



Osinergmin

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

PRINCIPALES INDICADORES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Preso)



C.T. CHILCA I (Calderas)

SEGUNDO TRIMESTRE

2024

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 segundo trimestre del 2024.

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 m³/s y volúmenes en millones de m³.

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 2024 en millones de soles.

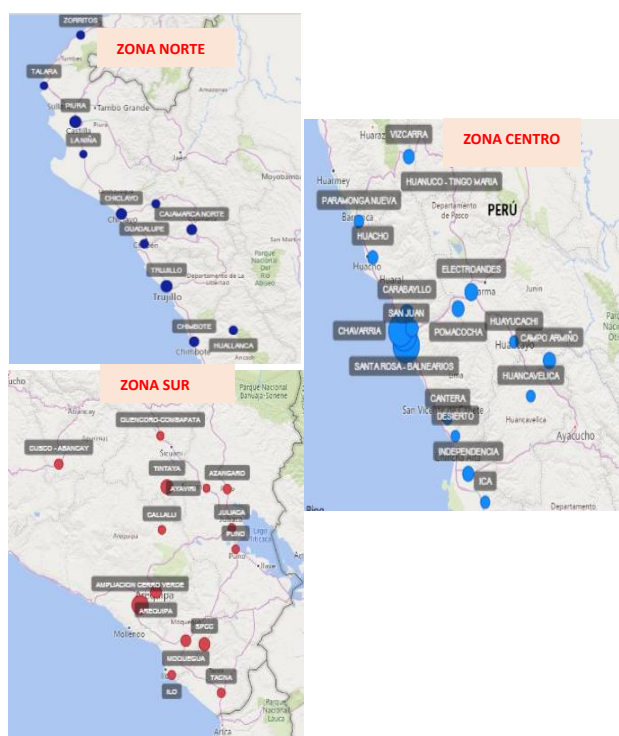
2 DEMANDA

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 segundo trimestre del 2024 disminuyó respecto al segundo trimestre del 2023 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Ayaviri y Moquegua registraron las mayores variaciones con 37.04% y 11.24% respectivamente, en la zona centro las barras Carabayllo y Paramonga Nueva registraron las mayores variaciones con 14.43% y 13.88%, finalmente en la zona norte las barras Guadalupe y La niña registraron las mayores variaciones con 15.26% y 8.18%.

La barra Carabayllo de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 65.85 GWh, en la zona sur la barra Moquegua en un 22.60 GWh y en la zona norte la barra Trujillo aumentó en 27.46 GWh.

