

# ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SEIN



**SEGUNDO TRIMESTRE  
2022**



## INTRODUCCIÓN

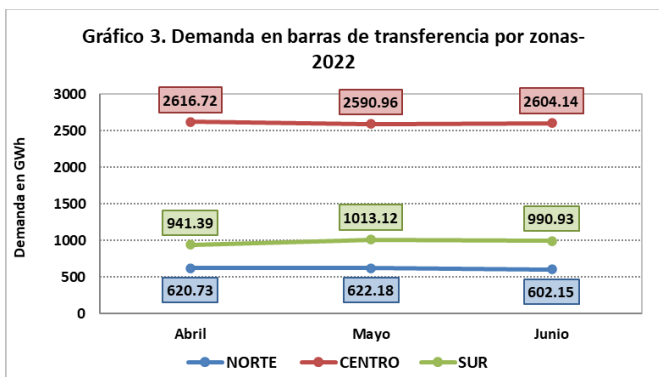
El presente boletín muestra los principales indicadores de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), basado en la información registrada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), correspondiente al segundo trimestre del 2022.

Si no se indican unidades en las gráficas, los valores de potencia se indican en MW y los valores de energía en GW.h, 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 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 MWh a partir de los registros de SCADA cada 15 minutos, asimismo los valores están referidos a la Barra Santa Rosa 220 kV. Los costos operativos muestran el costo de operación ejecutada del SEIN en el segundo trimestre del 2022 en millones de soles.





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

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de abril hasta junio del año 2022 respecto al 2021.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

| MES          | DEMANDA (GWh)-2021 |                |                | DEMANDA (GWh)-2022 |                |                |
|--------------|--------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|----------------|
|              | NORTE              | CENTRO         | SUR            | NORTE              | CENTRO         | SUR            |
| Abril        | 625.82             | 2496.40        | 936.87         | 620.73             | 2616.72        | 941.39         |
| Mayo         | 613.50             | 2646.10        | 965.65         | 622.18             | 2590.96        | 1013.12        |
| Junio        | 614.04             | 2543.35        | 925.81         | 602.15             | 2604.14        | 990.93         |
| <b>Total</b> | <b>1853.36</b>     | <b>7685.85</b> | <b>2828.33</b> | <b>1845.06</b>     | <b>7811.83</b> | <b>2945.44</b> |

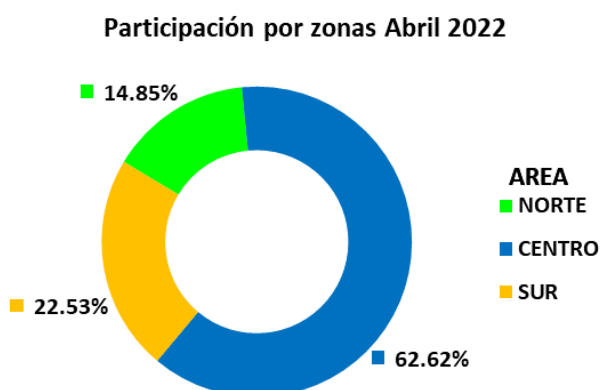
(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el segundo trimestre del año 2022 respecto al mismo periodo del año 2021 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 1.64% (125.97 GWh), en la zona sur de 4.14 % (117.11 GWh) y en la zona norte de -0.45% (-8.30 GWh).

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

En el periodo correspondiente al segundo trimestre 2022, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de abril. La participación de la zona centro con 62.62%, en la zona sur con 22.53% y en la zona norte con un 14.85%.

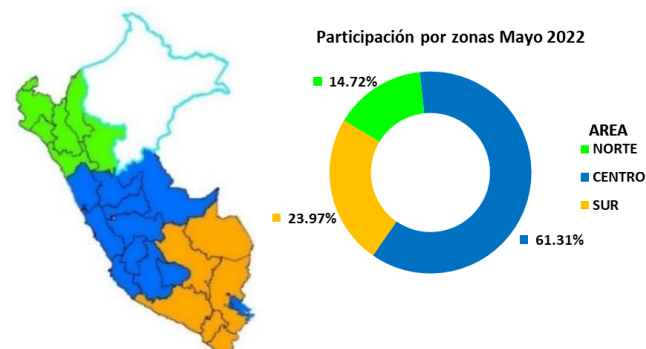
Gráfico 4. Participación por zonas abril 2022



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

En mayo 2022, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 61.31%, en la zona sur 23.97%, en la zona norte 14.72%.

