

División de Supervisión de Electricidad



Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
23.12.2025	G	Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	<p>A las 11:00 h del 23.12.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 8,053.1 MW. No supero los 8,342.91 MW registrado el día 28.03.2025 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table><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>1,222.38</td><td>606.62</td><td>49.6%</td></tr><tr><td>Centro</td><td>4,941.47</td><td>306.72</td><td>6.2%</td></tr><tr><td>Sur</td><td>1,889.21</td><td>1,901.90</td><td>100.7%</td></tr><tr><td>Total</td><td>8,053.1</td><td>2,815.2</td><td>35.0%</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	1,222.38	606.62	49.6%	Centro	4,941.47	306.72	6.2%	Sur	1,889.21	1,901.90	100.7%	Total	8,053.1	2,815.2	35.0%	<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	1,222.38	606.62	49.6%																					
Centro	4,941.47	306.72	6.2%																					
Sur	1,889.21	1,901.90	100.7%																					
Total	8,053.1	2,815.2	35.0%																					
Del 17.12.2025 al 23.12.2025	G	Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGMIN		<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none">➤ C.T. RF ILO (TG3: 165.6 MW): Del 17 al 19 de diciembre, la unidad estuvo fuera de servicio debido a mantenimiento mantenimiento Turning GEAR.➤ C.T. ETEN (CENTRAL: 225 MW): Del 17 al 18 de diciembre, la unidad estuvo fuera de servicio debido a mantenimiento preventivo para pruebas eléctricas de transformador de potencia LCI, excitación, SS. AA., GT2.➤ C.T. SANTA ROSA II (TG8: 190 MW): Del 17 al 22 de diciembre, la unidad estuvo fuera de servicio debido a mantenimiento preventivo para inspección anual de BOP y reemplazo de transiciones y mantenimiento anual de transformador de potencia. <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N°158-2025-MINEM/DM, se fijó en 34.5% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2025 hasta abril de 2026.</p>																				
Del 17.12.2025 al 23.12.2025	SEIN	Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 23.12.2025 se dio de la siguiente manera.</p>	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p>																				

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																												
Del 17.12.2025 al 23.12.2025	SEIN	Producción Semanal por Fuente	<div><div>Producción Semanal por Fuente en el SEIN (Cobertura de la Demanda)</div></div>																													
			*En la gráfica no se considera importación de energía de Ecuador hacia Perú Producción Semanal por fuente, actualizado al 23.12.2025 correspondiente a la Semana N°51 - 2025 (20 al 26 de diciembre del 2025)																													
Del 17.12.2025 al 23.12.2025	CS	Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN	<div><div>Producción y Participación Semanal de Centrales Solares en el SEIN 2020 - 2025</div></div>	<div><div>Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024-2025</div><table><tr><th>Central</th><th>Tensión de Conexión (Kv)</th><th>Potencia Instalada (MW)</th><th>Fecha POC</th></tr><tr><td>C.S. Carhuaquero</td><td>10.0</td><td>0.55</td><td>14.02.2024</td></tr><tr><td>C.S. Clemesi</td><td>33</td><td>114.93</td><td>28.02.2024</td></tr><tr><td>C.S. Matarani</td><td>22.9</td><td>80</td><td>11.09.2024</td></tr><tr><td>C.S. San Martin</td><td>33</td><td>252.4</td><td>07.06.2025</td></tr><tr><td>C.S. Sunny (Etapa I)</td><td>33</td><td>204</td><td>22.10.2025</td></tr><tr><td>C.S. Coenergy</td><td>22.9</td><td>0.5</td><td>21.12.2025</td></tr></table></div>	Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC	C.S. Carhuaquero	10.0	0.55	14.02.2024	C.S. Clemesi	33	114.93	28.02.2024	C.S. Matarani	22.9	80	11.09.2024	C.S. San Martin	33	252.4	07.06.2025	C.S. Sunny (Etapa I)	33	204	22.10.2025	C.S. Coenergy	22.9	0.5	21.12.2025
			Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC																										
C.S. Carhuaquero	10.0	0.55	14.02.2024																													
C.S. Clemesi	33	114.93	28.02.2024																													
C.S. Matarani	22.9	80	11.09.2024																													
C.S. San Martin	33	252.4	07.06.2025																													
C.S. Sunny (Etapa I)	33	204	22.10.2025																													
C.S. Coenergy	22.9	0.5	21.12.2025																													