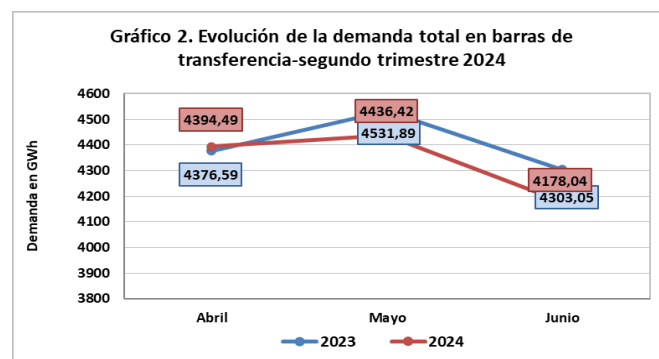
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-segundo trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2023	DEMANDA (GWh) 2024	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	8283,05	8103,59	-2,17%
SAN JUAN	1579,66	1438,71	-8,92%
CHAVARRIA	1253,91	1199,82	-4,31%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1384,26	1368,67	-1,13%
ELECTROANDES	470,59	427,41	-9,18%
INDEPENDENCIA	369,74	344,10	-6,94%
CAJAMARQUILLA	356,17	385,56	8,25%
VIZCARRA	273,31	271,99	-0,49%
ZAPALLAL	175,89	190,42	8,26%
HUANUCO - TINGO MARIA	114,65	120,41	5,02%
PARAMONGA NUEVA	94,94	108,11	13,88%
POMACOCOA	365,55	348,96	-4,54%
MARCONA	360,03	332,09	-7,76%
PUCALLPA - AGUAYTIA	96,56	105,12	8,86%
CAMPO ARMIÑO	409,43	382,89	-6,48%
HUAYUCACHI	79,44	85,17	7,21%
DESERTO	68,91	72,20	4,77%
ICA	97,43	102,92	5,64%
HUACHO	150,77	161,48	7,10%
HUANCVELICA	75,11	83,63	11,35%
CANTERA	50,33	51,74	2,79%
CARABAYLLO	456,36	522,21	14,43%
ÁREA NORTE	1957,90	1896,81	-3,12%
TRUJILLO	397,47	424,93	6,91%
PIURA	350,40	329,91	-5,85%
CAJAMARCA NORTE	186,17	187,01	0,46%
CHIMBOTE	213,33	225,78	5,83%
CHICLAYO	251,46	263,80	4,91%
GUADALUPE	120,80	139,24	15,26%
HUALLANCA	126,98	118,57	-6,62%
ZORRITOS	92,26	82,56	-10,51%
CARHUQUERO	95,70	48,98	-48,81%
TALARA	98,31	48,95	-50,21%
LA NIÑA	25,02	27,07	8,18%
ÁREA SUR	2970,58	3008,54	1,28%
SPCC	348,05	338,24	-2,82%
AMPLIACION CERRO VERDE	959,74	937,68	-2,30%
AREQUIPA	380,41	395,08	3,86%
TINTAYA	437,00	448,37	2,60%
CUSCO - ABANCAY	163,95	180,31	9,98%
CALLALLI	51,84	52,86	1,98%
TACNA	89,95	90,43	0,53%
JULIACA	55,21	56,96	3,17%
AZANGARO	132,61	139,91	5,51%
PUNO	28,80	28,42	-1,29%
QUENCORO-COMBAPATA	44,77	39,92	-10,83%
ILO	72,99	70,95	-2,80%
MOQUEGUA	201,17	223,77	11,24%
AYAVIRI	4,11	5,63	37,04%
TOTAL	13211,53	13008,94	-1,53%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

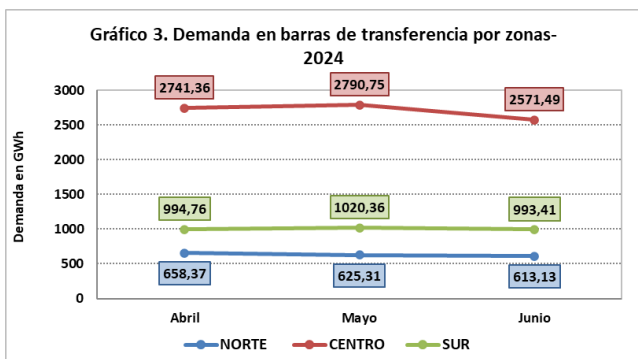
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del segundo trimestre 2024 respecto del segundo trimestre 2023. Se observa que, en los meses de abril, mayo y junio, el crecimiento de la demanda fue de 0.41%, -2.11% y -2.91% respectivamente. Siendo el mayor incremento en abril con 17.90 GWh más que en abril 2023.



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

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



(*) 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 2024 respecto al 2023.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2023			DEMANDA (GWh)-2024		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Abril	648,41	2749,27	978,91	658,37	2741,36	994,76
Mayo	673,23	2850,21	1008,45	625,31	2790,75	1020,36
Junio	636,27	2683,57	983,21	613,13	2571,49	993,41
Total	1957,90	8283,05	2970,58	1896,81	8103,59	3008,54