Gráfico 5. Participación por zonas segundo trimestre 2022



(\*) 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 la región con mayor aumento de demanda con respecto al mismo periodo de 2021 fueron Arequipa, Ucayali, Madre de Dios y Puno con 9.36%, 7.60%, 6.44% y 6.44%, respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Huancavelica (-36.89%), Ayacucho (-36.89%), Moquegua (-5.80%) y Ancash (-5.39%).

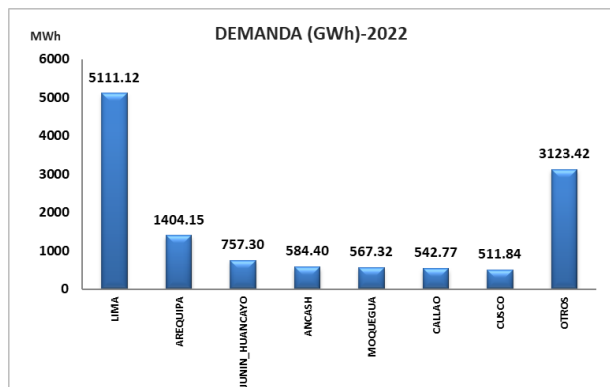
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-segundo trimestre 2022

| REGIÓN           | DEMANDA (GWh)-2021 | DEMANDA (GWh)-2022 | VARIACIÓN     |
|------------------|--------------------|--------------------|---------------|
| <b>CENTRO</b>    | <b>7685.85</b>     | <b>7811.83</b>     | <b>1.64%</b>  |
| ANCASH           | 267.75             | 266.45             | -0.49%        |
| AYACUCHO         | 289.40             | 182.63             | -36.89%       |
| HUANCAMELICA     | 158.24             | 99.86              | -36.89%       |
| HUANUCO          | 103.24             | 108.79             | 5.37%         |
| ICA              | 470.08             | 499.17             | 6.19%         |
| PASCO            | 146.31             | 151.28             | 3.40%         |
| JUNIN_HUANCAYO   | 732.41             | 757.30             | 3.40%         |
| CALLAO           | 521.52             | 542.77             | 4.08%         |
| LIMA             | 4910.98            | 5111.12            | 4.08%         |
| UCAYALI          | 85.91              | 92.44              | 7.60%         |
| <b>NORTE</b>     | <b>1853.36</b>     | <b>1845.06</b>     | <b>-0.45%</b> |
| ANCASH           | 336.08             | 317.95             | -5.39%        |
| SAN MARTIN       | 111.22             | 114.30             | 2.77%         |
| CAJAMARCA        | 179.71             | 184.68             | 2.77%         |
| LA LIBERTAD_PERÚ | 473.79             | 492.52             | 3.95%         |
| LAMBAYEQUE       | 263.59             | 256.05             | -2.86%        |
| PIURA            | 402.68             | 387.95             | -3.66%        |
| TUMBES           | 86.30              | 91.62              | 6.16%         |
| <b>SUR</b>       | <b>2828.33</b>     | <b>2945.44</b>     | <b>4.14%</b>  |
| APURIMAC         | 150.91             | 160.11             | 6.09%         |
| AREQUIPA         | 1283.96            | 1404.15            | 9.36%         |
| CUSCO            | 505.02             | 511.84             | 1.35%         |
| MOQUEGUA         | 602.24             | 567.32             | -5.80%        |
| MADRE DE DIOS    | 25.24              | 26.87              | 6.44%         |
| PUNO             | 179.65             | 191.22             | 6.44%         |
| TACNA            | 81.30              | 83.93              | 3.24%         |
| <b>TOTAL</b>     | <b>12367.54</b>    | <b>12602.33</b>    | <b>1.90%</b>  |

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

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de abril a mayo del 2022 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 26.87 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5111.12 GWh, seguida de Arequipa, Junín\_Huancayo y Ancash con 1404.15 GWh, 757.30 GWh y 584.40 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-segundo trimestre 2022

