

**Osinergmin**

TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGURAS Y SOSTENIBLES

# PRINCIPALES INDICADORES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

**CUARTO TRIMESTRE**

**2025**

Osinergmin



## INTRODUCCIÓN

El presente boletín muestra los principales indicadores de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), basado en la información registrada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), correspondiente al cuarto trimestre del 2025.

Si no se indican unidades en las gráficas, los valores de potencia se indican en MW y los valores de energía en GWh, de igual forma los caudales en m<sup>3</sup>/s y volúmenes en millones de m<sup>3</sup>.

La estadística del cumplimiento de mantenimiento se realizó en el marco del “Procedimiento para la Supervisión del cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES SINAC” N° 221-2011-OS/CD, que corresponde al mantenimiento mayor en generación.

Los costos marginales han sido evaluados en soles por megavatio hora (S//MWh), a partir de los registros del sistema SCADA cada 15 minutos. Estos valores están referidos a la Barra Santa Rosa 220 kV.

Por su parte, los costos operativos reflejan el costo de operación ejecutada del SEIN durante el cuarto trimestre del 2025 en millones de soles.

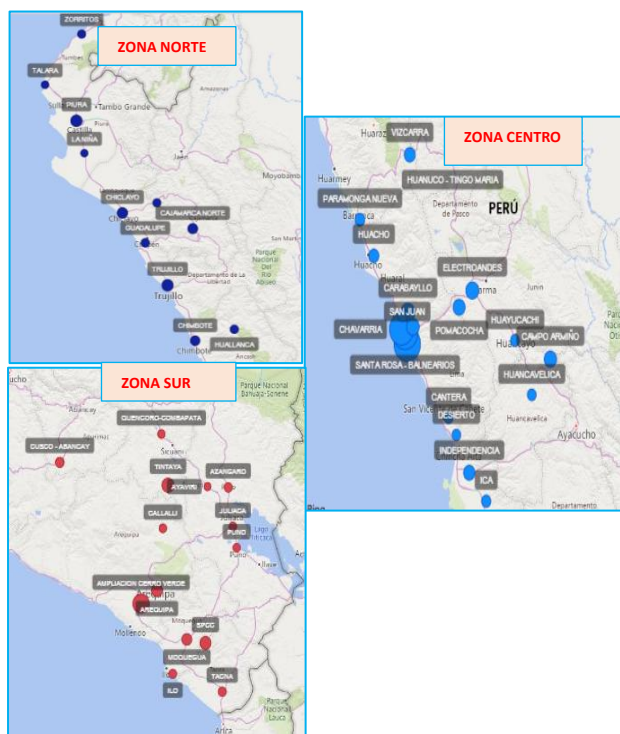
## 2 DEMANDA

La demanda en las barras de transferencia no equivale a la demanda de todo el SEIN, ya que se considera solo las barras principales y el consumo en estas barras representa alrededor del 90% de todo el SEIN. En ese sentido, se puede considerar esta demanda como representativa para todo el SEIN.

### 2.1 BARRAS DE TRASFERENCIA DEL SEIN

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) muestra 11 barras de transferencia en la zona norte, 21 barras de transferencia en la zona centro y 14 barras de transferencia en la zona sur del país. Según la disposición del gráfico siguiente:

Gráfico 1. Mapa de zonas operativas



(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

### 2.2 DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA

El consumo de energía de algunas de las barras de transferencia en el cuarto trimestre del 2025 aumento respecto al cuarto trimestre del 2024 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Ayaviri y Callalli registraron las mayores variaciones con 18,87% y 8,26% respectivamente, en la zona centro las barras Electroandes y Zapallal registraron las mayores variaciones con 10,05% y 9,77%, finalmente en la zona norte las barras La Niña y Zorritos registraron las mayores variaciones con 54,92% y 12,10%.

La barra Electroandes de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 48,74 GWh, en la zona sur la barra SPCC en un 15,40 GWh y en la zona norte la barra Trujillo aumentó en 35,79 GWh.

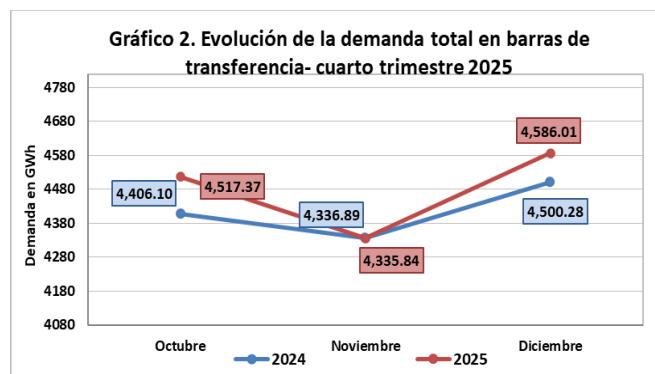
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-cuarto trimestre

