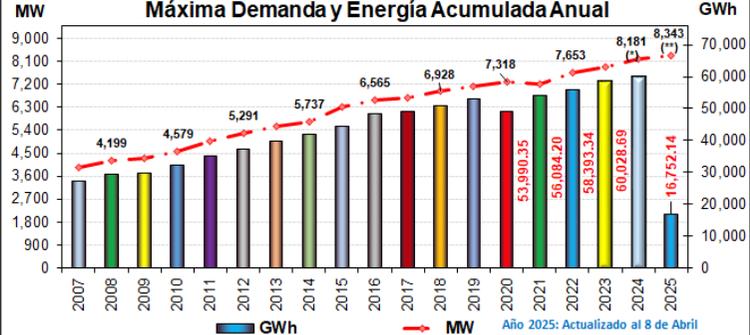
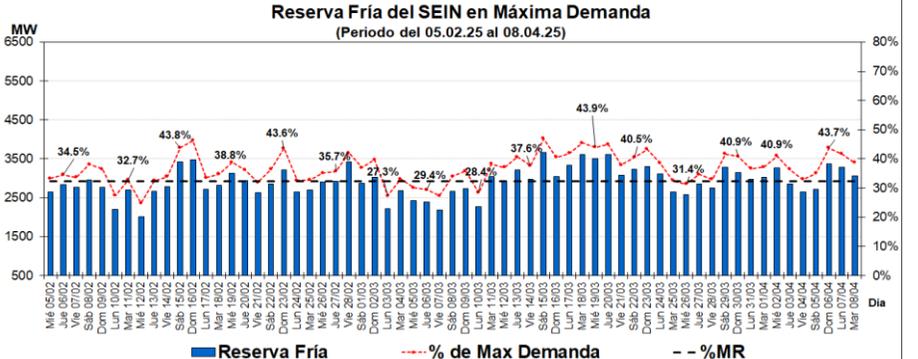
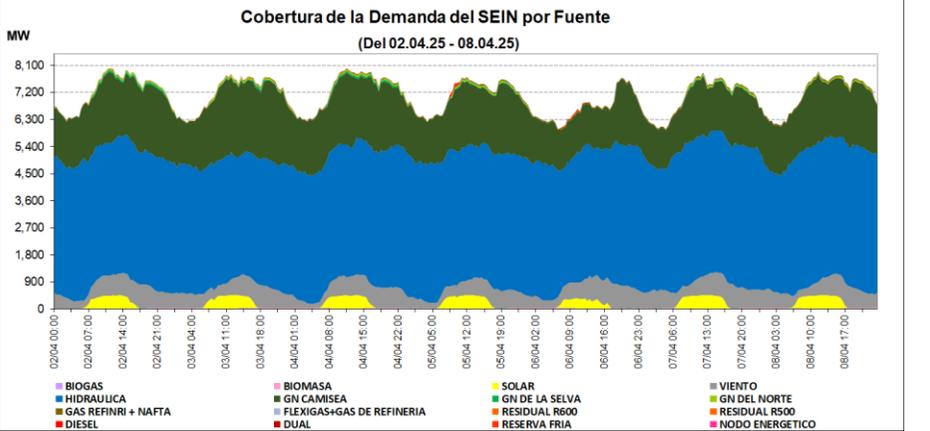
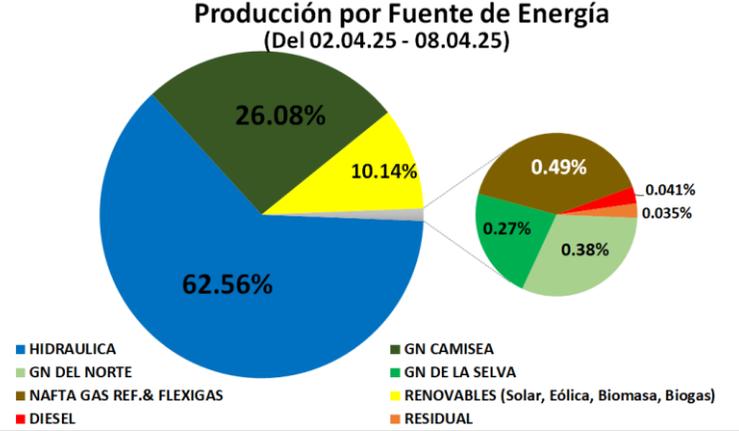