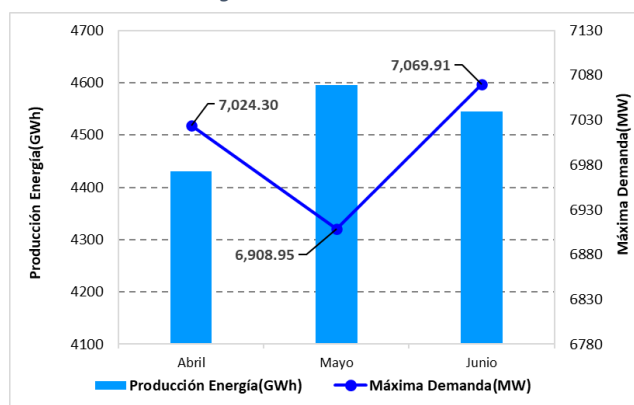


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el segundo trimestre 2022 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en junio con 7069.91 MW y mínima en mayo con 6908.95 MW.

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



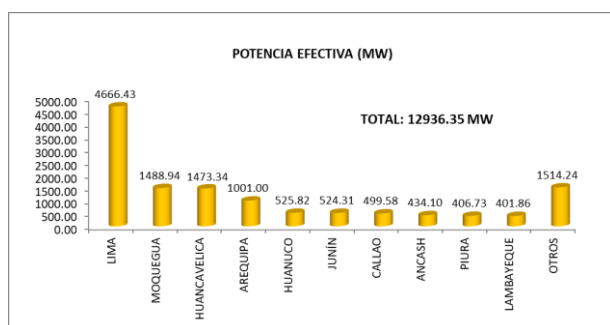
(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 3 OFERTA DE ENERGÍA

### 3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del segundo trimestre 2022 es de 12 936.35 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4666.43 MW que representa el 36.07%, Moquegua con 1488.94 MW (11.51%) y Huancavelica con 1473.34 MW (11.39%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – junio 2022

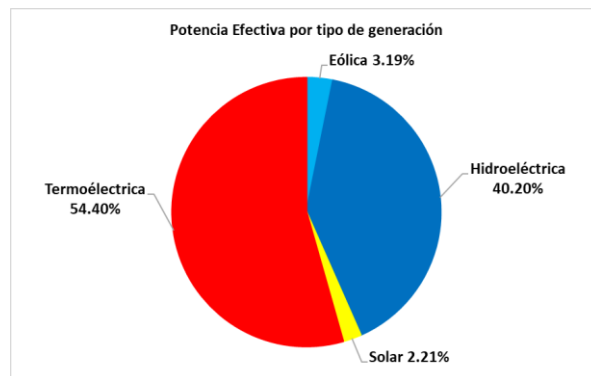


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

### 3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del segundo trimestre 2022 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 7 039.67 MW, hidroeléctrica 5 202.2 MW, eólica 412.2 MW y solar 286.32 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-junio 2022

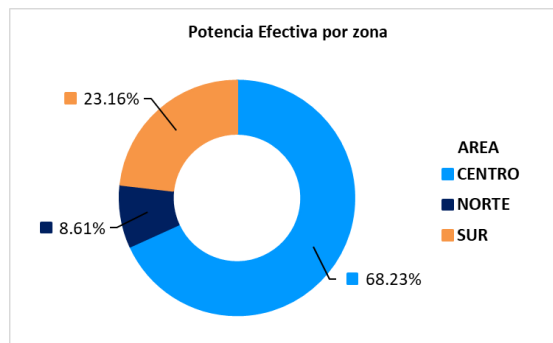


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

### 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 - junio 2022



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

## 4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2022

### 4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el segundo trimestre 2022, 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 2021. El segundo trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos Chancay, Rímac, Tulumayo y Pativilca presentan una disminución en -26.31%, -10.60%, -5.78% y -4.84% respectivamente, y en el caso de los ríos San Gabán,