| BARRAS DE TRANSFERENCIA | DEMANDA (GWh) 2024 | DEMANDA (GWh) 2025 | VARIACIÓN    |
|-------------------------|--------------------|--------------------|--------------|
| <b>ÁREA CENTRO</b>      | <b>8,222.83</b>    | <b>8,333.79</b>    | <b>1.35%</b> |
| SAN JUAN                | 1,374.14           | 1,381.09           | 0.51%        |
| CHAVARRIA               | 1,213.77           | 1,208.55           | -0.43%       |
| SANTA ROSA - BALNEARIOS | 1,373.42           | 1,360.42           | -0.95%       |
| ELECTROANDES            | 484.85             | 533.59             | 10.05%       |
| INDEPENDENCIA           | 367.40             | 365.77             | -0.44%       |
| CAJAMARQUILLA           | 389.65             | 394.48             | 1.24%        |
| VIZCARRA                | 270.68             | 251.02             | -7.26%       |
| ZAPALLAL                | 190.57             | 209.19             | 9.77%        |
| HUANUCO - TINGO MARIA   | 130.62             | 124.63             | -4.58%       |
| PARAMONGA NUEVA         | 105.32             | 94.38              | -10.39%      |
| POMACOCCHA              | 400.59             | 422.38             | 5.44%        |
| MARCONA                 | 329.17             | 346.21             | 5.18%        |
| PUCALLPA - AGUAYTIA     | 114.53             | 114.90             | 0.32%        |
| CAMPO ARMIÑO            | 379.94             | 388.24             | 2.18%        |
| HUAYUCACHI              | 89.78              | 94.77              | 5.55%        |
| DESERTO                 | 73.83              | 74.12              | 0.39%        |
| ICA                     | 113.98             | 118.55             | 4.01%        |
| HUACHO                  | 155.47             | 158.47             | 1.93%        |
| HUANCVELICA             | 87.10              | 91.48              | 5.03%        |
| CANTERA                 | 51.44              | 53.26              | 3.55%        |
| CARABAYLLO              | 526.58             | 548.28             | 4.12%        |
| <b>ÁREA NORTE</b>       | <b>1,957.97</b>    | <b>2,027.46</b>    | <b>3.55%</b> |
| TRUJILLO                | 396.49             | 432.28             | 9.03%        |
| PIURA                   | 351.95             | 351.47             | -0.14%       |
| CAJAMARCA NORTE         | 227.94             | 221.54             | -2.81%       |
| CHIMBOTE                | 223.10             | 223.91             | 0.36%        |
| CHICLAYO                | 300.24             | 304.75             | 1.50%        |
| GUADALUPE               | 146.86             | 150.00             | 2.14%        |
| HUALLANCA               | 131.99             | 138.34             | 4.81%        |
| ZORRITOS                | 76.20              | 85.42              | 12.10%       |
| CARHUAQUERO             | 57.18              | 59.07              | 3.30%        |
| TALARA                  | 20.04              | 20.43              | 1.92%        |
| LA NIÑA                 | 25.97              | 40.23              | 54.92%       |
| <b>ÁREA SUR</b>         | <b>3,062.46</b>    | <b>3,077.97</b>    | <b>0.51%</b> |
| SPCC                    | 329.11             | 344.50             | 4.68%        |
| AMPLIACION CERRO VERDE  | 945.30             | 910.90             | -3.64%       |
| AREQUIPA                | 411.86             | 410.08             | -0.43%       |
| TINTAYA                 | 455.73             | 461.58             | 1.28%        |
| CUSCO - ABANCAY         | 191.98             | 202.90             | 5.69%        |
| CALLALI                 | 54.39              | 58.88              | 8.26%        |
| TACNA                   | 91.17              | 98.20              | 7.71%        |
| JULIACA                 | 59.22              | 63.32              | 6.92%        |
| AZANGARO                | 150.53             | 148.15             | -1.58%       |
| PUNO                    | 28.78              | 29.53              | 2.62%        |
| QUENCORCOMBAPATA        | 47.08              | 47.13              | 0.10%        |
| ILO                     | 71.91              | 74.43              | 3.51%        |
| MOQUEGUA                | 219.98             | 221.90             | 0.87%        |
| AYAVIRI                 | 5.43               | 6.46               | 18.87%       |
| <b>TOTAL</b>            | <b>13,243.27</b>   | <b>13,439.22</b>   | <b>1.48%</b> |

(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

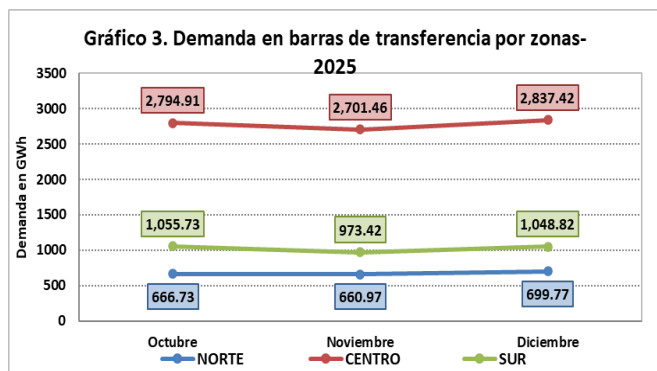
### 2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del cuarto trimestre 2025 respecto del cuarto trimestre 2024. Se observa que, en los meses de octubre, noviembre y diciembre la variación de la demanda fue de +2,53%, -0,02% y +1,91% respectivamente. Siendo el mayor incremento en octubre con +111,27 GWh más que en octubre 2024.