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 17.12.2025 al 23.12.2025	CE	Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN		<p>Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024-2025</p> <table><tr><th>Central</th><th>Tensión de Conexión (Kv)</th><th>Potencia Instalada (MW)</th><th>Fecha POC</th></tr><tr><td>C.E. Wayra Extensión</td><td>33.0</td><td>177.00</td><td>29.06.2024</td></tr><tr><td>C.E. San Juan</td><td>33.0</td><td>135.70</td><td>14.12.2024</td></tr></table>	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	14.12.2024
			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	14.12.2024													
Del 17.12.2025 al 23.12.2025	CS	<p>Central: C.S. Coenergy</p> <p>Empresa: COENERGY S.A.C.</p>	<p>El 19.12.2025, mediante Documento N° COES/D/DP-1171-2025, el COES aprobó la Puesta en Operación Comercial de la C.S. COENERGY a partir de las 00:00 horas del 21.12.2025.</p>													

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																		
Del 17.12.2025 al 23.12.2025	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Causas)	Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 97.	<div>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</div> <div><div><div>Fenómenos naturales 15%</div><div>Otros - Fen. Nat., Fuertes vientos, Descargas atmosféricas.</div></div><div><div>Mantenimiento 12%</div><div>Mantenimiento - Propio, Expansión o reforzamiento de redes - Propio, Por Mantenimiento - Otras E.E.</div></div><div><div>Fallas Sistema Interconectado; 5%</div><div>Otros - Otras E.E, Otros, por falla humana.</div></div><div><div>Terceros 20%</div><div>Otros - Terceros, Contacto accidental con línea, Caída de árbol, Impacto vehicular.</div></div><div><div>Varios - Propio 48%</div><div>Otros - Propio, Falla equipo, Corte de emergencia, Caída conductor de red, Contacto entre conductores, Animales, Error de maniobra.</div></div></div> <div></div> <div></div> <div>Total: 110 eventos de interrupciones reportados</div> <div><div>1) Varios - Propio: Otros - Propio (34.5%, 38 veces, 19h 13' de duración), Falla equipo (4.5%, 5 veces, 11h 53' de duración), Corte de emergencia (4.5%, 5 veces, 1h 15' de duración), Caída conductor de red (1.8%, 2 veces, 8h 19' de duración), Error de maniobra (0.9%, 1 vez, 6' de duración), Contacto entre conductores (0.9%, 1 vez, 6h 47' de duración), Animales (0.9%, 1 vez, 2h 17' de duración).</div><div>2) Terceros - Impacto vehicular (0.9%, 1 vez, 16' de duración), Caída de árbol (0.9%, 1 vez, 3h 53' de duración), Contacto accidental con línea (0.9%, 1 vez, 25' de duración), Otros - Terceros (17.3%, 19 veces, 10h 53' de duración).</div><div>3) Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (6%, 6 veces, 5h 50' de duración), Fuertes vientos (4.5%, 5 veces, 4h 51' de duración), Descargas atmosféricas (4.5%, 5 veces, 4h 28' de duración).</div><div>4) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (9.3%, 10 veces, 3h 17' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (1.8%, 2 veces, 2h 58' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (0.9%, 1 vez, 11h 20' de duración).</div><div>5) Fallas Sistema Interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Otros, por falla humana (0.9%, 1 vez, 6' de duración), Otros - Otras E.E (4.1%, 5 veces, 23h 16' de duración).</div></div> <table><tr><td colspan="6">Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2021 - 2025)</td></tr><tr><td colspan="6"></td></tr><tr><td colspan="6"><div>—Varios - Propio —Mantenimiento —Fenómenos naturales —Terceros —Fallas Sistema Interconectado —Total</div></td></tr></table>	Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2021 - 2025)												<div>—Varios - Propio —Mantenimiento —Fenómenos naturales —Terceros —Fallas Sistema Interconectado —Total</div>					
		Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2021 - 2025)																				
<div>—Varios - Propio —Mantenimiento —Fenómenos naturales —Terceros —Fallas Sistema Interconectado —Total</div>																						