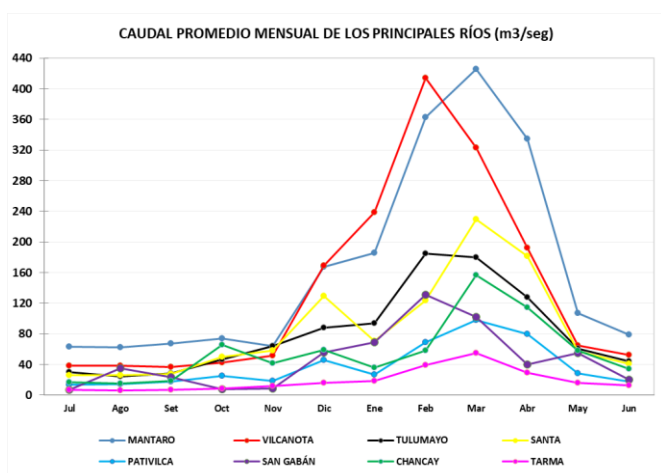
Tarma, Santa y Mantaro se aprecia un incremento importante de 119.70%, 30.68%, 16.19% y 15.25% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - segundo trimestre

| RÍO           | CAUDAL PROMEDIO (m <sup>3</sup> /s) - Junio |       | VARIACIÓN % |
|---------------|---------------------------------------------|-------|-------------|
|               | 2021                                        | 2022  |             |
| MANTARO       | 68.12                                       | 78.50 | 15.25%      |
| VILCANOTA     | 47.43                                       | 52.22 | 10.09%      |
| TULUMAYO      | 46.71                                       | 44.01 | -5.78%      |
| SANTA         | 34.85                                       | 40.50 | 16.19%      |
| PATIVILCA     | 18.16                                       | 17.29 | -4.84%      |
| SAN GABÁN     | 9.01                                        | 19.80 | 119.70%     |
| CHANCAY       | 45.88                                       | 33.81 | -26.31%     |
| TARMA         | 9.77                                        | 12.76 | 30.68%      |
| CHARCANI V    | 11.95                                       | 12.01 | 0.52%       |
| RÍMAC         | 10.54                                       | 9.42  | -10.60%     |
| SANTA EULALIA | 5.61                                        | 6.42  | 14.51%      |
| ARICOTA       | 1.54                                        | 1.68  | 9.12%       |

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

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m<sup>3</sup>/s) 2021-2022

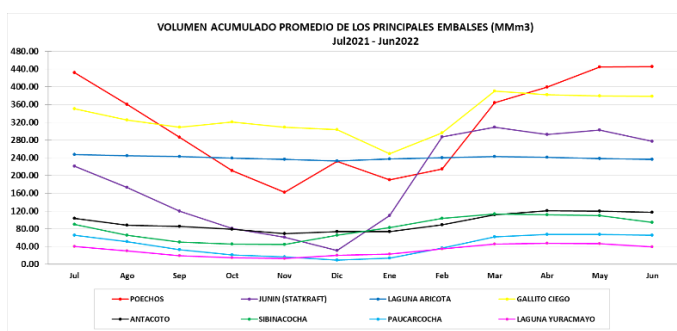


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

### 4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo julio 2021 – junio 2022, muestra el siguiente comportamiento.

Gráfico 12. Volumen acumulado de principales embalses



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

En la tabla siguiente se detalla el volumen embalsado acumulado durante el segundo trimestre abril - junio de los años 2021 y 2022, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en la laguna Aricota (-36.12 Mm3), y que el embalse Gallito Poecho registró el mayor incremento de 25.60 MMm3 durante el segundo trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al segundo trimestre 2021-2022