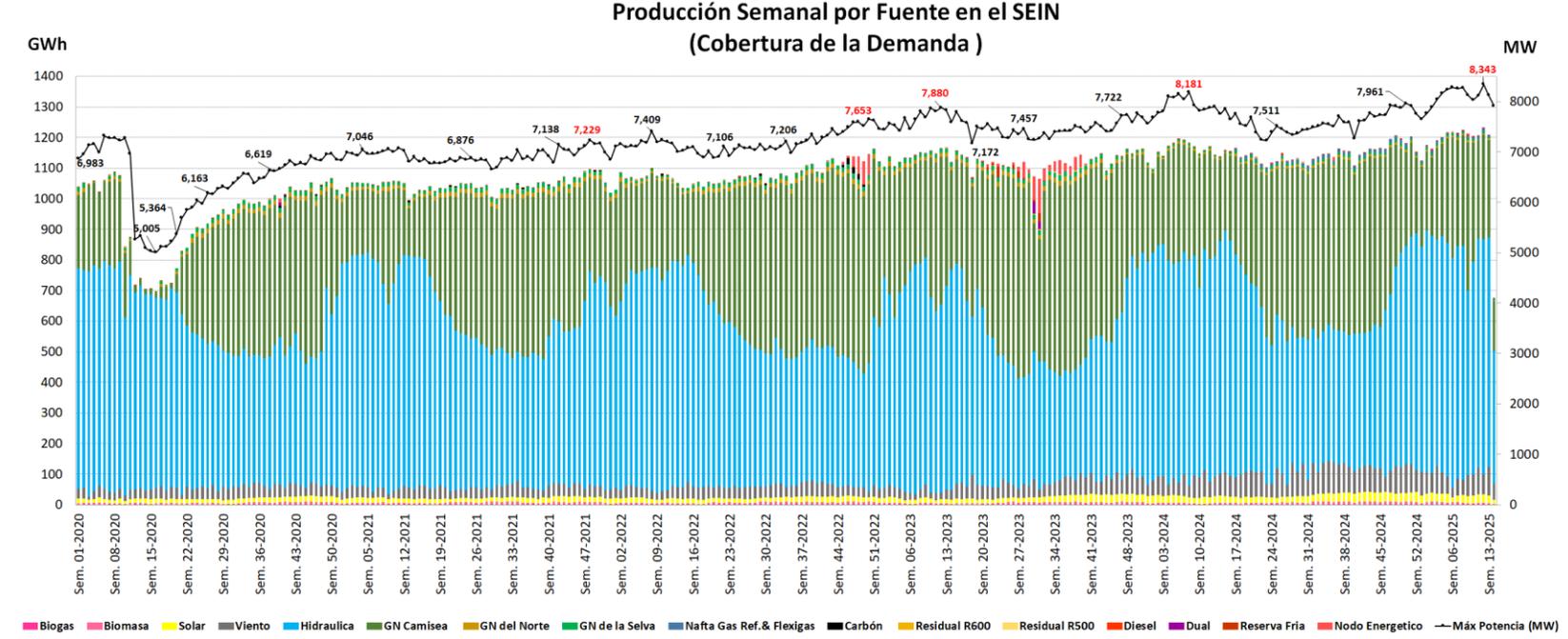
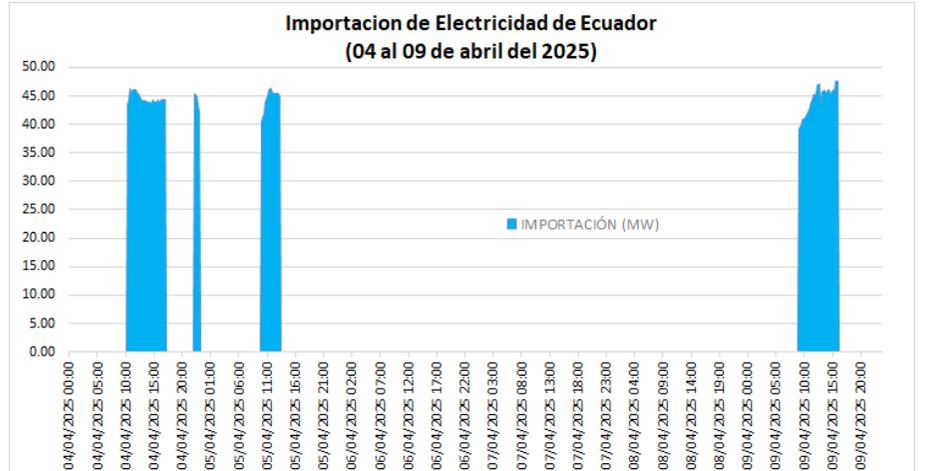
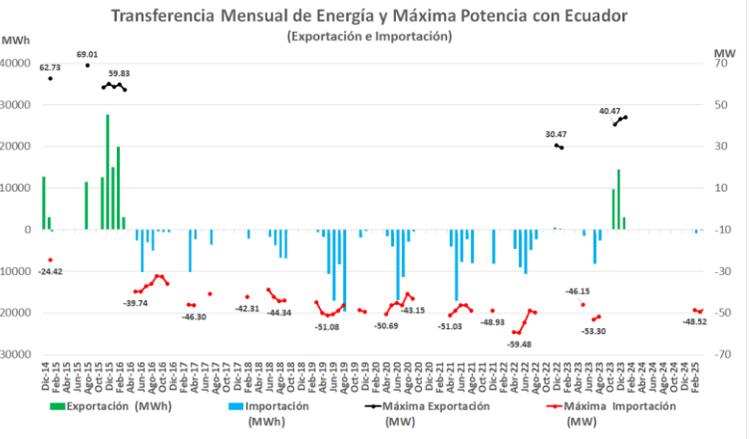