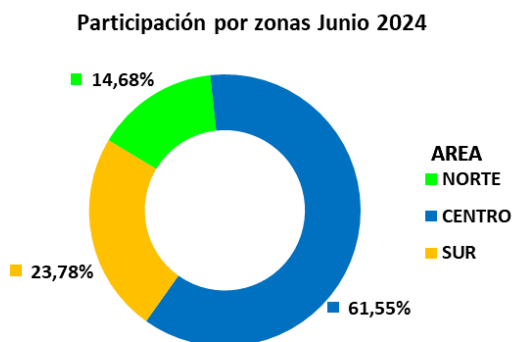
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el segundo trimestre del año 2024 respecto al mismo periodo del año 2023 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de -2.17% (-179.46 GWh), en la zona sur de 1.28 % (37.96 GWh) y en la zona norte de -3.12% (-61.09 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al segundo trimestre 2024, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de junio. La participación de la zona centro con 61.55%, en la zona sur con 23.78% y en la zona norte con un 14.68%.

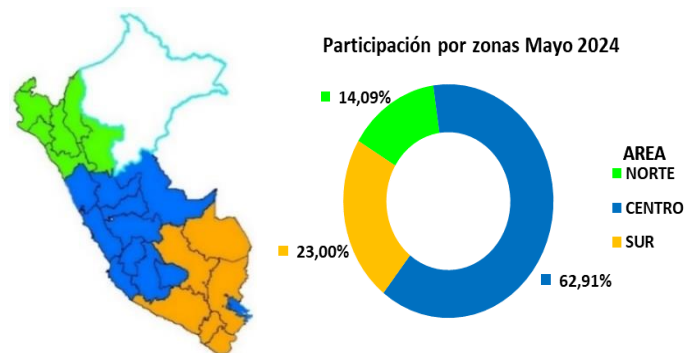
Gráfico 4. Participación por zonas junio 2024



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En mayo 2024, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62.91%, en la zona sur 23.00%, en la zona norte 14.09%.

Gráfico 5. Participación por zonas segundo trimestre 2024



(*) 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 2023 fueron Apurímac, La Libertad y Ucayali con 9.98%, 8.86% y 8.86% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron San Martín (-16.27%), Cajamarca (-16.27%) y Piura (-14.31%).

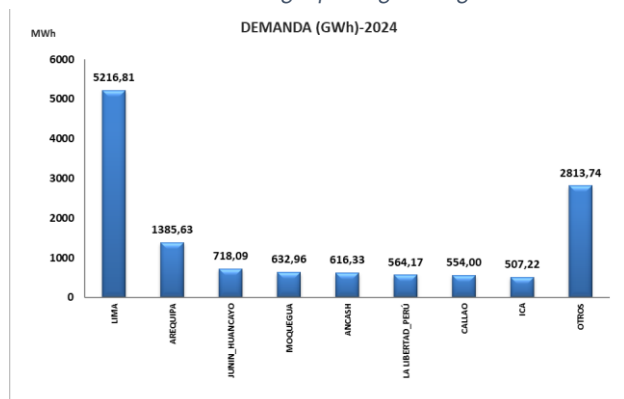
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-segundo trimestre 2024

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2023	DEMANDA (GWh)-2024	VARIACIÓN
CENTRO	8283,05	8103,59	-2,17%
ANCASH	273,31	271,99	-0,49%
AYACUCHO	313,26	301,61	-3,72%
HUANCAYELICA	171,29	164,92	-3,72%
HUANUCO	114,65	120,41	5,02%
ICA	526,37	507,22	-3,64%
PASCO	152,44	143,44	-5,90%
JUNIN_HUANCAYO	763,13	718,09	-5,90%
CALLAO	563,72	554,00	-1,72%
LIMA	5308,32	5216,81	-1,72%
UCAYALI	96,56	105,12	8,86%
NORTE	1957,90	1896,81	-3,12%
ANCASH	340,31	344,35	1,19%
SAN MARTIN	107,76	90,22	-16,27%
CAJAMARCA	174,11	145,78	-16,27%
LA LIBERTAD_PERÚ	518,27	564,17	8,86%
LAMBAYEQUE	251,46	263,80	4,91%
PIURA	473,74	405,93	-14,31%
TUMBES	92,26	82,56	-10,51%
SUR	2970,58	3008,54	1,28%
APURIMAC	163,95	180,31	9,98%
AREQUIPA	1391,98	1385,63	-0,46%
CUSCO	481,77	488,30	1,35%
MOQUEGUA	622,21	632,96	1,73%
MADRE DE DIOS	27,19	28,45	4,62%
PUNO	193,53	202,47	4,62%
TACNA	89,95	90,43	0,53%
TOTAL	13211,53	13008,94	-1,53%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de abril a junio del 2024 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 28.45 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5216.81 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Moquegua con 1385.63 GWh, 718.09 GWh y 632.96 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-segundo trimestre 2024