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 17.12.2025 al 23.12.2025		SEIN	<div>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)</div> <div>OSINERGMIN</div> <div>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</div> <table><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>82</td><td>75</td></tr><tr><td>Transmisión</td><td>21</td><td>19</td></tr><tr><td>Generación</td><td>7</td><td>6</td></tr></tbody></table> <div>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</div> <div>(*) 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.</div>	Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	82	75	Transmisión	21	19	Generación	7	6	<div><div>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</div><div><div>DISTRIBUCIÓN-75% - 82 Interrupciones</div><div>TRANSMISIÓN-19% - 21 Interrupciones</div><div>GENERACIÓN-6% - 7 Interrupciones</div></div><div><div>Osinergmin</div><div>INSTRUMENTADO POR CABLE MONITOREO Y REPORTA OTRAS 1 Y CONTINUA...</div></div><div>Total: 110 eventos de interrupciones reportados</div></div> <div><div>(1) Distribución: Causas internas (58.5%, 48 veces, 3d 20h 3' de duración), Fenómenos naturales (17.1%, 14 veces, 14h 51' de duración), Terceros (19.5%, 16 veces, 1d 8h 37' de duración), Otros suministradores (4.9%, 4 veces, 1d 2h 19' de duración).</div><div>(2) Transmisión: Causas internas (61.9%, 13 veces, 1d 7h 46' de duración), Fenómenos naturales (9.5%, 2 veces, 18' de duración), Terceros (19%, 4 veces, 6h 34' de duración), Otros suministradores (9.5%, 2 veces, 8h 17' de duración).</div><div>(3) Generación: Causas internas (57.1%, 4 veces, 4h 16' de duración), Terceros (28.6%, 2 veces, 16' de duración), Otros suministradores (14.3%, 1 vez, 6' de duración).</div></div>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción														
Distribución	82	75														
Transmisión	21	19														
Generación	7	6														
Del 19.12.2025 al 25.12.2025		G	<div>Supervisión del Contrato:</div> <div>Central Solar Fotovoltaica Coenergy (504.9 kW)</div> <div>Empresa: COENERGY S.A.C.</div> <div><div>▪ Descripción:</div><div>El proyecto tiene contemplado la instalación de 864 módulos bifaciales distribuidos en 12 mesas de 72 módulos c/u; 2 inversores de 255 kW c/u; la tecnología del seguimiento del sol es “Fijo con eje horizontal inclinado” y un transformador de potencia de 630 KVA, conectándose finalmente a la red de media tensión de la empresa CVC Energía.</div><div>▪ Objetivo:</div><div>Vender energía al mercado Spot y/o cliente libre, diversificando la matriz energética con el uso de RER</div><div>▪ Estudios y autorizaciones:</div><div><div>○ El 23.04.2025, mediante Documento N° COES-D-DP-683-202, el COES indicó que el proyecto no requiere de la conformidad de un Estudio de Pre Operatividad ni de un Estudio de Operatividad.</div><div>○ El 19.11.2025, mediante R.D.R. N° 010-2025-GORE.ICA-GRDE/DREM-AE, la Dirección Regional de Energía y Minas del Gobierno Regional de Ica otorgó a COENERGY S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación eléctrica en el proyecto C.S.F. CoEnergy.</div></div><div>▪ Estado de Obras:</div><div><div>○ Las obras civiles, montaje de equipos, pruebas y demás actividades relacionadas con el proyecto se encuentran concluidas.</div><div>○ Carta fianza vigente hasta el 28.08.2026.</div></div><div>▪ Pruebas:</div><div>El 05 y 06 de diciembre 2025, se llevaron a cabo las pruebas SAT en las celdas de media tensión y a partir del 09.12.2025 se realizaron las pruebas de puesta en servicio.</div><div>▪ Puesta en Operación Comercial:</div><div>El 19.12.2025, mediante Documento N° COES/D/DP-1171-2025, el COES aprobó la Puesta en Operación Comercial del proyecto a partir de las 00:00 horas del 21.12.2025.</div><div>▪ Avance Global: 100%.</div><div><div>○ La inversión ejecutada para el desarrollo del proyecto fue de: US\$ 0,44 millones (sin IGV).</div><div>○ El 22.12.2025, mediante Oficio N° 1738-2025-OS/CD, se comunicó a la GORE-ICA la POC y estado del proyecto.</div></div></div> <div><div><div><div></div><div>15 dic. 2025 8:40:17 a. m. 18L 401800 8459649 15° N Ica Altitud: 390.7msnm Velocidad: 0.0km/h #CSF COENERGY - MESA 04 #VOLTIA - PROYECTOS Número de índice: 382</div></div><div>S.E. Coenergy-Transformador de Potencia 630 Kva</div></div><div><div></div><div>Vista CSF CoEnergy</div></div></div>													

