Minera Las Bambas		159.62	130.00	148.74	
	Quellaveco		149.71	130.77	142.93	
	Tintaya + Antapaccay		130.66	112.17	121.74	

Del 27.11.2024 al 03.12.2024

CL

Demanda de principales cargas mineras del SEIN

Fecha y Actividad

Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

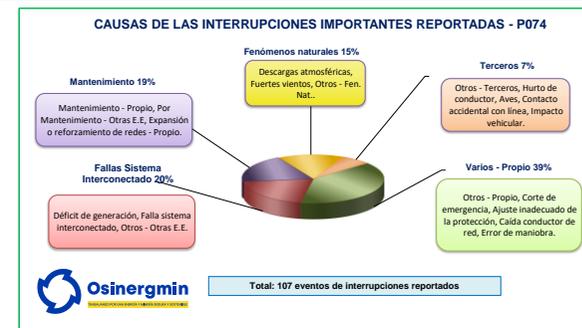
Interrupciones importantes reportadas (Causas)

OSINERGMIN

Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 107.

Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%
Varios Propio (1)	39
Fallas Sistema Interconectado (2)	20
Mantenimiento (3)	19
Fenómenos Naturales (4)	15
Terceros (5)	7

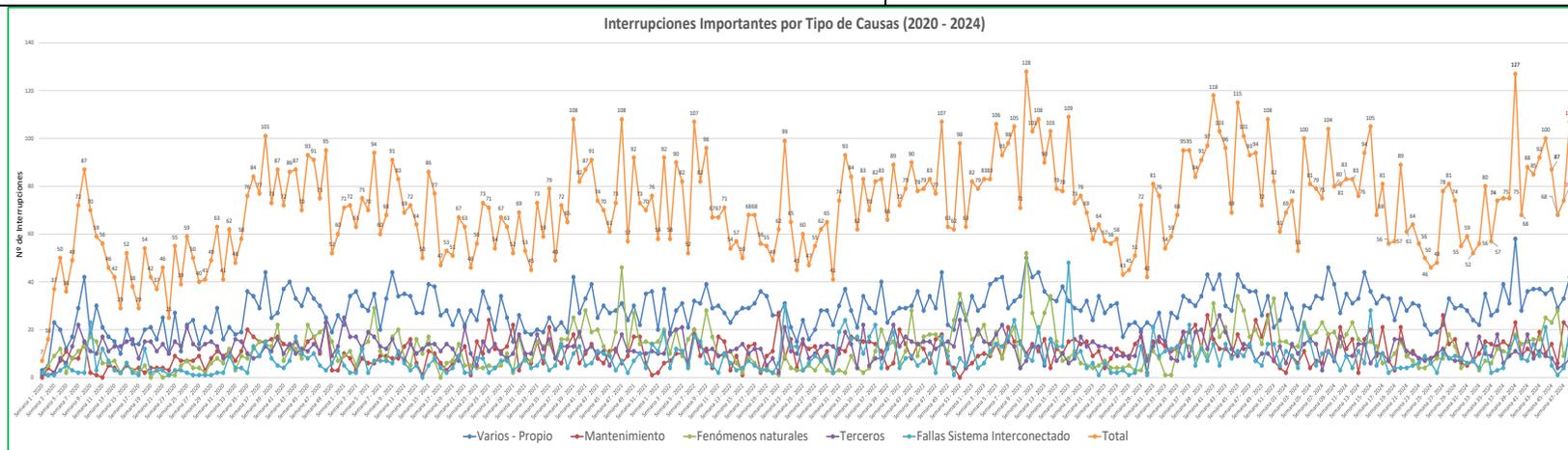
(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).



- Varios - Propio: Otros - Propio (24.1%, 26 veces, 14h 18' de duración), Corte de emergencia (8.4%, 9 veces, 7h 29' de duración), Caída conductor de red (2.8%, 3 veces, 5h 17' de duración), Ajuste inadecuado de la protección (2.8%, 3 veces, 1h 12' de duración), Error de maniobra (0.9%, 1 vez, 5' de duración).
- Fallas Sistema Interconectado: (Reconexión la carga) (20%, 4 veces, de duración), Otros - Otras E.E (4.7%, 5 veces, 4h 38' de duración), Falla sistema interconectado (7.65%, 8 veces, 1h 15' de duración), Déficit de generación (7.65%, 8 veces, 3h 19' de duración).
- Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (15.8%, 11 veces, 2h 19' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (6.5%, 7 veces, 2h 39' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (1.9%, 2 veces, 1h 41' de duración).
- Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (12.2%, 13 veces, 14h 39' de duración), Fuertes vientos (1.9%, 2 veces, 3h 40' de duración), Otros - Fen. Nat. (0.9%, 1 vez, 1h 37' de duración).
- Terceros: Otros - Terceros (2.4%, 3 veces, 6h 20' de duración), Hurto de conductor (1.9%, 2 veces, 4h 31' de duración), Aves (0.9%, 1 vez, 2h 21' de duración), Impacto vehicular (0.9%, 1 vez, de duración), Contacto accidental con líneas (0.9%, 1 vez, 1h 31' de duración).