(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

Asimismo, el comportamiento de la demanda en las barras de transferencia por zona del cuarto trimestre:



(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de octubre hasta diciembre del año 2025 respecto al 2024.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

| MES          | DEMANDA (GWh)-2024 |                 |                 | DEMANDA (GWh)-2025 |                 |                 |
|--------------|--------------------|-----------------|-----------------|--------------------|-----------------|-----------------|
|              | NORTE              | CENTRO          | SUR             | NORTE              | CENTRO          | SUR             |
| Octubre      | 638.75             | 2,741.38        | 1,025.98        | 666.73             | 2,794.91        | 1,055.73        |
| Noviembre    | 633.61             | 2,707.46        | 995.82          | 660.97             | 2,701.46        | 973.42          |
| Diciembre    | 685.61             | 2,774.00        | 1,040.67        | 699.77             | 2,837.42        | 1,048.82        |
| <b>Total</b> | <b>1,957.97</b>    | <b>8,222.83</b> | <b>3,062.46</b> | <b>2,027.46</b>    | <b>8,333.79</b> | <b>3,077.97</b> |

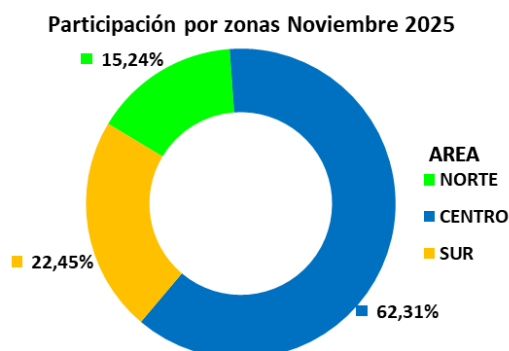
(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el cuarto trimestre del año 2025 respecto al mismo periodo del año 2024 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de +1,35% (+110,96 GWh), en la zona sur de +0,51 % (+15,20 GWh) y en la zona norte de +3,55% (+69,49 GWh).

## 2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al cuarto trimestre 2025, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de noviembre. La participación de la zona centro con 62,31%, en la zona sur con 22,45% y en la zona norte con un 15,24%.

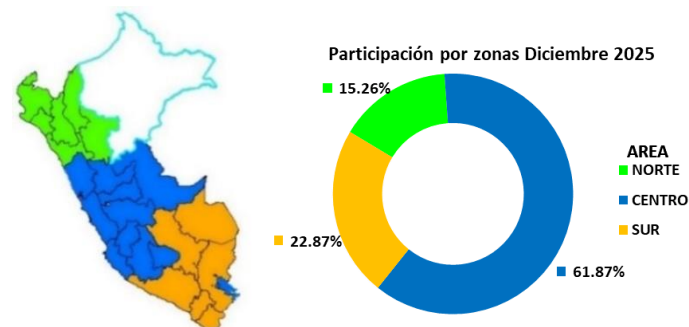
Gráfico 4. Participación por zonas noviembre 2025



(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En diciembre 2025, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 61,87%, en la zona sur 22,87%, en la zona norte 15,26%.

Gráfico 5. Participación por zonas cuarto trimestre 2025



(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

## 2.5 DEMANDA DE ENERGÍA POR REGIONES

La estimación de la demanda por regiones es un aproximado obtenido de la información de los registros de demanda de las barras de transferencia. Es preciso mencionar que en las regiones que son atendidas por una misma barra de transferencia, se hizo la repartición del consumo a cada región en proporción a su población. Por ejemplo, la barra Azángaro atiende en parte a las regiones Puno y Madre de Dios, respectivamente.

En la Tabla 3 se puede apreciar que las regiones con mayor aumento de demanda con respecto al mismo periodo de 2024 fueron Tumbes, Pasco, Junín\_Huancayo y Tacna con 12,10%, 7,74%, 7,74% y 7,71% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Ancash (-7,26%), Huánuco (-4,58%) y Arequipa (-2,24%).

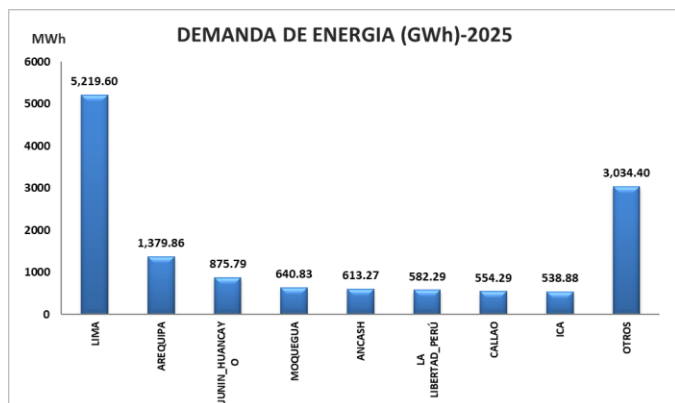
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-cuarto trimestre 2025

| REGIÓN           | DEMANDA (GWh)-2024 | DEMANDA (GWh)-2025 | VARIACIÓN    |
|------------------|--------------------|--------------------|--------------|
| <b>CENTRO</b>    | <b>8,222.83</b>    | <b>8,333.79</b>    | <b>1.35%</b> |
| ANCASH           | 270.68             | 251.02             | -7.26%       |
| AYACUCHO         | 301.94             | 310.14             | 2.71%        |
| HUANCAVELICA     | 165.10             | 169.58             | 2.71%        |
| HUANUCO          | 130.62             | 124.63             | -4.58%       |
| ICA              | 516.98             | 538.88             | 4.24%        |
| PASCO            | 162.38             | 174.95             | 7.74%        |
| JUNIN_HUANCAYO   | 812.85             | 875.79             | 7.74%        |
| CALLAO           | 551.78             | 554.29             | 0.45%        |
| LIMA             | 5,195.97           | 5,219.60           | 0.45%        |
| UCAYALI          | 114.53             | 114.90             | 0.32%        |
| <b>NORTE</b>     | <b>1,957.97</b>    | <b>2,027.46</b>    | <b>3.55%</b> |
| ANCASH           | 355.09             | 362.25             | 2.02%        |
| SAN MARTIN       | 109.00             | 107.28             | -1.58%       |
| CAJAMARCA        | 176.12             | 173.33             | -1.58%       |
| LA LIBERTAD_PERÚ | 543.35             | 582.29             | 7.17%        |
| LAMBAYEQUE       | 300.24             | 304.75             | 1.50%        |
| PIURA            | 397.97             | 412.14             | 3.56%        |
| TUMBES           | 76.20              | 85.42              | 12.10%       |
| <b>SUR</b>       | <b>3,062.46</b>    | <b>3,077.97</b>    | <b>0.51%</b> |
| APURIMAC         | 191.98             | 202.90             | 5.69%        |
| AREQUIPA         | 1,411.55           | 1,379.86           | -2.24%       |
| CUSCO            | 502.82             | 508.71             | 1.17%        |
| MOQUEGUA         | 620.99             | 640.83             | 3.20%        |
| MADRE DE DIOS    | 30.06              | 30.49              | 1.44%        |
| PUNO             | 213.90             | 216.97             | 1.44%        |
| TACNA            | 91.17              | 98.20              | 7.71%        |
| <b>TOTAL</b>     | <b>13,243.27</b>   | <b>13,439.22</b>   | <b>1.48%</b> |