División de Supervisión de Electricidad

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
04.04.2025	G	<p>A las 11:30 h del 04.04.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 8,059.28 MW. No supero los 8,342.91 MW registrado el día 28.03.2025 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="560 311 1310 518"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fria (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,230.20</td> <td>427.25</td> <td>34.7%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>5,031.60</td> <td>319.28</td> <td>6.3%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,797.48</td> <td>1,909.15</td> <td>106.2%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>8,059.3</td> <td>2,655.7</td> <td>33.0%</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 Fria (MW)	Porcentaje %	Norte	1,230.20	427.25	34.7%	Centro	5,031.60	319.28	6.3%	Sur	1,797.48	1,909.15	106.2%	Total	8,059.3	2,655.7	33.0%	<p>Medidas adoptadas por Osinergmin u otros</p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.02.2024 a las 12:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 07.01.2025 a las 14:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,230.20	427.25	34.7%																				
Centro	5,031.60	319.28	6.3%																				
Sur	1,797.48	1,909.15	106.2%																				
Total	8,059.3	2,655.7	33.0%																				
Del 02.04.2025 al 08.04.2025	G	<p>Reserva Fria del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 05.02.25 al 08.04.25)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Chilca (TG2: 170 MW): Del 02 al 08 de abril, se viene realizando la inspección por los 33000 EOH como mantenimiento preventivo. ➤ C.T. Recka (TG1: 179.37 MW): Del 04 al 05 de abril, la unidad quedo indisponible debido a un mantenimiento en la línea L-2167. <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 02.04.2025 al 08.04.2025	SEIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 08.04.2025 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 02.04.25 - 08.04.25)</p>  <p>Nota: Durante la semana se registró la operación de unidades diésel pertenecientes a las centrales termoeléctricas RF Ilo2, RF Pucallpa y Puerto Maldonado, junto con la unidad Cummins de Shougesa. Estas unidades se pusieron en funcionamiento de manera preventiva para evitar sobrecargas en determinadas líneas de transmisión del SEIN. Además, RF Eten operó con fines de prueba mediante ensayos aleatorios.</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 02.04.25 - 08.04.25)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 02.04.2025 al 08.04.2025	SEIN	<p data-bbox="235 422 436 502">Producción Semanal por Fuente</p>  <p data-bbox="504 782 1702 821">*En la gráfica no se considera importación de energía de Ecuador hacia Perú Producción Semanal por fuente, actualizado al 08.04.2025 correspondiente a la Semana N°14 2025 (05 al 11 de abril del 2025)</p>	