Del 27.11.2024 al 03.12.2024

SEIN



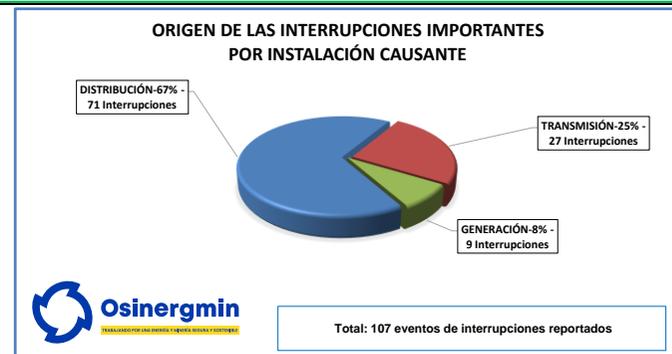
Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)

OSINERGMIN

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

Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción
Distribución	71	67
Transmisión	27	25
Generación	9	8

(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.



- Distribución: Causas internas (64.8%, 46 veces, 4d 13h 44' de duración), Fenómenos naturales (12.7%, 9 veces, 13h 25' de duración), Terceros (9.9%, 7 veces, 10h 14' de duración), Otros suministradores (12.7%, 9 veces, 1d 7h 7' de duración).
- Transmisión: Causas internas (33.3%, 9 veces, 1d 3h 26' de duración), Fenómenos naturales (25.9%, 7 veces, 6h 31' de duración), Terceros (3.7%, 1 vez, 4h 24' de duración), Otros suministradores (37%, 10 veces, 13h 18' de duración).
- Generación: Otros suministradores (100%, 9 veces, 3h 26' de duración).