(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de octubre a diciembre del 2025 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 30,49 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5 219,60 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Moquegua con 1 379,86 GWh, 875,79 GWh y 640,83 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-cuarto trimestre 2025

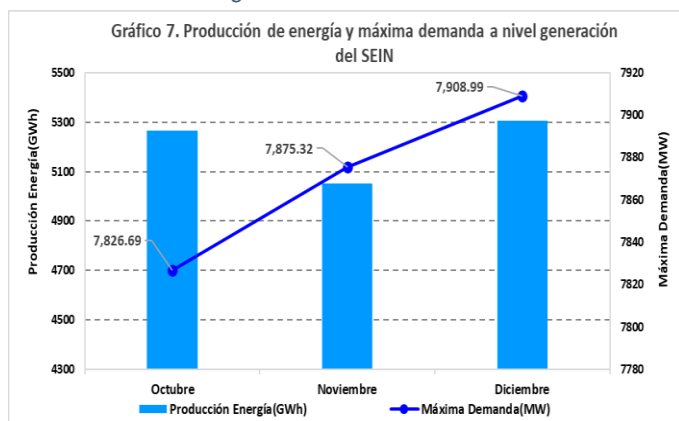


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el cuarto trimestre 2025 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en diciembre con 7 908,99 MW y mínima en octubre con 7 826,69 MW.

Gráfico 7. Producción de energía y máxima demanda a nivel generación del SEIN



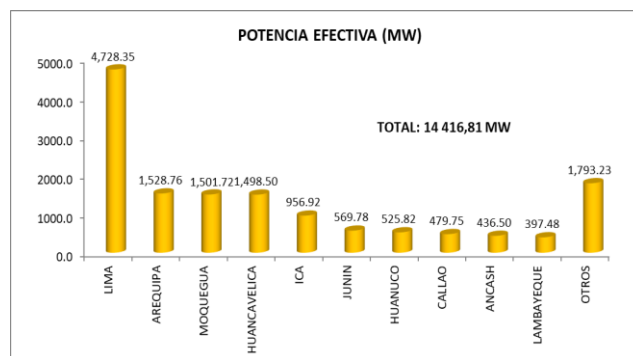
(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 3 OFERTA DE ENERGÍA

### 3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del cuarto trimestre 2025 es de 14 416,81 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4 728,35 MW que representa el 32,80%, Arequipa con 1 528,76 MW (10,60%) y Moquegua con 1 528,76 MW (10,42%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – diciembre 2025

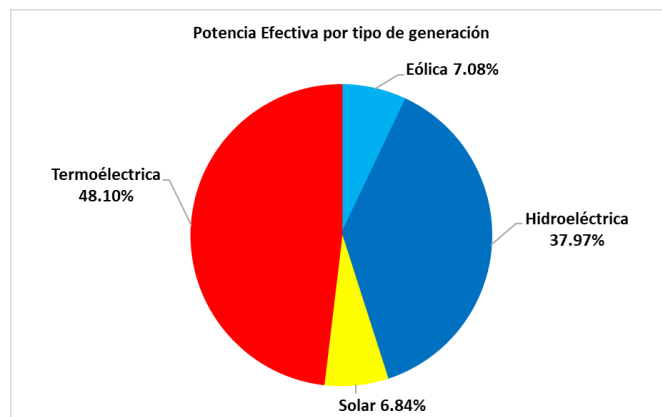


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

### 3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del cuarto trimestre 2025 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoelectrica 6 934,52 MW, hidroeléctrica 5474,64 MW, eólica 1 021,3 MW y solar 986,35 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-diciembre 2025

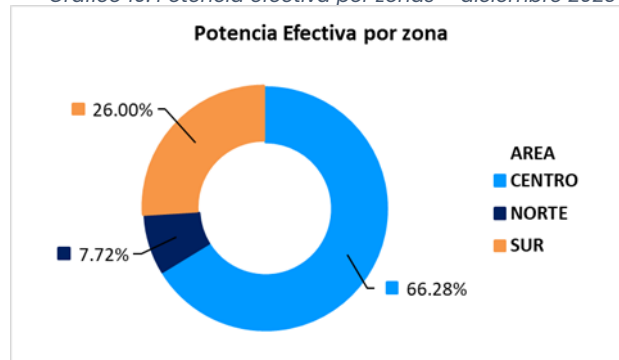


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

### 3.3 POTENCIA EFECTIVA POR ZONA

En el Gráfico 10 se aprecia que en la zona centro se concentra la mayor potencia efectiva, esto es porque en la zona centro se encuentran las centrales térmicas de Chilca, complejo Mantaro, entre otras. Las cuales son las centrales más representativas.