| EMBALSE                        | VOLUMEN ACUMULADO (MMm3) - Segundo Trimestre |         | VARIACIÓN % |
|--------------------------------|----------------------------------------------|---------|-------------|
|                                | 2021                                         | 2022    |             |
| POECHOS                        | 1264.40                                      | 1290.00 | 2.02%       |
| GALLITO CIEGO                  | 1116.86                                      | 1140.31 | 2.10%       |
| SIBINACOA                      | 296.56                                       | 315.44  | 6.37%       |
| EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA       | 18.91                                        | 24.52   | 29.70%      |
| EMBALSE MARCAPOMACOA           | 34.98                                        | 38.75   | 10.79%      |
| EMBALSE PALLCA                 | 1.03                                         | 1.43    | 39.70%      |
| EMBALSE MALPASO                | 62.91                                        | 63.12   | 0.34%       |
| COMPENSACION RESTITUCIÓN       | 1.38                                         | 1.58    | 13.99%      |
| DIQUE CINCEL                   | 0.31                                         | 0.38    | 25.90%      |
| PRESA SAN GABAN                | 0.20                                         | 0.23    | 16.92%      |
| DIQUE CAMPANARIO               | 0.16                                         | 0.19    | 16.67%      |
| PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE | 0.99                                         | 1.01    | 1.68%       |
| EMBALSE HUALLAMAYO             | 4.47                                         | 4.47    | 0.16%       |
| EMBALSE COMPENSACION ARICOTA   | 0.14                                         | 0.14    | 0.00%       |
| PRESA SHEQUE                   | 0.54                                         | 0.52    | -3.72%      |
| PRESA HUINCO                   | 0.79                                         | 0.76    | -3.66%      |
| RESERVOIRIO CHECRAS            | 0.71                                         | 0.68    | -4.78%      |
| RESERVOIRIO CIRATO             | 0.99                                         | 0.92    | -6.87%      |
| PRESA SHAPIRINGO               | 0.31                                         | 0.23    | -25.90%     |
| RESERVOIRIO CAPILLUCAS         | 0.37                                         | 0.09    | -75.93%     |
| COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO     | 1.71                                         | 1.36    | -20.77%     |
| RESERVOIRIO SAN DIEGO          | 0.97                                         | 0.60    | -38.41%     |
| RESERVOIRIO TULUMAYO           | 3.37                                         | 2.29    | -32.12%     |
| PAUCARCOCHA                    | 201.63                                       | 199.94  | -0.84%      |
| ANTACOTO                       | 361.70                                       | 357.72  | -1.10%      |
| EMBALSE CHAGLLA                | 15.79                                        | 11.35   | -28.10%     |
| LAGUNA YURACMAYO               | 137.78                                       | 132.93  | -3.52%      |
| LAGO VICONGA                   | 77.46                                        | 70.17   | -9.41%      |
| RESERVOIRIO TABLACHACA         | 16.05                                        | 7.86    | -51.00%     |
| JUNIN (STATKRAFT)              | 887.73                                       | 872.47  | -1.72%      |
| LAGUNA ARICOTA                 | 752.48                                       | 716.37  | -4.80%      |

(\*) 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 segundo trimestre 2022.

### 5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

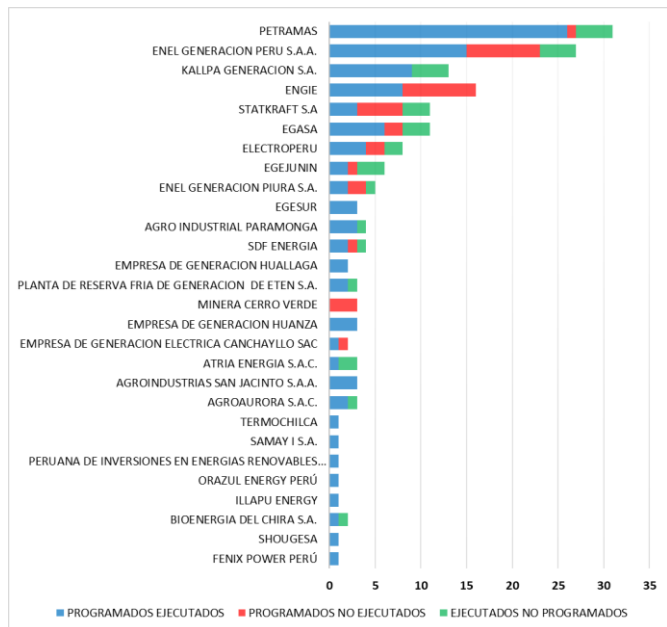
Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

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 segundo trimestre del 2022, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total se

efectuaron 136 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 105 fueron programados ejecutados y 31 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 34 actividades programadas y se ejecutaron 49 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico13. Mantenimiento mayor en generación por empresa segundo trimestre 2022.