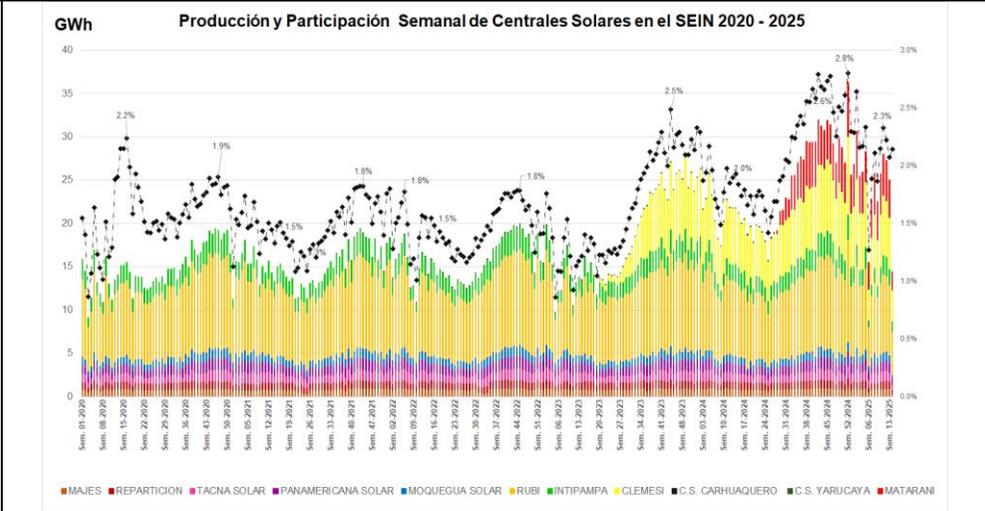
Del 02.04.2025 al 09.04.2025	G	<p data-bbox="235 1045 436 1220">Importación de Energía de Ecuador hacia Perú CENACE - COES</p> <p data-bbox="459 837 1433 957">Con la finalidad de recuperar los suministros de la SE Zorritos, a las 09:05 h del 04 y 09 de abril, el COES coordinó la transferencia de la carga (49 MW) de la SE Zorritos al sistema eléctrico ecuatoriano mediante el cierre del interruptor IN-2490 de la línea L-2280 (Zorritos - Machala) de 220 kV.</p> 	
------------------------------	---	--	--

Fecha y Actividad	CS	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
-------------------	----	---------------------	--	--

Del 02.04.2025 al 08.04.2025

CS

Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN



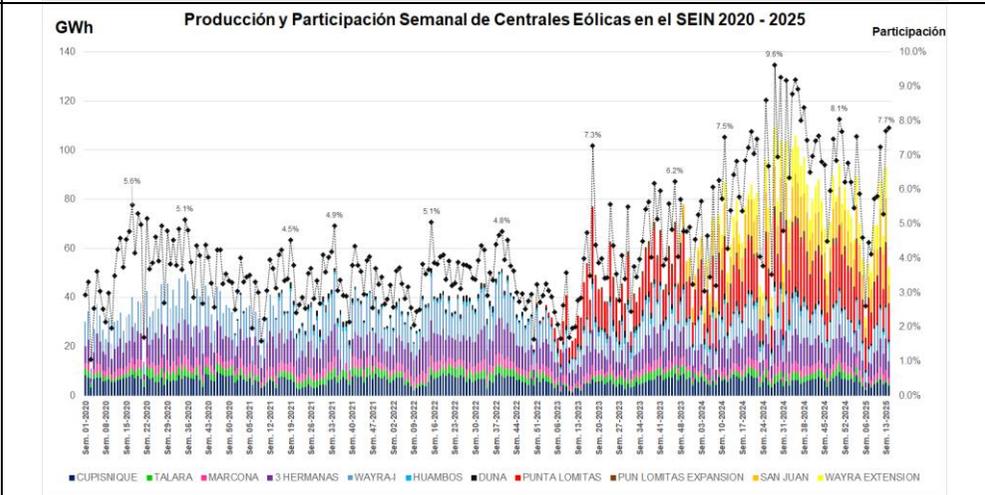
Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024-2025

Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC
C.S. Carhuauquero	10.0	0.55	14.02.2024
C.S. Clemesi	33	114.93	28.02.2024
C.S. Matarani	0.66	80	11.09.2024

Del 02.04.2025 al 08.04.2025

CE

Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN



Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024-2025

Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC
C.E. Wayra Extensión	33.0	177.00	29.06.2024
C.E. San Juan	33.0	135.70	14.12.20247