Gráfico 10. Potencia efectiva por zonas – diciembre 2025



(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL CUARTO TRIMESTRE DEL 2025

### 4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el cuarto trimestre 2025, en las cuencas más representativas del SEIN.

### 4.2 CUADRO RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL CICLO HIDROLÓGICO

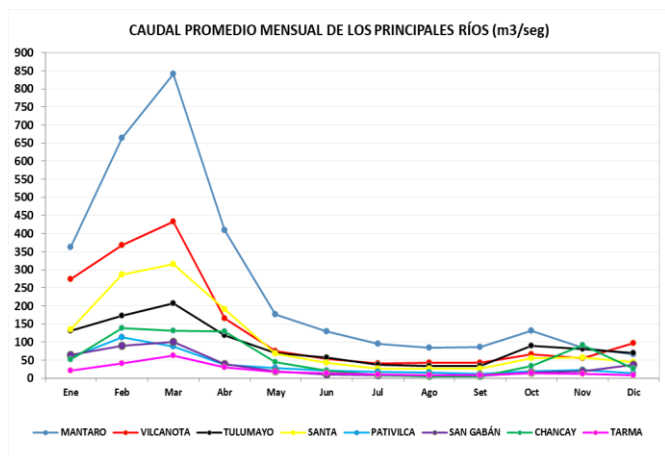
En la Tabla 4 se aprecia de las cuencas en comparación, los caudales promedio presentan un aumento respecto al año 2024. El cuarto trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos Santa Eulalia y Mantaro presentan una disminución en -82,62% y -76,92% respectivamente y en el caso de San Gabán y Charcani V se aprecia un incremento de 25,02% y 24,59% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - cuarto trimestre 2025

| RÍO           | CAUDAL PROMEDIO (m3/s) - Diciembre |       | VARIACIÓN % |
|---------------|------------------------------------|-------|-------------|
|               | 2024                               | 2025  |             |
| MANTARO       | 286.52                             | 66.12 | -76.92%     |
| VILCANOTA     | 118.13                             | 97.94 | -17.09%     |
| TULUMAYO      | 113.29                             | 70.88 | -37.43%     |
| SANTA         | 108.36                             | 45.19 | -58.29%     |
| PATMILCA      | 44.12                              | 13.28 | -69.91%     |
| SAN GABÁN     | 30.70                              | 38.38 | 25.02%      |
| CHANCAY       | 26.75                              | 25.91 | -3.11%      |
| TARMA         | 22.15                              | 9.22  | -58.39%     |
| CHARCANI V    | 12.53                              | 15.60 | 24.59%      |
| RÍMAC         | 19.17                              | 6.45  | -66.34%     |
| SANTA EULALIA | 12.81                              | 2.23  | -82.62%     |
| ARICOTA       | 1.53                               | 1.53  | 0.06%       |

(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2025

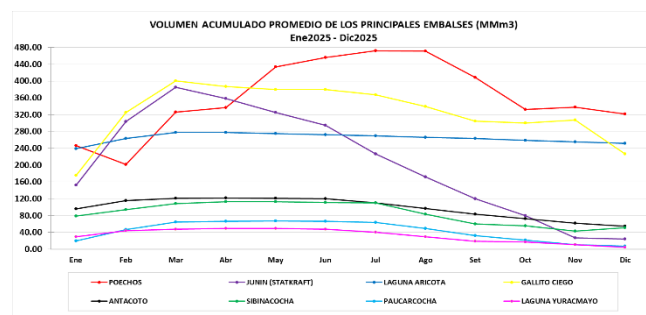


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo enero 2025 - diciembre 2025, muestra el siguiente comportamiento.

Gráfico12. Volumen acumulado de principales embalses



(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la tabla siguiente se detalla el volumen embalsado acumulado durante el cuarto trimestre octubre - diciembre de los años 2024 y 2025, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Embalse Junín (Statkraft) (-61,79 MMm3), y que en Poechos registró el mayor incremento de 771,40 MMm3 durante el cuarto trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al cuarto trimestre 2024-2025