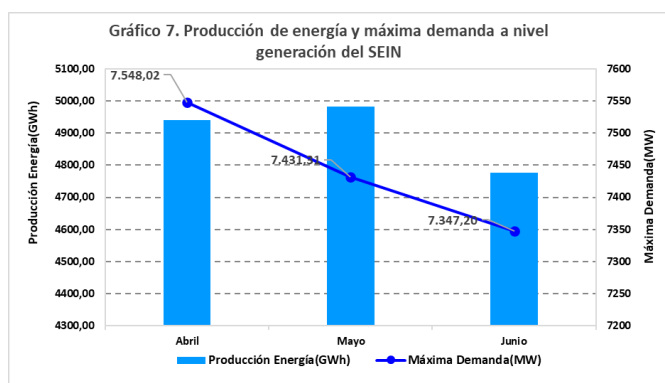


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el segundo trimestre 2024 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en abril con 7548.02 MW y mínima en junio con 7347.20 MW.

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



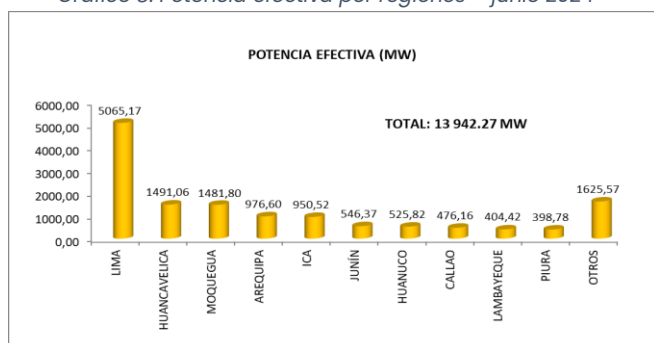
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del segundo trimestre 2024 es de 13 942.27 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 5065.17 MW que representa el 36.33%, Huancavelica con 1491.06 MW (10.69%) y Moquegua con 1481.80 MW (10.63%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones - junio 2024

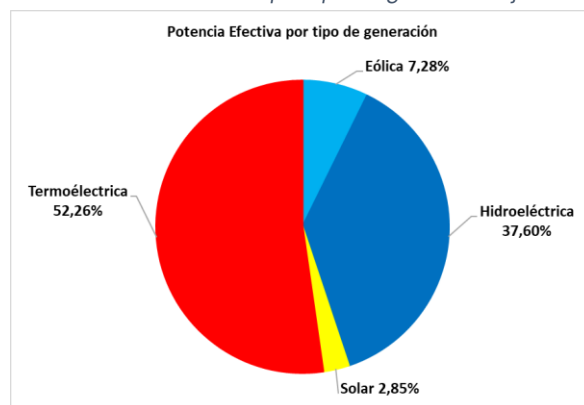


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del segundo trimestre 2024 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 7286.35 MW, hidroeléctrica 5242.7 MW, eólica 1015.4 MW y solar 397.82 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-junio 2024