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 19.12.2025 al 25.12.2025		G	<p>Supervisión del Contrato: Línea de Transmisión en 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel</p> <p>Empresa: CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCAMELICA S.A.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Descripción: El proyecto tiene contemplado el ingreso de la L.T. Chilota – San Gabriel de 220 kV de 49.8 km, la nueva S.E. San Gabriel con un transformador de potencia de 220/22.9/10 kV y 50-62.5/50-62.5/16.08-20.1 MVA (ONAN-ONAF) y la ampliación de la S.E. Chilota (01 bahía de línea 220 kV en doble barra). ▪ Objetivo: Satisfacer la demanda de energía eléctrica del proyecto minero San Gabriel de la Compañía de Minas Buenaventura S.A.A. ▪ Estudios y autorizaciones: <ul style="list-style-type: none"> ○ El 02.02.2024, mediante Documento de Conformidad N° COES/D/DP-103-2024, el COES aprobó el Estudio de Pre Operatividad. ○ El 23.04.2025, mediante Documento de Conformidad N° COES/D/DP-355-2025, el COES aprobó el Estudio de Operatividad. ○ El 24.10.2025, mediante R.M. N° 348-2025-MINEM/DM, el MINEM otorgó a favor de Consorcio Energético de Huancavelica S.A. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto “Línea de Transmisión en 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel”, aprobando así el texto de la Minuta que contiene el Contrato de Concesión N° 641-2025. ○ El 29.10.2025, mediante Documento de Conformidad N° COES/D/DP-1028-2025, el COES autorizó la Conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio de las instalaciones del proyecto “Línea de transmisión 220 kV Chilota – San Gabriel”, que comprende la conexión de: <ul style="list-style-type: none"> – La línea de transmisión L-2331 (Chilota – San Gabriel) de 220 kV. – La subestación eléctrica San Gabriel. – El transformador de potencia T137-221 220/22.9/10 kV. ▪ Estado de Obras: <ul style="list-style-type: none"> ○ Las obras civiles, montaje de equipos, tendido de la línea de transmisión, pruebas y demás actividades relacionadas con el proyecto se encuentran concluidas. ○ Carta fianza vigente hasta el 02.01.2026 ▪ Energización: <ul style="list-style-type: none"> ○ El 03.11.2025 a las 16:31 horas, se energizó por primera vez la línea L-2331 (Chilota - San Gabriel) de 220 KV. ○ El 03.11.2025 a las 16:33 horas, se energizó por primera vez el transformador T137-221 de 220/22.9 KV de la S.E. San Gabriel. ▪ Puesta en Operación Comercial: <ul style="list-style-type: none"> ○ El 19.12.2025, mediante Documento de conformidad N° COES/D/DP-1173-2025, el COES aprobó la Integración al SEIN a partir de las 00:00 horas del 20.12.2025. ▪ Avance Global: 100%. <ul style="list-style-type: none"> ○ La inversión ejecutada para el desarrollo del proyecto fue de: US\$ 23,1 millones (sin IGV). ○ El 22.12.2025, mediante Oficio N° 1739-2025-OS/CD, se comunicó al MINEM la POC y estado del proyecto. 	 <p>S.E. San Gabriel</p>  <p>Ampliación S.E. Chilota</p>