Del 02.04.2025 al 08.04.2025

G

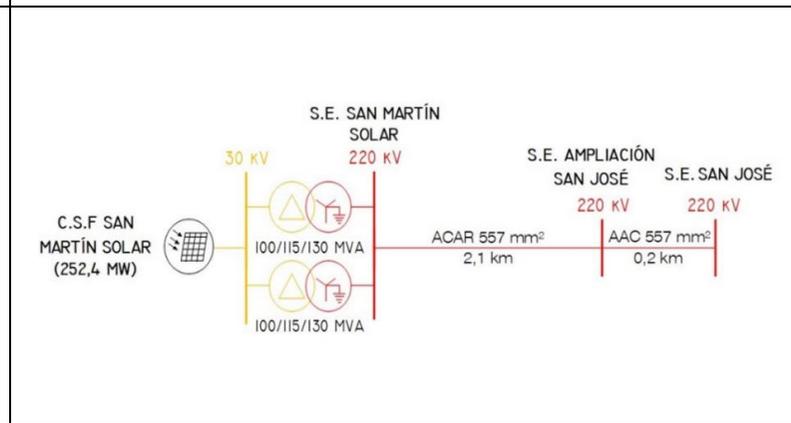
Primera Energización de la Línea L-2073 y Transformadores TRP220 y TRP221

(Departamento: Arequipa, Provincia: Arequipa, Distrito: La Joya)

JOYA SOLAR S.A.C.

L-2073 (SE San José – SE San Martín)
El 07.04.25 a las 16:58 se energizó por primera vez la línea de 220 kV entre San José y San Martín. Previamente, a las 16:15 se activó la extensión de la Barra B y a las 16:24 la extensión de la Barra A, ambas en la SE San José; posteriormente, a las 17:34 se energizó la SE San Martín cerrando el interruptor IN-2201.

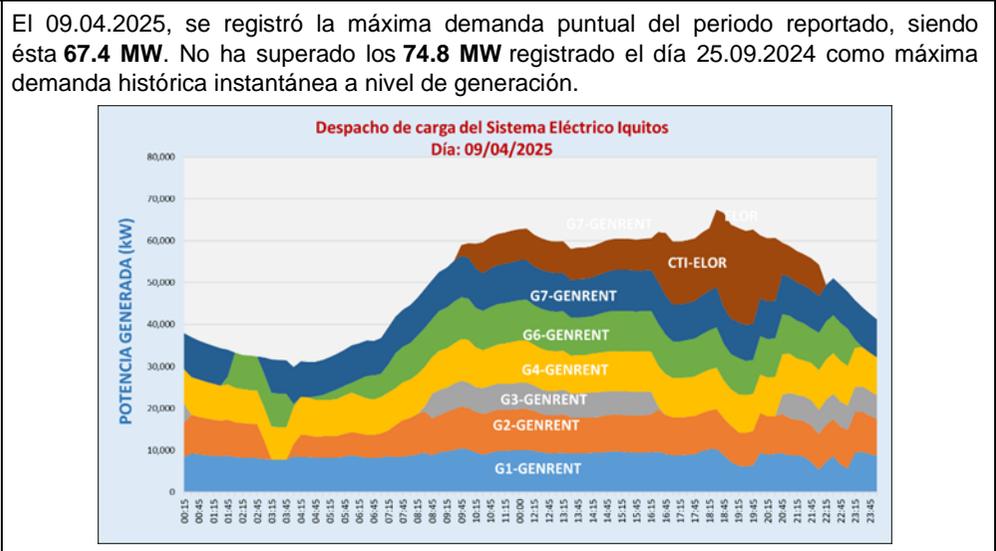
Transformadores TRP220 y TRP221
El 08.04.25 se energizó el transformador TRP220 (220/33 kV) a las 11:35 y el TRP221 (220/33 kV) a las 15:24 en la SE San Martín. Durante las operaciones, no se interrumpió el suministro en el SEIN.



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
-------------------	---------------------	--	--

Del 02.04.2025 al 09.04.2025

GSA
Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos
OSINERGMIN



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 algunas unidades de la CTIN ya ejecutaron mantenimiento correspondiente a 42 000 horas de operación.

Grupos	Mantenimiento 36k		Mantenimiento 42k		Horómetro actual al 10/04/2025
	Horómetro	Fechas	Horómetro	Horas desde 36k	
MAN1	37536	09/05 al 30/05/2024		6308	43844
MAN2	38411	03/06 al 26/06/2024		5990	44401
MAN3	36312	09/03 al 27/03/2024		6694	43006
MAN4	37294	19/04 al 08/05/2024	43167	5873	03/03 al 13/03/2025
MAN5	37326	01/04 al 18/04/2024		5862	07/04 - continua
MAN6	35666	18/09 al 26/10/2023	42714	7048	23/09 al 30/09/2024
MAN7	38443	22/01 al 15/02/2024	45641	7198	31/01 al 13/02/2025

