

Reporte Gerencial Especial de Eventos Relevantes N°1031 para el Consejo Directivo, correspondiente al periodo del 17 al 23 de diciembre del 2025

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 border="1"> <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>1,222.38</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 Fría (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 y Energía Acumulada Anual</p> <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el dia 23.02.2024 a las 12:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el dia 07.01.2025 a las 14:30 horas.</p> |
| Zona | Máxima Demanda (MW) | Reserva Fría (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>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 22.10.25 al 23.12.25)</p> | <p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. 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>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 17.12.25 - 23.12.25)</p> <p>Nota: Días de Uso de Diésel, (22) CT RF PUCALLPA por Seguridad.</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 17.12.25 - 23.12.25)</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 | <p style="text-align: center;">Producción Semanal por Fuente en el SEIN (Cobertura de la Demanda)</p> <p>*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)</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Del 17.12.2025 al 23.12.2025 | CS | Generación y Participación de Centrales Solares en el SEIN | <p style="text-align: center;">Producción y Participación Semanal de Centrales Solares en el SEIN 2020 - 2025</p> <p style="text-align: center;">Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024-2025</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Central</th> <th>Tensión de Conexión (Kv)</th> <th>Potencia Instalada (MW)</th> <th>Fecha POC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.S. Carhuacuero</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> </tbody> </table> | Central | Tensión de Conexión (Kv) | Potencia Instalada (MW) | Fecha POC | C.S. Carhuacuero | 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. Carhuacuero | 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 border="1"> <thead> <tr> <th>Central</th> <th>Tensión de Conexión (Kv)</th> <th>Potencia Instalada (MW)</th> <th>Fecha POC</th> </tr> </thead> <tbody> <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> </tbody> </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 | Central: C.S. Coenergy Empresa: COENERGY S.A.C. | <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 OSINERGMIN | <p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 97.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>48</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (2)</td> <td>20</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (3)</td> <td>15</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Terceros (4)</td> <td>12</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td> <td>5</td> <td></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) | 48 | | Mantenimiento (2) | 20 | | Fenómenos Naturales (3) | 15 | | Terceros (4) | 12 | | Fallas Sistema Interconectado (5) | 5 | | <p>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</p> <p>Mantenimiento 12%</p> <p>Fenómenos naturales 15%</p> <p>Terceros 20%</p> <p>Varios - Propio, Falla equipo, Corte de emergencia, Caída conductor de red, Contacto entre conductores, Animales, Error de maniobra.</p> <p>Otros - Fen. Nat., Fuertes vientos, Descargas atmosféricas.</p> <p>Otros - Terceros, Contacto accidental con línea, Caída de árbol, Impacto vehicular.</p> <p>Otros - Propio, Expansión o reforzamiento de redes - Propio, Por Mantenimiento - Otras E.E.</p> <p>Otros - Otras E.E, Otros, por falla humana.</p> <p>Osinergmin</p> <p>Total: 110 eventos de interrupciones reportados</p> <p>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), Impacto vehicular (0.9%, 1 vez, 16' de duración). 2) Terceros: Impacto vehicular (17.3%, 19 veces, 10h 53' de duración). 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). 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). 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).</p> |
| Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas | | % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Varios Propio (1) | 48 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mantenimiento (2) | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fenómenos Naturales (3) | 15 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Terceros (4) | 12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fallas Sistema Interconectado (5) | 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | <p>Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2021 - 2025)</p> <p>Legend: Varios - Propio, Mantenimiento, Fenómenos naturales, Terceros, Total</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 | <p>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)</p> <p>OSINERGMIN</p> | <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>Nº 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> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto). (*) Se consideran como importantes cuando ocasionan interrupciones a usuarios regulados por un tiempo mayor o igual a cuatro horas, o cuando se interrumpe más de 10 000 usuarios.</p> | Origen de las Interrupciones por instalación causante | Nº de Interrupciones | % de Interrupción | Distribución | 82 | 75 | Transmisión | 21 | 19 | Generación | 7 | 6 | <p>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p> <p>DISTRIBUCIÓN-75% - 82 Interrupciones TRANSMISIÓN-19% - 21 Interrupciones GENERACIÓN-6% - 7 Interrupciones</p> <p>Osinergmin TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y UNA SOCIEDAD SOSTENIBLE</p> <p>Total: 110 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(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). (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). (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).</p> |
| Origen de las Interrupciones por instalación causante | Nº de Interrupciones | % de Interrupción | | | | | | | | | | | | | | |
| Distribución | 82 | 75 | | | | | | | | | | | | | | |
| Transmisión | 21 | 19 | | | | | | | | | | | | | | |