| EMBALSE                        | VOLUMEN ACUMULADO (MMm3) - Cuarto Trimestre |        | VARIACIÓN | VARIACIÓN EN MMm3 |
|--------------------------------|---------------------------------------------|--------|-----------|-------------------|
|                                | 2024                                        | 2025   |           |                   |
| POECHOS                        | 220.90                                      | 992.30 | 349.21%   | 771.40            |
| JUNIN (STATKRAFT)              | 193.00                                      | 131.21 | -32.02%   | -61.79            |
| LAGUNA ARICOTA                 | 709.94                                      | 766.98 | 8.03%     | 57.04             |
| GALLITO CIEGO                  | 596.00                                      | 834.52 | 40.02%    | 238.52            |
| ANTACOTO                       | 215.42                                      | 189.67 | -11.96%   | -25.75            |
| SIBINACOTHA                    | 153.97                                      | 149.75 | -2.74%    | -4.22             |
| PAUCARCOCHA                    | 43.11                                       | 39.77  | -7.75%    | -3.34             |
| LAGUNA YURACMAYO               | 40.28                                       | 32.40  | -19.56%   | -7.88             |
| EMBALSE MALPASO                | 68.68                                       | 64.35  | -6.30%    | -4.33             |
| LAGO VICONGA                   | 2.02                                        | 10.97  | 442.92%   | 8.95              |
| EMBALSE MARCAPOMACOTHA         | 26.43                                       | 28.47  | 7.73%     | 2.04              |
| EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA       | 26.09                                       | 13.64  | -47.72%   | -12.45            |
| RESERVORIO TABLACHACA          | 11.39                                       | 8.20   | -28.04%   | -3.19             |
| EMBALSE CHAGLLA                | 10.37                                       | 16.97  | 63.63%    | 6.60              |
| EMBALSE HUALLAMAYO             | 2.44                                        | 1.91   | -21.76%   | -0.53             |
| COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO     | 1.63                                        | 1.92   | 17.81%    | 0.29              |
| RESERVORIO TULUMAYO            | 0.79                                        | 0.00   | -99.63%   | -0.79             |
| COMPENSACION RESTITUCIÓN       | 1.35                                        | 1.53   | 13.27%    | 0.18              |
| RESERVORIO SAN DIEGO           | 1.58                                        | 0.22   | -86.08%   | -1.36             |
| PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE | 0.59                                        | 0.40   | -31.82%   | -0.19             |
| EMBALSE PALLCA                 | 0.94                                        | 0.85   | -9.60%    | -0.09             |
| RESERVORIO CHECRAS             | 1.11                                        | 0.62   | -44.38%   | -0.49             |
| RESERVORIO CIRATO              | 1.24                                        | 1.22   | -1.53%    | -0.02             |
| PRESA SHEQUE                   | 0.93                                        | 0.65   | -30.11%   | -0.28             |
| PRESA HUINCO                   | 0.59                                        | 0.72   | 21.29%    | 0.13              |
| DIQUE CINCEL                   | 0.33                                        | 0.45   | 37.27%    | 0.12              |
| RESERVORIO CAPILLUCAS          | 0.74                                        | 0.26   | -64.90%   | -0.48             |
| PRESA SAN GABÁN                | 0.32                                        | 0.30   | -6.25%    | -0.02             |
| EMBALSE COMPENSACION ARICOTA   | 0.15                                        | 0.14   | -10.00%   | -0.02             |
| PRESA SHAPIRINGO               | 0.57                                        | 0.00   | -100.00%  | -0.57             |
| DIQUE CAMPANARIO               | 0.14                                        | 0.15   | 3.57%     | 0.01              |

(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 5 EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO MAYOR

### 5.1 OBJETIVO

Esta sección tiene por finalidad evaluar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento de las actividades de generación correspondientes al cuarto trimestre 2025.

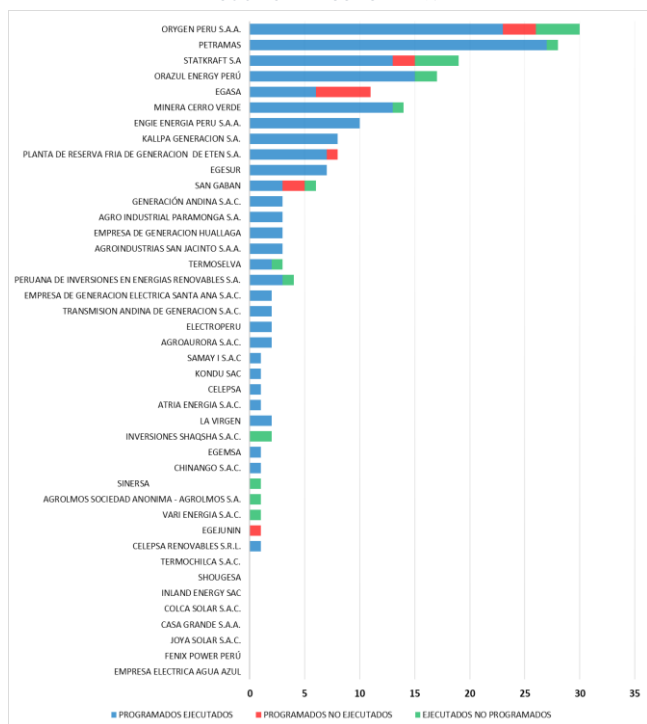
### 5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

Tener en consideración que un mantenimiento mayor implica una actividad cuya ejecución requiere el retiro total de servicio de la unidad de generación durante un período superior a 24 horas.

En el Gráfico 13 se evalúa el cuarto trimestre del 2025, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total, se revisaron 200 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 180 fueron actividades programadas y 20 fueron actividades ejecutadas no programadas. De las 180 actividades programadas, 166 fueron efectivamente ejecutadas, mientras que 14 no se llevaron a cabo. De las 186 actividades ejecutadas, 101 fueron completadas en un tiempo menor al estimado inicialmente.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa cuarto trimestre 2025.

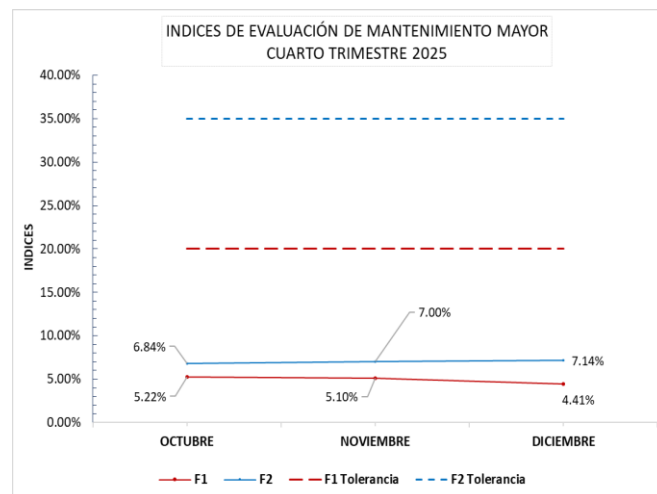


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

Para la evaluación del cumplimiento mayor en generación se emplean los índices de evaluación F1 (Para los mantenimientos programados no efectuados), F2 (Para los mantenimientos efectuados no programados). Las tolerancias son F1 máximo 20%, F2 máximo 35%.