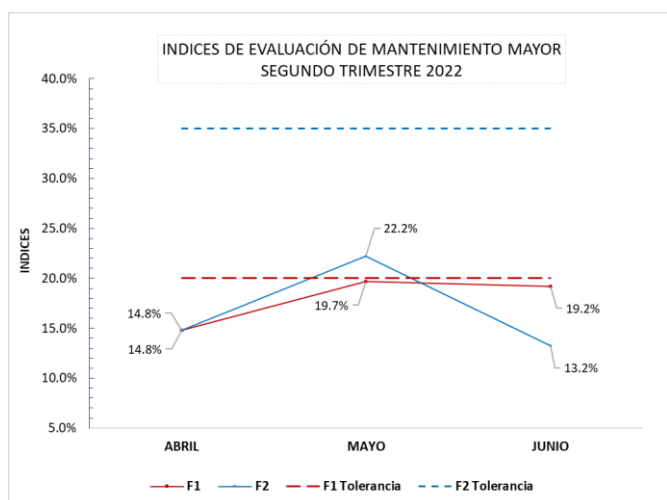


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 segundo trimestre 2022 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

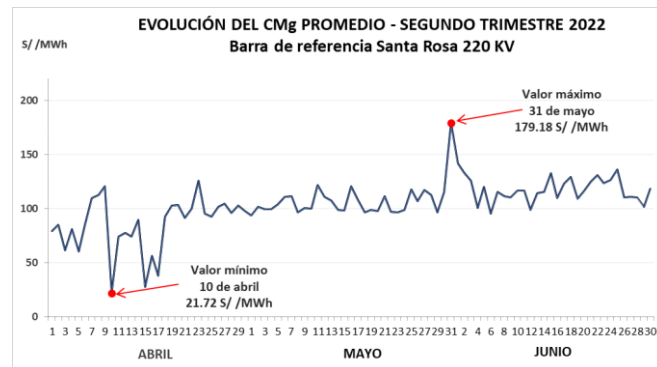
## 6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del segundo trimestre 2022 de los costos marginales y los costos operativos.

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

Durante el segundo trimestre (abril a junio) 2022, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 31 de mayo con 179.18 \$ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 10 de abril con 21.72 \$ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 103.27 \$ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

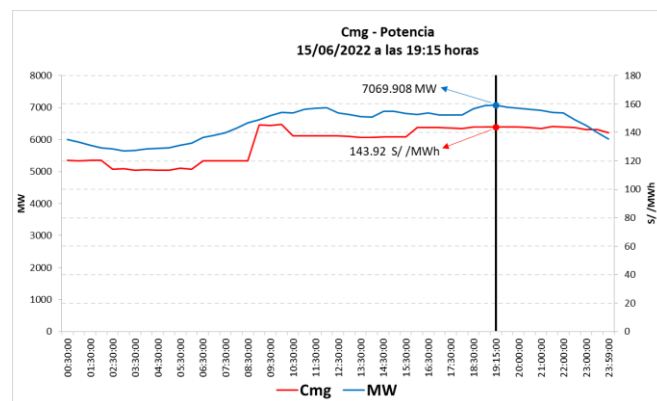


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

### 6.2 CMg EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2022

La máxima demanda coincidente del SEIN en el segundo trimestre fue el 15/06/2022 a las 19:15 h donde se alcanzó 7069.908 MW, el CMg en dicho punto fue de 143.92 \$ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

### 6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el segundo trimestre 2022 los costos operativos ascendieron a 543.691 millones de soles, presentando un incremento de 387.143 millones de soles respecto del segundo trimestre 2021. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en abril, mayo y junio del segundo trimestre del 2022 son muy superiores respecto al 2021. Esto se debe a 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.

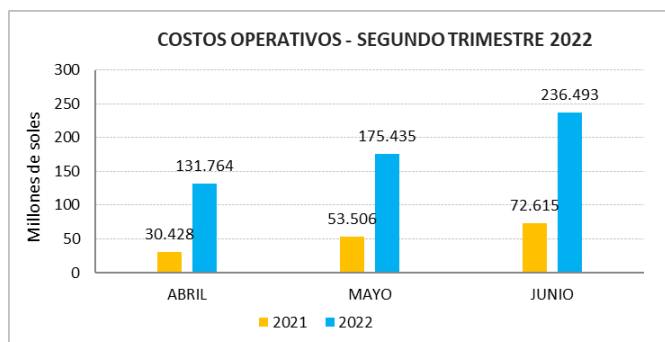
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