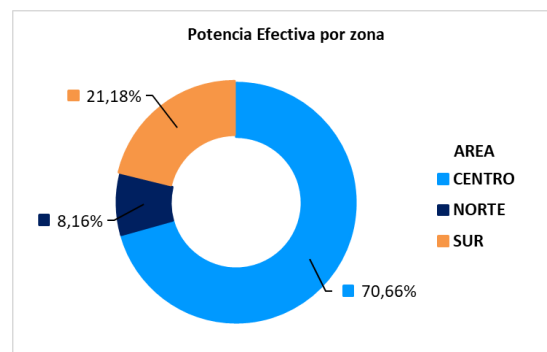


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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 2024



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2024

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el segundo trimestre 2024, 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 2023. El segundo trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden a aumentar. En el caso del caudal de los ríos Chancay y Santa Eulalia presentan una disminución en -53.79% y -14.51% respectivamente y en el caso de Santa y

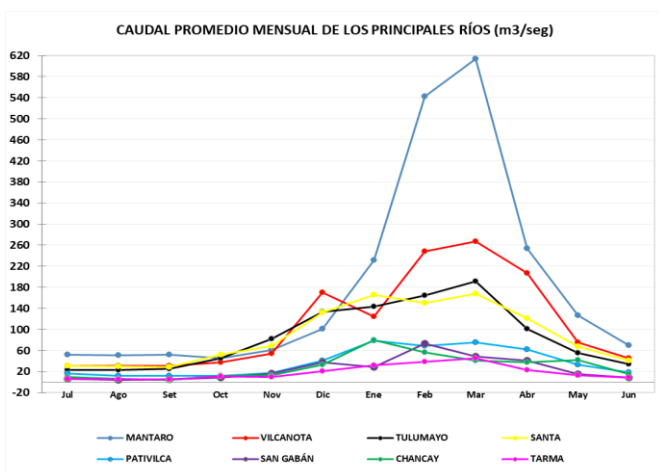
Vilcanota se aprecia un incremento de 18.25% y 13.35% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - segundo trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m ³ /s) - Junio		VARIACIÓN %
	2023	2024	
MANTARO	64,24	70,34	9,50%
VILCANOTA	39,61	44,90	13,35%
TULUMAYO	34,40	34,42	0,05%
SANTA	34,32	40,58	18,25%
PATIVILCA	18,18	19,11	5,13%
SAN GABÁN	8,15	9,05	10,97%
CHANCAY	32,51	15,02	-53,79%
TARMA	9,02	8,71	-3,41%
CHARCANI V	10,53	11,39	8,09%
RÍMAC	11,32	11,24	-0,69%
SANTA EULALIA	7,76	6,63	-14,51%
ARICOTA	1,70	1,68	-1,26%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2023-2024

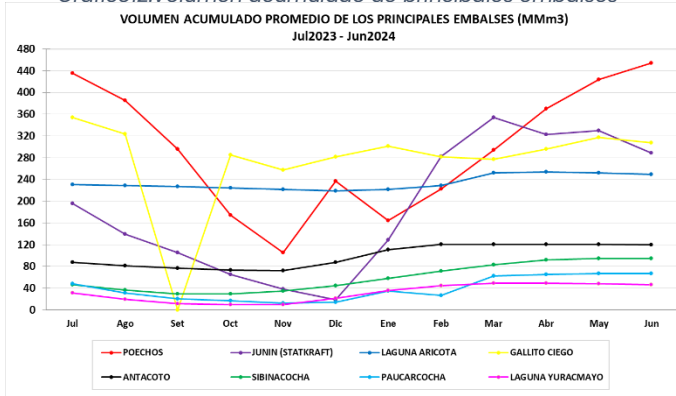


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo julio 2023 – junio 2024, 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 2023 y 2024, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Gallito Ciego (-221.36 MMm³), y que en Junin (Statkraft) registró el mayor incremento de 235,60 MMm³ durante el segundo trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al segundo trimestre 2023-2024