Del 27.11.2024 al 03.12.2024

SEIN

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 29.11.2024 al 05.12.2024	G	<p>Supervisión del Contrato: C.S.F. Lupi-150 MW</p> <p>Empresa: GR VALE S.A.C.</p>	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto se encuentra ubicado en el departamento Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, distrito de Carumas. La Concesión Definitiva de Generación fue otorgada mediante RM N° 443-2023-MINEM/DM, publicada el 11.11.2023 y El Contrato de Concesión N° 605-2023 fue elevada a escritura pública con fecha 01.12.2023. El Ministerio de Cultura filial de Moquegua aprobó los CIRA N° 2018-38-DDC-MOQ/MC y el CIRA N° 13-2020-DDC-MOQ/MC, para toda el área del proyecto. El DIA para la Central de Generación y su Línea de Transmisión fue aprobada por el SENACE mediante RD N° 035-2019- SENACE-PE/DEAR DEL 15.02.2019 y su modificación (MDIA) fue aprobada por la DGAAE del MINEM mediante RD N° 0084-2021-MINEM/DGAAE del 22.03.2021. El 19.07.2024, con Carta N° COES/D/DP-690-2024 el COES dio conformidad al Estudio de Pre Operatividad del Proyecto C.S.F. Lupi -181,2 MW. Las obras preliminares se iniciaron con fecha 13.02.2024 y a la fecha continúan con la construcción del cerco perimetral y labores de limpieza y movimiento de tierras. La POC está prevista para el 31.07.2026. El monto de inversión será de US\$ 164,3 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	 <p>Estudios Geológicos Geotécnicos - Perforaciones diamantinas</p>  <p>Caseta de vigilancia y almacén - Enmallado de cerco Perimetral</p>
Del 29.11.2024 al 05.12.2024	T	<p>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Pariñas-Nueva Tumbes (El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Tumbes y Piura, provincias de Piura y Talara, distritos de Tumbes y Pariñas)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Mediante la R.M. N° 123-2021-MINEM/DM, el MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma del proyecto por 87 días calendarios. Posteriormente, a través de la R.M. N° 152-2024-MINEM/DM del 12.04.2024, se aprobó una suspensión adicional de 73 días calendario, estableciendo la nueva fecha de la POC para el 05.06.2024. Habiendo cumplido la aprobación del EIA, el Cierre Financiero, Ingeniería Definitiva y el Estudio de Pre Operatividad, estipulado en la Cláusula 4.4 del Contrato SGT, la Fase Constructiva se inició el 16.01.2023. El 13.11.2023, se otorgó la Concesión Definitiva con R.M. N° 453-2023-MINEM/DM. Para lo anterior, como exige el Contrato de Concesión, han presentado las Pólizas y Seguros vigentes durante la fase constructiva. El 21.06.2024, CLTLN presentó al COES es EO, el cual se encuentra en etapa de subsanación de observaciones. En la S.E. Nueva Tumbes (Alipio Rosales) se ha culminado con la construcción del cerco perimétrico, la sala de control, la caseta de campo y asfaltado de las vías internas de la subestación; y el montaje de estructuras metálicas del patio de llaves. Se está culminando con las fundaciones del patio de llaves y puesta a tierra, montaje de pórtico y soportes de equipos de patio de llaves. Se han montado los soportes metálicos y equipos de maniobra, protección y medición del patio 220 kV y correspondientes canaletas; y tendido y peinado de los cables de control, medición y fuerza. Se han concluido con el montaje de pórticos y barras 220 kV; y la interconexión entre los equipos de patio. Se ha culminado con el montaje del Reactor Trifásico de Barra 220 kV, 20 MVAR. Se realizaron las 	 <p>Trabajos en Línea de Media tensión – S.E. Alipio Rosales</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																								
	Concesionaria: Concesionaria Línea de Transmisión la Niña S.A.C.	<p>pruebas SAT de los equipos de patio y las pruebas de nivel cero. Está pendiente pruebas y puesta en servicio.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ En la S.E. Pariñas se ha finalizado el montaje electromecánico de los equipos de maniobra, protección y medición en el patio de llaves. Asimismo, se completó el conexionado entre los equipos de patio, la conexión a tierra de las bases de los equipos y el peinado de los cables de control y medición. Se llevaron a cabo las pruebas SAT de los equipos de patio. Está pendiente pruebas y puesta en servicio. ▪ En la L.T. 220 kV Pariñas-Alipio Rosales, se concluyó con el montaje del conductor. ▪ En la Variante L.T. 220 kV Zorritos-Machala (15 torres) se han montado y tendido conductor. Se ha concluido el montaje y arreglos de la Torre N° 1 con corte de energía de la citada línea. ▪ Se inició la construcción de L.T. 22, 9 kV de ENOSA para los servicios auxiliares de la S.E. Alipio Rosales. ▪ El 17.05.2024, la CLTLN comunicó al MINEM y al Osinergmin que la empresa CENERGIA ha sido seleccionada como Inspector del proyecto. ▪ Se ha designado al Ing. Erasmo Muedas Canchanya como Jefe de Pruebas. ▪ El avance global del proyecto es de 99,6%. Avance constructivo 99,2%: Subestaciones 98,6%. Líneas de Transmisión 99,7%. ▪ El Avance económico registra un acumulado de 97,3%, con un importe aproximado de US\$ 32,580 millones. ▪ El frenaje en el proyecto es el hurto de conductores (actos vandálicos) de la LT de 220 kV Pariñas - Alipio Rosales. Este hecho fue comunicado por la Concesionaria, como evento de caso fortuito y/o fuerza mayor, el 8 de marzo de 2024. Además, los atrasos en la construcción y operación del Centro de Control de la Concesionaria Líneas de Transmisión La Niña S.A.C. (Enlace 1), en la S.E. Piura Nueva (Miguel Grau), impactará en la culminación, pruebas y Puesta en Servicio de este proyecto (Enlace 2). 																																																																									
SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<p style="text-align: center;">PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Proyecto</th> <th>Concesionaria</th> <th>Tipo de Central</th> <th>Potencia (MW)</th> <th>Inversión (US\$ millones)</th> <th>Avance global</th> <th>Puesta En Operación Comercial</th> <th>Tipo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P.E. San Juan</td> <td>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.</td> <td>CE</td> <td>135.7</td> <td>164.1</td> <td>99,9%</td> <td>31.12.2024</td> <td>N.C</td> </tr> <tr> <td>C.H. Tupuri</td> <td>EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.</td> <td>CH</td> <td>2.2</td> <td>10.2</td> <td>91.1%</td> <td>29.12.2024</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>C.H. San Gabán III</td> <td>HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.</td> <td>CH</td> <td>209.3</td> <td>500.5</td> <td>92,4%</td> <td>28.07.2025</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>C.S.F. San Martín</td> <td>JOYA SOLAR S.A.C.</td> <td>CSF</td> <td>252.4</td> <td>180.6</td> <td>80,0%</td> <td>31.12.2025</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. Illa</td> <td>ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.</td> <td>CSF</td> <td>385</td> <td>335</td> <td>18,0%</td> <td>31.12.2025</td> <td>N.C</td> </tr> <tr> <td>C.S.F. Sunny</td> <td>KALLPA GENERACIÓN S.A.</td> <td>CSF</td> <td>204</td> <td>149.6</td> <td>28,6%</td> <td>30.06.2025</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>0,0%</td> <td>30.12.2026</td> <td>N.C</td> </tr> </tbody> </table>		Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo	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	92,4%	28.07.2025	C	C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	80,0%	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	18,0%	31.12.2025	N.C	C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	28,6%	30.06.2025	N.C	C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,0%	30.12.2026	N.C
Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo																																																																				
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	92,4%	28.07.2025	C																																																																				
C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	80,0%	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	18,0%	31.12.2025	N.C																																																																				
C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	28,6%	30.06.2025	N.C																																																																				
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,0%	30.12.2026	N.C																																																																				