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

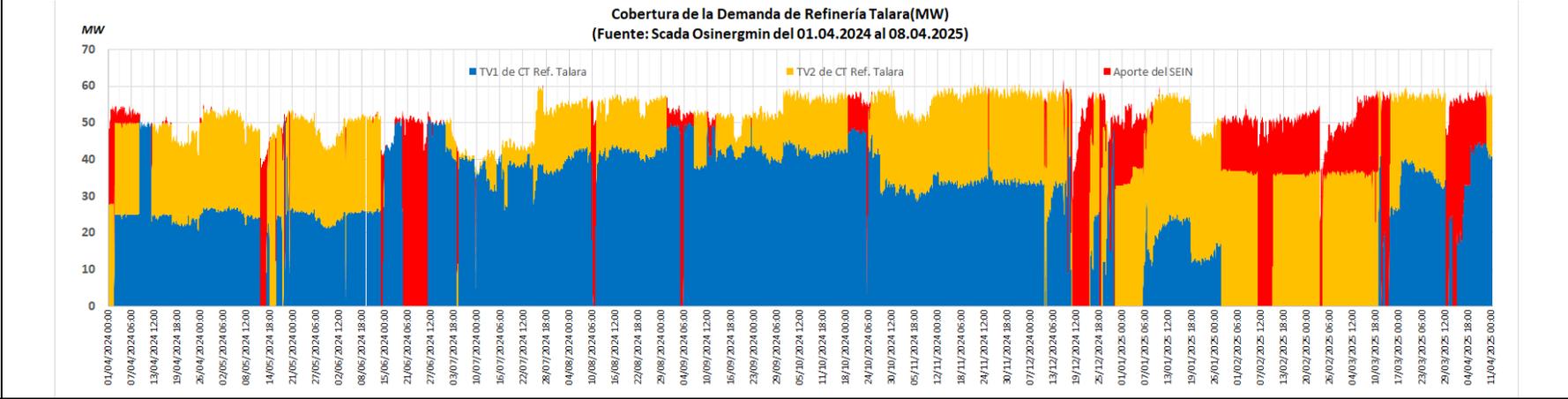
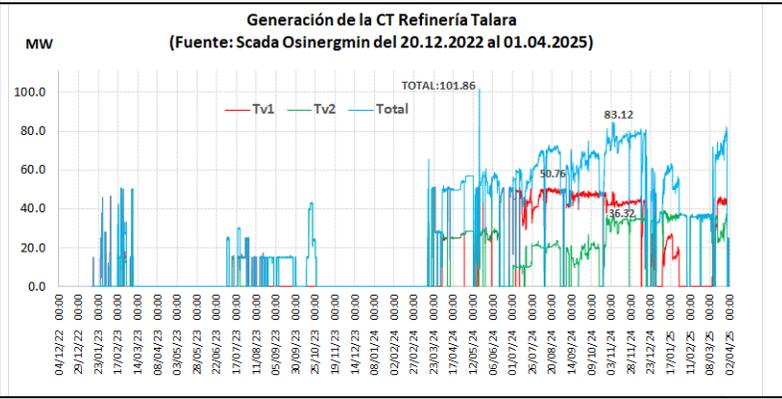
Los grupos W-1, W-4, W-5, W6, y W7 se encuentran disponibles y operativos con petróleo Diesel-2 para los arranques y paradas cortos (emergencia). Para operación mayor a 4 horas las unidades de CT Iquitos emplean R-6 (Residual).

Del 02.04.2025 al 08.04.2025

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 65 MW entre las dos unidades.



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias												
Del 02.04.2025 al 08.04.2025	SEIN OSINERGMIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 65.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (2)</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>Terceros (3)</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (4)</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td> <td>6</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)	51	Mantenimiento (2)	23	Terceros (3)	11	Fenómenos Naturales (4)	9	Fallas Sistema Interconectado (5)	6
		Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%											
Varios Propio (1)	51													
Mantenimiento (2)	23													
Terceros (3)	11													
Fenómenos Naturales (4)	9													
Fallas Sistema Interconectado (5)	6													