El Gráfico 14 muestra que en el cuarto trimestre 2025 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

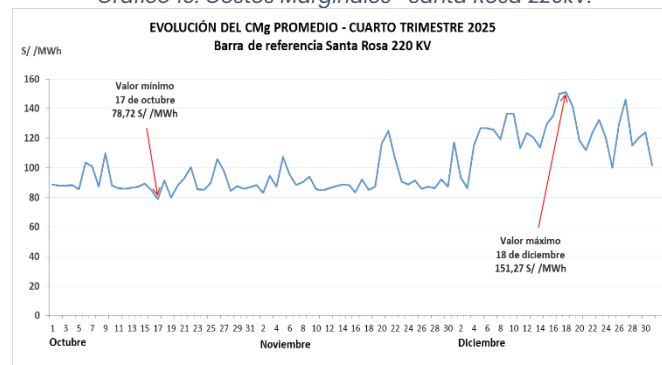
## 6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del cuarto trimestre 2025 de los costos marginales y los costos operativos.

### 6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el cuarto trimestre (octubre a diciembre) 2025, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 18 de diciembre con 151,27 \$/ MWh, el mínimo valor promedio diario se registró el 17 de octubre con 78,72 \$/ MWh. El promedio de todo el trimestre fue 101,63 \$/ MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

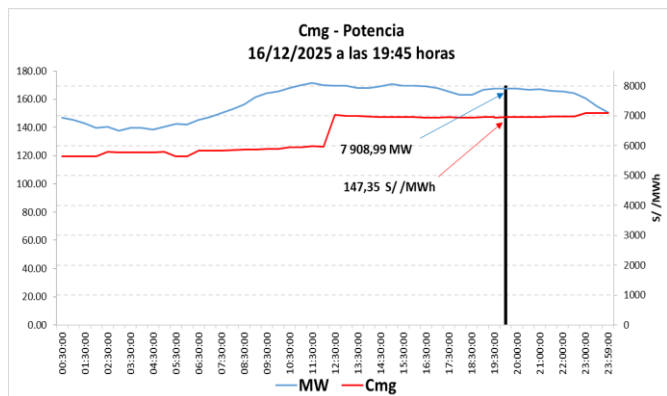


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

## 6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL CUARTO TRIMESTRE 2025

La máxima demanda coincidente del SEIN en el cuarto trimestre fue el 16/12/2025 a las 19:45 h donde se alcanzó 7 908,99 MW, el CMg en dicho punto fue de 147,35 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

## 6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el cuarto trimestre 2025 los costos operativos ascendieron a 553,04 millones de soles, presentando una disminución de 97,30 millones de soles respecto del cuarto trimestre 2024. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados de octubre a diciembre del cuarto trimestre del 2025 son menores respecto al 2024. Cabe mencionar que a partir del 1 de julio del 2021 entró en vigencia la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", que modificó los costos variables de operación especialmente de las centrales térmicas a gas, tal como se aprecia en la tabla 6.

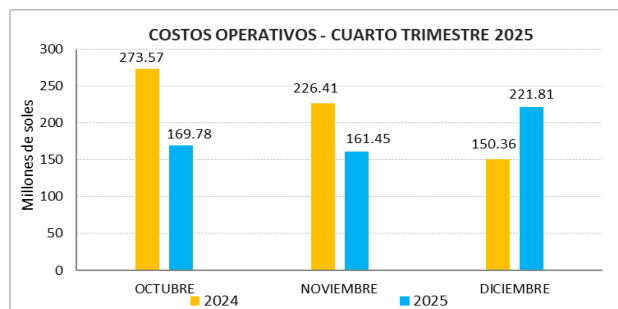
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

| EMPRESA                    | GRUPO - MODO OPERACION        | CV (S/ / MWh) 27/12/2024 | CV (S/ / MWh) 31/12/2025 | Var (%) |
|----------------------------|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|---------|
| TERMOSELVA                 | AGUAYTIA TG1 - GAS            | 130.15                   | 172.87                   | 32.82%  |
| TERMOSELVA                 | AGUAYTIA TG2 - GAS            | 134.21                   | 166.33                   | 23.93%  |
| ENEL GENERACION PIURA S.A. | MALACAS2 TG4 - GAS            | 111.98                   | 135.12                   | 20.67%  |
| ENEL GENERACION PIURA S.A. | MALACAS1 TG5 - GAS            | 92.93                    | 104.17                   | 12.10%  |
| ENEL GENERACION PIURA S.A. | MALACAS3 TG5 - GAS            | 131.55                   | 142.93                   | 8.65%   |
| ORYGEN PERU S.A.A.         | STA ROSA TG8 - GAS            | 164.52                   | 151.08                   | -8.17%  |
| ENGIE ENERGIA PERU S.A.A.  | CHILCA1 TG2 - GAS             | 156.01                   | 143.05                   | -8.31%  |
| KALLPA GENERACION S.A.     | LAS FLORES TG1 - GAS          | 151.26                   | 137.99                   | -8.77%  |
| ENGIE ENERGIA PERU S.A.A.  | CHILCA1 TG1 - GAS             | 160.38                   | 145.92                   | -9.02%  |
| ENGIE ENERGIA PERU S.A.A.  | CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS | 105.26                   | 95.72                    | -9.06%  |
| KALLPA GENERACION S.A.     | LAS FLORES CCOMB TG1 - GAS    | 101.80                   | 92.53                    | -9.10%  |
| KALLPA GENERACION S.A.     | KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS  | 105.57                   | 95.23                    | -9.79%  |
| TERMOCHILCA S.A.C.         | OLLEROS TG1 - GAS             | 166.34                   | 149.77                   | -9.96%  |
| KALLPA GENERACION S.A.     | KALLPA CCOMB TG2 - GAS        | 107.74                   | 96.98                    | -9.99%  |
| KALLPA GENERACION S.A.     | KALLPA CCOMB TG3 - GAS        | 105.59                   | 95.04                    | -9.99%  |
| KALLPA GENERACION S.A.     | KALLPA CCOMB TG1 - GAS        | 109.19                   | 98.26                    | -10.01% |