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm ³) - Segundo Trimestre		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm ³
	2023	2024		
POECHOS	1100,50	1247,30	13,34%	146,80
JUNIN (STATKRAFT)	705,60	941,20	33,39%	235,60
LAGUNA ARICOTA	703,05	754,75	7,35%	51,71
GALLITO CIEGO	1141,93	920,58	-19,38%	-221,36
ANTACOTO	269,40	361,31	34,12%	91,91
SIBINACOCHA	168,71	280,89	66,49%	112,18
PAUCARCOCHA	199,10	199,65	0,27%	0,54
LAGUNA YURACMAYO	125,22	144,30	15,23%	19,07
EMBALSE MALPASO	59,52	66,48	11,69%	6,96
LAGO VICONGA	65,15	64,20	-1,46%	-0,95
EMBALSE MARCAPOMACocha	40,62	38,04	-6,34%	-2,57
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	10,33	24,27	135,04%	13,94
RESERVORIO TABLACHACA	5,48	2,94	-46,28%	-2,54
EMBALSE CHAGLLA	5,97	10,56	76,90%	4,59
EMBALSE HUALLAMAYO	4,02	4,05	0,62%	0,03
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1,48	1,88	27,23%	0,40
RESERVORIO TULUMAYO	2,01	0,00	-99,89%	-2,00
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1,42	1,23	-13,86%	-0,20
RESERVORIO SAN DIEGO	0,68	1,11	63,10%	0,43
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE	0,73	0,82	12,59%	0,09
EMBALSE PALLCA	1,22	0,83	-31,65%	-0,39
RESERVORIO CHECRAS	0,89	0,83	-6,73%	-0,06
RESERVORIO CIRATO	1,09	1,45	32,36%	0,35
PRESA SHEQUE	0,59	0,62	5,24%	0,03
PRESA HUINCO	0,59	0,51	-12,35%	-0,07
DIQUE CINCEL	0,33	0,38	13,17%	0,04
RESERVORIO CAPIILLUCAS	0,30	0,98	226,38%	0,68
PRESA SAN GABAN	0,13	0,26	97,71%	0,13
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0,14	0,14	0,00%	0,00
PRESA SHAPIRINGO	0,04	0,37	747,73%	0,33
DIQUE CAMPANARIO	0,19	0,18	-5,35%	-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 segundo trimestre 2024.

5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

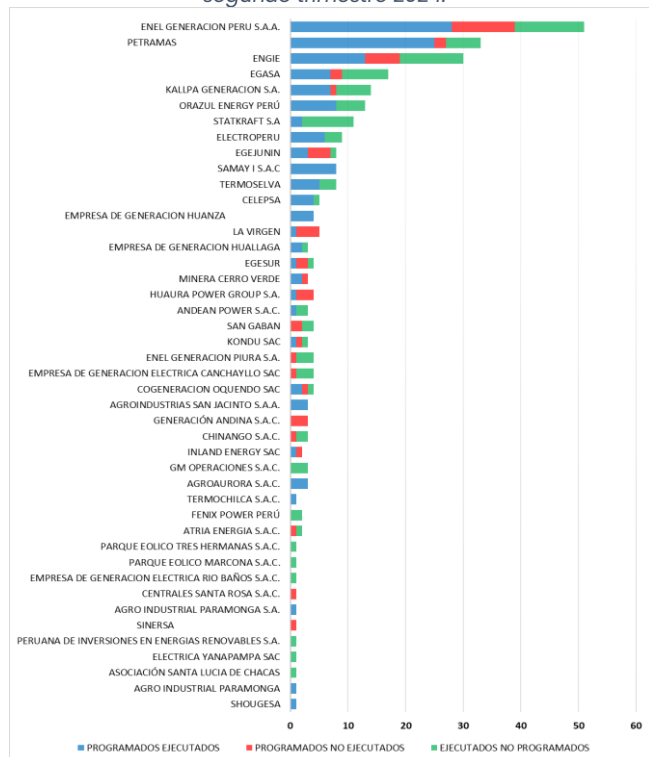
Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

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 2024, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total se efectuaron 371 actividades de

mantenimiento mayor, entre los cuales 142 fueron programados ejecutados y 93 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 50 actividades programadas y se ejecutaron 86 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa segundo trimestre 2024.