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																												
Del 19.12.2025 al 25.12.2025	T	Supervisión del Contrato: Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	<ul style="list-style-type: none">El 31.12.2022, mediante R.M. N° 459-2022-MINEM/DM, el MINEM aprobó el Plan de Transmisión 2023-2032, en el cual se incluyen los 4 proyectos licitados.El 17.02.2023, mediante R.M. N° 055-2023-MINEM/DM, el MINEM encargó a PROINVERSION los procesos de promoción de la inversión privada de dieciocho (18) Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2023 – 2032, entre los cuales se incluyen los 4 proyectos licitados.El 22.09.2025, se realizó la presentación de sobres N° 1 y 2 y Buena Pro del concurso de 4 proyectos integrales, en el cual participó únicamente la empresa ALUPAR PERÚ S.A.C., resultando esta la adjudicataria.El 22.12.2025, se suscribieron 4 Contratos de Concesión SGT entre el MINEM y Transmisora de Energía Palca S.A.C. (Alupar):<ul style="list-style-type: none">i. <u>Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad (condición N-1) al brindar un punto de suministro adicional a la ciudad de Arequipa y resolver el déficit de capacidad de transformación 220/138 kV del sistema eléctrico de Arequipa.ii. <u>Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión en 220 kV de Lima Sur, en el eje Planicie-Industriales, en la condición N-1. Adicionalmente, se dará mayor confiabilidad al flujo de energía desde y hacia las subestaciones San Luis y Santa Rosa, que se enlazan con la subestación Industriales.iii. <u>Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de Abancay - Andahuaylas (condición N-1) y mejorar la capacidad de transformación 138/60 kV.iv. <u>Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión en la condición de redundancia N-1, en la zona atendida en el nivel de 60 kV por las subestaciones Azángaro y Ananea del Sistema Eléctrico Ananea. De igual forma se mejoran las condiciones operativas en el nivel de 138 kV, en el eje actual de transmisión en 138 kV San Gabán II-San Rafael-Azángaro.																																																																													
Tabla N° 1: Valores Ofertados vs Valores Máximos																																																																																
<table><tr><th>Postor:</th><th>Valor Ofertado (US\$)</th><th>Valor Máximo (US\$)</th><th>Valor Ofertado/ Valor Máximo</th></tr><tr><td colspan="4">A) “Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)”</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>81,400,800.48</td><td>81,576,208.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>2,028,975.84</td><td>2,033,348.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>25,000,355.68</td><td>25,054,228.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>641,134.44</td><td>642,516.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>37,968,590.91</td><td>38,050,408.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>972,572.24</td><td>974,668.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>69,545,902.15</td><td>69,695,764.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>1,650,046.38</td><td>1,653,602.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">TOTAL (A+B+C+D)</td></tr><tr><td colspan="4">US\$</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>213,915,649.22</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>5,292,728.90</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Anualidad del Costo de Inversión (aCI)</td><td>26,556,271.10</td><td></td><td></td></tr><tr><td>COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)</td><td>31,849,000.00</td><td></td><td></td></tr></table>					Postor:	Valor Ofertado (US\$)	Valor Máximo (US\$)	Valor Ofertado/ Valor Máximo	A) “Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)”				Costo de Inversión (CI)	81,400,800.48	81,576,208.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	2,028,975.84	2,033,348.00	99.8%	B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)				Costo de Inversión (CI)	25,000,355.68	25,054,228.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	641,134.44	642,516.00	99.8%	C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)				Costo de Inversión (CI)	37,968,590.91	38,050,408.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	972,572.24	974,668.00	99.8%	D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)				Costo de Inversión (CI)	69,545,902.15	69,695,764.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	1,650,046.38	1,653,602.00	99.8%	TOTAL (A+B+C+D)				US\$				Costo de Inversión (CI)	213,915,649.22			Costo de OyM anual (COyM)	5,292,728.90			Anualidad del Costo de Inversión (aCI)	26,556,271.10			COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)	31,849,000.00		
Postor:	Valor Ofertado (US\$)	Valor Máximo (US\$)	Valor Ofertado/ Valor Máximo																																																																													
A) “Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)”																																																																																
Costo de Inversión (CI)	81,400,800.48	81,576,208.00	99.8%																																																																													
Costo de OyM anual (COyM)	2,028,975.84	2,033,348.00	99.8%																																																																													
B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)																																																																																
Costo de Inversión (CI)	25,000,355.68	25,054,228.00	99.8%																																																																													
Costo de OyM anual (COyM)	641,134.44	642,516.00	99.8%																																																																													
C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)																																																																																
Costo de Inversión (CI)	37,968,590.91	38,050,408.00	99.8%																																																																													
Costo de OyM anual (COyM)	972,572.24	974,668.00	99.8%																																																																													
D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)																																																																																
Costo de Inversión (CI)	69,545,902.15	69,695,764.00	99.8%																																																																													
Costo de OyM anual (COyM)	1,650,046.38	1,653,602.00	99.8%																																																																													
TOTAL (A+B+C+D)																																																																																
US\$																																																																																
Costo de Inversión (CI)	213,915,649.22																																																																															
Costo de OyM anual (COyM)	5,292,728.90																																																																															
Anualidad del Costo de Inversión (aCI)	26,556,271.10																																																																															
COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)	31,849,000.00																																																																															
Alupar fue adjudicada con una propuesta económica correspondiente al 99.8% del valor de referencia (valores máximos del COYM y CI).																																																																																

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias				Medidas adoptadas por Osinergmin u otros		
SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL							
		Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo
		C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	309	149.6	94%	27.08.2026	N.C
		C.S.F. Expansión Intipampa	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	CSF	51,7	56,6	88%	12.12.2026	N.C
		C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	71%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. San José	ACCIONA ENERGÍA PERÚ	CSF	155,7	79,8	24,6%	31.12.2026	N.C
		C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3,2%	31.12.2025	N.C
		C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,1%	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: Proyectoado
Fecha: 26.12.2025