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074

Total: 65 eventos de interrupciones reportados

- Varios - Propio: Otros - Propio (35.7%, 23 veces, 9h 49' de duración), Corte de emergencia (9.2%, 6 veces, 4h 28' de duración), Caída conductor de red (3.1%, 2 veces, 11h 54' de duración), Ajuste inadecuado de la protección (1.5%, 1 vez, 5h 23' de duración), Caída de estructura (1.5%, 1 vez, 31' de duración).
- Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (7.65%, 5 veces, 3h 58' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (7.65%, 5 veces, 13h 2' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Otras E.E (4.0%, 3 veces, 9h 38' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (3.1%, 2 veces, 8h 22' de duración).
- Terceros: Otros - Terceros (5%, 3 veces, 1h 38' de duración), Aves (1.5%, 1 vez, 6h 11' de duración), Impacto vehicular (1.5%, 1 vez, 1h 4' de duración), Vandalismo (1.5%, 1 vez, 1h de duración), Caída de árbol (1.5%, 1 vez, 3h 39' de duración).
- Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (4.4%, 3 veces, 6h 22' de duración), Otros - Fen. Nat. (3.1%, 2 veces, 1h 16' de duración), Fuertes vientos (1.5%, 1 vez, 2h 14' de duración).
- Fallas Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, de duración), Falla sistema interconectado (1.5%, 1 vez, 16' de duración), Déficit de generación (1.5%, 1 vez, 5' de duración), Otros - Otras E.E (6%, 2 veces, 3h 33' de duración).

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias												
Del 02.04.2025 al 08.04.2025	SEIN OSINERGMIN	<p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1"> <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>49</td> <td>75</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>14</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>2</td> <td>3</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	49	75	Transmisión	14	22	Generación	2	3
		Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción										
Distribución	49	75												
Transmisión	14	22												
Generación	2	3												
<p>Total: 65 eventos de interrupciones reportados</p>														

ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE

Total: 65 eventos de interrupciones reportados

- Distribución: Causas internas (69.4%, 34 veces, 3d 16h 2' de duración), Fenómenos naturales (12.2%, 6 veces, 1d 9h 52' de duración), Terceros (12.2%, 6 veces, 12h 28' de duración), Otros suministradores (6.1%, 3 veces, 4h 49' de duración).
- Transmisión: Causas internas (57.1%, 8 veces, 1d 8h 23' de duración), Terceros (7.1%, 1 vez, 1h 4' de duración), Otros suministradores (35.7%, 5 veces, 15h 2' de duración).
- Generación: Causas internas (50%, 1 vez, 42' de duración), Otros suministradores (50%, 1 vez, 5' de duración).