| EMPRESA                     | GRUPO - MODO OPERACION                | CV (\$./ MWh)<br>26/06/2021 | CV (\$./ MWh)<br>26/06/2022 | Var (%) |
|-----------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------|
| ENGIE                       | CHILCA1 TG3 - GAS                     | 40.06                       | 149.69                      | 273.66% |
| ENGIE                       | CHILCA2 TG41 - GAS                    | 40.01                       | 149.13                      | 272.77% |
| ENGIE                       | CHILCA1 TG1 - GAS                     | 38.70                       | 143.64                      | 271.21% |
| ENGIE                       | CHILCA1 TG2 - GAS                     | 38.23                       | 141.56                      | 270.33% |
| ENEL GENERACION PERU S.A.A. | VENTANILLA TG 4 - GAS                 | 42.76                       | 148.16                      | 246.48% |
| ENEL GENERACION PERU S.A.A. | VENTANILLA TG 3 - GAS                 | 42.54                       | 146.84                      | 245.16% |
| KALLPA GENERACION S.A.      | KALLPA TG2 - GAS                      | 43.18                       | 148.96                      | 245.01% |
| KALLPA GENERACION S.A.      | KALLPA TG1 - GAS                      | 43.11                       | 148.69                      | 244.92% |
| KALLPA GENERACION S.A.      | KALLPA TG3 - GAS                      | 42.65                       | 146.83                      | 244.29% |
| KALLPA GENERACION S.A.      | LFLORES TG1 GAS                       | 42.64                       | 146.78                      | 244.24% |
| FENIX POWER PERU            | FENIX GT11 - GAS                      | 42.56                       | 143.18                      | 236.40% |
| FENIX POWER PERU            | FENIX GT12 - GAS                      | 42.36                       | 142.39                      | 236.13% |
| ENGIE                       | CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS               | 34.40                       | 106.94                      | 210.88% |
| ENGIE                       | CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS               | 35.14                       | 109.09                      | 210.41% |
| ENEL GENERACION PERU S.A.A. | VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO | 36.69                       | 110.07                      | 199.97% |
| ENEL GENERACION PERU S.A.A. | VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS           | 36.60                       | 109.67                      | 199.60% |

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

En el mes de junio se percibió el mayor costo de Operación (236.493 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – segundo trimestre



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

## 7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL SEGUNDO TRIMESTRE 2022

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

- Proyecto de Resolución Ministerial que aprueba el "Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad (RESEATE-2022)" [RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 142-2022-MINEM/DM](#)
- Otorgar a favor de la empresa ECORER S.A.C., la concesión temporal para desarrollar los estudios de factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica para el proyecto "Central Eólica La Quebrada", con una capacidad instalada estimada de 100MW, los cuales se realizarán en los distritos de Nasca y Marcona, provincia de Nasca, departamento de Ica; por un plazo de 24 meses, contados a partir de la publicación de la presente Resolución Ministerial, según lo establecido en el artículo 23 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Comisiones Eléctricas. [RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 179-2022-MINEM/DM](#)

## 8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

### 8.1 KALLPA INICIA OPERACIÓN EN CICLO COMBINADO DE TÉRMICA LAS FLORES CON INVERSIÓN DE US\$ 165 MILLONES.

La central térmica de Las Flores de Kallpa, ubicada en el departamento de Lima, ha comenzado sus operaciones en ciclo combinado con una inversión de US\$ 165 millones para proveer

de energía al Perú desde una instalación definida como "la más eficiente" de América Latina.



(\*) Fuente: Diario Gestión

<https://acortar.link/aut8TI>

### 8.2 CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO PUNTA LOMITAS PRESENTA AVANCE DEL 50%

Punta Lomitas – que se ubica en el distrito de Ocucaje, en Ica – es una operación que suministrará energía al proyecto Quellaveco de Anglo American. El Líder de Desarrollo de Renovables de ENGIE Perú, Gabriel Souza, reveló, en entrevista exclusiva con Rumbo Minero, que la construcción del parque eólico Punta Lomitas presenta un avance aproximado del 50%.

"El proyecto eólico Punta Lomitas está en etapa de construcción avanzada, estamos en un 50%, su inicio de operación está programado para el primer trimestre del próximo año", dijo.



(\*) Fuente: Rumbo minero

<https://acortar.link/JWLHWv>