| Generación | 7 | 6 | | | | | | | | | | | | | | |
| Del 19.12.2025 al 25.12.2025 | G | <p>Supervisión del Contrato: Central Solar Fotovoltaica Coenergy (504.9 kW)</p> <p>Empresa: COENERGY S.A.C.</p> | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Descripción: 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. ▪ Objetivo: Vender energía al mercado Spot y/o cliente libre, diversificando la matriz energética con el uso de RER ▪ Estudios y autorizaciones: <ul style="list-style-type: none"> ○ 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. ○ 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. ▪ Estado de Obras: <ul style="list-style-type: none"> ○ Las obras civiles, montaje de equipos, pruebas y demás actividades relacionadas con el proyecto se encuentran concluidas. ○ Carta fianza vigente hasta el 28.08.2026. ▪ Pruebas: 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. ▪ Puesta en Operación Comercial: 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. ▪ Avance Global: 100%. <ul style="list-style-type: none"> ○ La inversión ejecutada para el desarrollo del proyecto fue de: US\$ 0,44 millones (sin IGV). ○ El 22.12.2025, mediante Oficio N° 1738-2025-OS/CD, se comunicó a la GORE-ICA la POC y estado del proyecto. | <p>15 dic. 2025 8:40:17 a.m. 18L 401800 8459649 15° N Ica Altitud:390.7msnm Velocidad:0.0km/h Número de índice: 382 #CSF COENERGY - MESA 04 #VOLTIA - PROYECTOS</p> <p>S.E. Coenergy-Transformador de Potencia 630 Kva</p> <p>Vista CSF CoEnergy</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 | G | <p>Supervisión del Contrato: Línea de Transmisión en 220 kV S.E. Chilota – S.E. San Gabriel</p> <p>Empresa: CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCAYA 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 | <p>Supervisión del Contrato: Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado – Iberia</p> <p>Empresa: PUERTO MALDONADO TRANSMISORA DE ENERGIA S.A.C.</p> <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. Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC) 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. Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC) 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. Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) OBJETIVO: mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de Abancay - Andahuaylas (condición N-1) y mejorar la capacidad de transformación 138/60 kV. iv. Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) 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. | <p>Tabla N° 1: Valores Ofertados vs Valores Máximos</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Postor:</th> <th>Valor Ofertado (US\$)</th> <th>Valor Máximo (US\$)</th> <th>Valor Ofertado/ Valor Máximo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A) "Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)" Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM)</td> <td>81,400,800.48 2,028,975.84</td> <td>81,576,208.00 2,033,348.00</td> <td>99.8% 99.8%</td> </tr> <tr> <td>B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM)</td> <td>25,000,355.68 641,134.44</td> <td>25,054,228.00 642,516.00</td> <td>99.8% 99.8%</td> </tr> <tr> <td>C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM)</td> <td>37,968,590.91 972,572.24</td> <td>38,050,408.00 974,668.00</td> <td>99.8% 99.8%</td> </tr> <tr> <td>D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM)</td> <td>69,545,902.15 1,650,046.38</td> <td>69,695,764.00 1,653,602.00</td> <td>99.8% 99.8%</td> </tr> <tr> <td>TOTAL (A+B+C+D) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) Anualidad del Costo de Inversión (aCI)</td> <td style="text-align: right;">US\$</td> <td>213,915,649.22 5,292,728.90 26,556,271.10</td> <td></td> </tr> <tr> <td>COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)</td> <td style="text-align: right;">31,849,000.00</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Alupar fue adjudicada con una propuesta económica correspondiente al 99.8% del valor de referencia (valores máximos del COyM y CI).</p> | 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) Costo de OyM anual (COyM) | 81,400,800.48 2,028,975.84 | 81,576,208.00 2,033,348.00 | 99.8% 99.8% | B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) | 25,000,355.68 641,134.44 | 25,054,228.00 642,516.00 | 99.8% 99.8% | C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) | 37,968,590.91 972,572.24 | 38,050,408.00 974,668.00 | 99.8% 99.8% | D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) | 69,545,902.15 1,650,046.38 | 69,695,764.00 1,653,602.00 | 99.8% 99.8% | TOTAL (A+B+C+D) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) Anualidad del Costo de Inversión (aCI) | US\$ | 213,915,649.22 5,292,728.90 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) Costo de OyM anual (COyM) | 81,400,800.48 2,028,975.84 | 81,576,208.00 2,033,348.00 | 99.8% 99.8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) | 25,000,355.68 641,134.44 | 25,054,228.00 642,516.00 | 99.8% 99.8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) | 37,968,590.91 972,572.24 | 38,050,408.00 974,668.00 | 99.8% 99.8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) | 69,545,902.15 1,650,046.38 | 69,695,764.00 1,653,602.00 | 99.8% 99.8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL (A+B+C+D) Costo de Inversión (CI) Costo de OyM anual (COyM) Anualidad del Costo de Inversión (aCI) | US\$ | 213,915,649.22 5,292,728.90 26,556,271.10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI) | 31,849,000.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| 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 |
| | | C.S.F. Sunny | KALLPA GENERACIÓN S.A. | CSF | 309 | 149.6 | 94% | 27.08.2026 |
| | | C.S.F. Expansión Intipampa | ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. | CSF | 51,7 | 56,6 | 88% | 12.12.2026 |
| | | C.S.F. Illa | ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A. | CSF | 385 | 335 | 71% | 31.12.2025 |
| | | C.S.F. San José | ACCIONA ENERGÍA PERÚ | CSF | 155,7 | 79,8 | 24,6% | 31.12.2026 |
| | | C.S.F. Solimana | ECORER S.A.C. | CSF | 250 | 149.5 | 3,2% | 31.12.2025 |
| | | C.S.F. Hanaqpampa | ENGIE ENERGIA PERU | CSF | 300 | 271.9 | 0,1% | 30.12.2026 |

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: 26.12.2025