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 02.04.2025 al 08.04.2025	G	<p>Supervisión del Contrato: C.H. San Gaban III</p> <p>Empresa: HYDRO GLOBAL PERU</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gaban. ▪ 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 N° 494-2016. ▪ 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 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. ▪ El MINEM otorgo la concesión definitiva mediante R.M. 381-2024-MINEM/DM. del 02.10.2024 para el proyecto L.T. 220 kV S.E. Paquillusi – S.E. Pumiri. ▪ La concesionaria informa que los avances son: <ul style="list-style-type: none"> ○ En la L.T. 220 kV S.E. Paquillusi – S.E. Pumiri se tiene 400 torres montadas y un tendido de conductores 155 km, de un total de 415 torres y 178 km con un avance global de 94,0%. ○ En cuanto a la Central, se ha verificado el avance de las obras civiles, teniendo el tapón a cámara de aire un avance del 100%. En cuanto a los avances electromecánicos, se viene instalando el sistema HVAC en los túneles de acceso y la instalación de alarmas contra incendios, registrando un avance del 100%. ○ Se iniciaron las pruebas del túnel de conducción en marzo de 2025, sin inconvenientes ni pérdidas hasta la fecha. Actualmente, se están realizando las pruebas de giro en vacío de las turbinas. ○ El proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III registra un avance global de 97,0%. ○ El proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III registra un avance físico de 97,5%. ▪ El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por la Concesionaria. 	 <p style="text-align: center;">HVAC en túnel de acceso a casa maquina</p>  <p style="text-align: center;">Apertura de válvula principal</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 02.04.2025 al 08.04.2025	T	<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 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 el proyecto. CLTLN y el MINEM suscribieron el Contrato de Concesión N° 618-2024, el cual fue inscrito en la SUNARP el 30.09.2024. El 16.10.2024, CLTLN comunicó al MINEM la existencia de una controversia (debido al incumplimiento por parte del Concedente en la provisión y el aseguramiento del punto de conexión requerido para que el proyecto se integre al SEIN) y dan inicio a un trato directo nacional. El 29.10.2024, el COES definió los nuevos alcances para el EPO, con lo cual se actualizará el anterior EPO con las nuevas condiciones del SEIN. El 02.01.2025, con carta GG-TIAG-CLTLN-003-2025, CLTLN informa que el Concedente no ha emitido ningún pronunciamiento respecto al Trato Directo. CLTLN afirma que se encuentra impedida de continuar con las obras pendientes y lo trámites necesarios para la POC. Finaliza indicando que mientras la situación no sea superada de manera definitiva y no se cuente con el Punto de Conexión previsto contractualmente, CLTLN no asume ninguna responsabilidad por la falta de ejecución de las obligaciones contractuales relacionadas con la ejecución de las obras pendientes y la configuración de la POC. El 23.01.2025, con carta GG-TIAG-CLTLN-033-2025, CLTLN aceptó la reunión en la fecha propuesta por el MINEM y la extensión de 15 días hábiles en el plazo del Trato Directo. CLTLN informó que se mantienen en etapa de Trato Directo con el MINEM, sin acuerdos aún. La ingeniería de detalle se mantiene con un avance de 98,9%, según lo informado por la empresa supervisora DESSAU S&Z. 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 125 estructuras. No se ha iniciado el tendido de conductor. Se realizan actividades de montaje de la L.T. 22,9 kV de Servicios Auxiliares, se tiene un avance de 93%. Applus informó que se mantiene un total de 30 torres con problemas de servidumbre, de las cuales: en 15 torres no se iniciaron ni las obras civiles y en 15 torres (ya montadas o con montaje iniciado) se tiene el acceso bloqueado para la continuación de su montaje o revisión. CLTLN informó que están realizando nuevas visitas a los propietarios para coordinaciones sobre los montos de pago y que presentaron más de 30 expedientes solicitando imposición de servidumbre para torres y vanos. Applus informó que la Concesionaria no realizó actividades civiles ni electromecánicas durante los meses de enero, febrero y marzo en las S.E. Leoncio Prado, S.E. Aguaytía y L.T. Leoncio Prado – Aguaytía. Solo se realizaron actividades en la L.T. de 22,9 kV (970 metros), donde está pendiente la llegada del medidor electrónico multifunción. Applus solicitó a CLTLN informar sobre el Plan de acción que tomará respecto al cambio de nivel de tensión de 22,9 kV a 10 kV realizado por Electrocentro. Al respecto, CLTLN informó que está en conversaciones con Electrocentro referente 	<p>Medidas adoptadas por Osinergmin u otros</p>  <p>Vista panorámica de la S.E. Leoncio Prado</p>  <p>Vista panorámica de la S.E. Aguaytía</p>  <p>Construcción de la LT 22,9 kV de Servicios Auxiliares</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																														
		<p>a la ampliación de 700 metros de su Red de 22,9 kV hacia el nuevo punto PMI en la estructura P-05.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Applus informó que está pendiente la instalación de cinco Piezómetros del Tipo Casagrande en la S.E. Leoncio Prado (3 piezómetros instalados en los taludes y 2 piezómetros instalados en la plataforma de la subestación) y la finalización del levantamiento de observaciones. ▪ El avance global del proyecto se mantiene en 89,4%. <ul style="list-style-type: none"> ○ Avance L.T.: 77,2%. Avance S.E.s: 97,6%. Avance L.T. SS.AA.: 95,0%. ▪ El monto de inversión será de US\$ 27,96 millones, según lo informado por la Concesionaria. 																																																															
SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL																																																															
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">Proyecto</th> <th style="width: 20%;">Concesionaria</th> <th style="width: 10%;">Tipo de Central</th> <th style="width: 10%;">Potencia (MW)</th> <th style="width: 10%;">Inversión (US\$ millones)</th> <th style="width: 10%;">Avance global</th> <th style="width: 10%;">Puesta En Operación Comercial</th> <th style="width: 10%;">Tipo</th> </tr> </thead> <tbody> <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>97,0%</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>98,9%</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>60%</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	C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	97,0%	28.07.2025	C	C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	98,9%	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	60%	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																																																								
		C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	97,0%	28.07.2025	C																																																								
		C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	98,9%	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	60%	30.06.2025	N.C																																																								
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,0%	30.12.2026	N.C																																																										
C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	97,0%	28.07.2025	C																																																										
C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	98,9%	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	60%	30.06.2025	N.C																																																										
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,0%	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: Proyectado
Fecha: 04.04.2025