(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

En el mes de diciembre se percibió el mayor costo de Operación (221,81 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – cuarto trimestre 2025



(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL CUARTO TRIMESTRE 2025

Durante el periodo se destacan la incorporación y aprobación de las siguientes normas:

- Aprobar la primera modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para la " Central Solar Hanaqpampa " solicitada por ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.A.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 450-2025-MINEM/DM](#)

- Aprobar el texto de la Cuarta Adenda al Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 447-2025-MINEM/DM](#)

- Declarar en situación de grave deficiencia del servicio eléctrico a los Sistemas Eléctricos de Tarapoto y Yurimaguas, por falta de capacidad de transmisión en el corredor 138 KV Tingo María - Aucayacu - Tocache, desde la publicación de la presente Resolución Ministerial.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 408-2025-MINEM/DM](#)

- Declarar en situación de grave deficiencia del servicio eléctrico relacionado al Sistema Eléctrico Rural del Bajo Urubamba, por falta de capacidad de producción de energía eléctrica, desde la publicación de la presente Resolución Ministerial.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 379-2025-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa ATN S.A., la concesión temporal para centrales de generación del proyecto "Central Solar Fotovoltaica Montalvo", con una capacidad instalada estimada de 100 MW, ubicado en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto y departamento de Moquegua, por un plazo de veinticuatro (24) meses, contados a partir de la publicación de la presente Resolución Ministerial.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 316-2025-MINEM/DM](#)

- Establecer con carácter permanente a favor de la concesión definitiva de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables de la que es titular la empresa KALLPA GENERACIÓN S.A. la servidumbre de paso y

tránsito, para el proyecto "Central Solar Fotovoltaica Sunny", ubicado en el distrito de la Joya, provincia y departamento de Arequipa, según las coordenadas UTM (WGS 84) que figuran en la documentación técnica y los planos proporcionados por la empresa que forman parte del Expediente.

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 320-2025-MINEM/DM**

## 8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

### 8.1 MINEM: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NACIONAL CON ENERGÍAS RENOVABLES CRECIÓ 27 % EN OCTUBRE

En octubre de 2025, la generación eléctrica nacional alcanzó 5,608 GWh, un 4.1% más que en el mismo mes de 2024, impulsada por el mayor dinamismo de las grandes industrias. De este total, el 97% se destinó al mercado eléctrico y el 3% correspondió a autogeneración. La producción con recursos energéticos renovables no convencionales (solar, eólico, bagazo y biogás) sumó 729 GWh, equivalente al 13% de la generación nacional y un incremento de 27% interanual. Las hidroeléctricas aportaron 2,913 GWh (42% más), mientras que las térmicas generaron 2,033 GWh (25% menos). La generación eólica y solar alcanzó 371 GWh y 291 GWh, respectivamente.



(\*) Fuente: [rumbominero.com](http://rumbominero.com).

<https://acortar.link/pLeT9Q>

### 8.2 PERÚ DESBLOQUEA NUEVE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE POR MÁS DE US\$ 6.000 MILLONES

El Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de Perú destrabó la ejecución de nueve proyectos de energías renovables por USD 6,020 millones, destinados a fortalecer la generación eléctrica y la actividad económica. Las iniciativas incluyen centrales solares, parques eólicos y un proyecto de hidrógeno verde, ubicados en Arequipa, Moquegua, Piura, Lambayeque e Ica. Destaca Arequipa con cuatro proyectos por USD 3,949 millones, entre ellos una planta de hidrógeno verde. El MEF resaltó que estas inversiones reducen la dependencia de combustibles fósiles, disminuyen emisiones y refuerzan la seguridad energética. A noviembre de 2025, se facilitaron 134 permisos para

diversos sectores. Además, la inversión privada creció 11.4% en el tercer trimestre de 2025 y la inversión pública aumentó 5%.



(\*) Fuente: [strategicenergy.eu](http://strategicenergy.eu).

<https://acortar.link/WhuSO5>

### 8.3 MINEM PUBLICA PROPUESTA PARA OPTIMIZAR GESTIÓN AMBIENTAL EN ELECTRICIDAD

El MINEM publicó un proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (RPAAE), con el objetivo de optimizar la gestión ambiental del subsector Electricidad, reforzar la seguridad jurídica y alinearse con el SEIA. La propuesta fortalece la responsabilidad ambiental en la transferencia de proyectos eléctricos, estableciendo que los adquirentes asumen todas las obligaciones ambientales desde que la transferencia es efectiva, incluyendo fusiones y reorganizaciones societarias. Asimismo, introduce mayor flexibilidad para atender emergencias ambientales y asegurar la continuidad del servicio eléctrico, permitiendo acciones inmediatas con comunicación posterior. Además, precisa plazos y procedimientos de evaluación ambiental, incluyendo la clasificación de proyectos, solicitudes de opinión técnica y criterios para evaluar impactos sinérgicos y acumulativos.



(\*) Fuente: [rumbominero.com](http://rumbominero.com).

<https://acortar.link/UbgDTg>