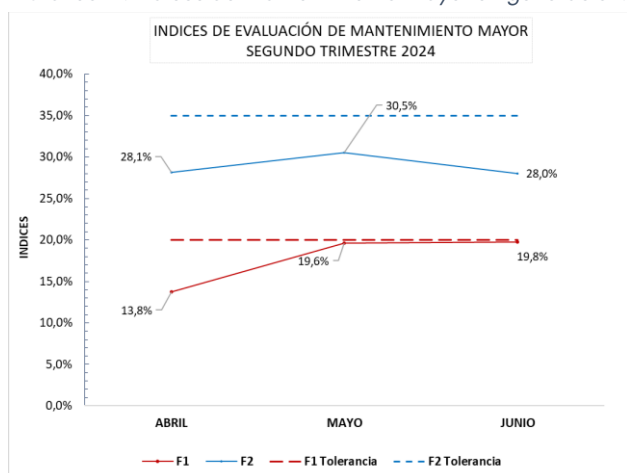


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 2024 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

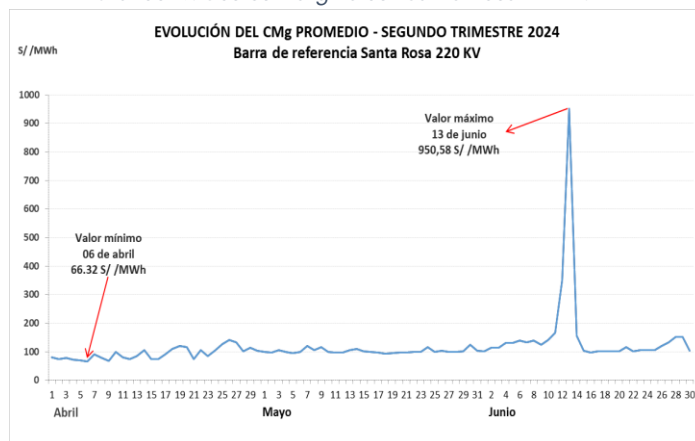
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del segundo trimestre 2024 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) 2024, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 13 de junio con 950.58 \$ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 6 de abril con 66.32 \$ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 116.76 \$ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

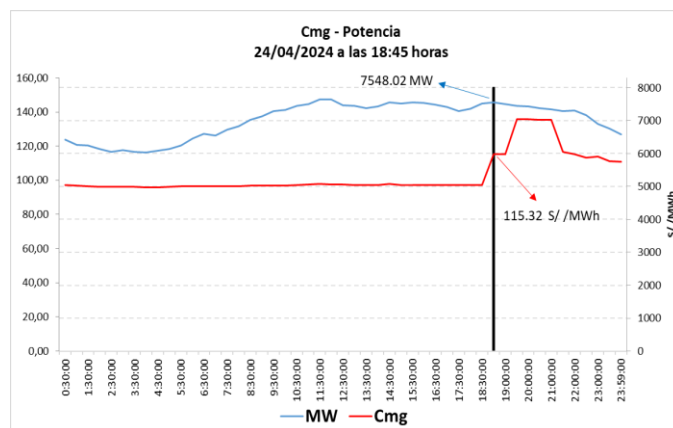


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2024

La máxima demanda coincidente del SEIN en el segundo trimestre fue el 24/04/2024 a las 18:45 h donde se alcanzó 7548.02 MW, el CMg en dicho punto fue de 115.32 \$ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el segundo trimestre 2024 los costos operativos ascendieron a 607.83 millones de soles, presentando una disminución de 207.46 millones de soles respecto del segundo trimestre 2023. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en abril y junio del segundo trimestre del 2024 son menores respecto al 2023. 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.

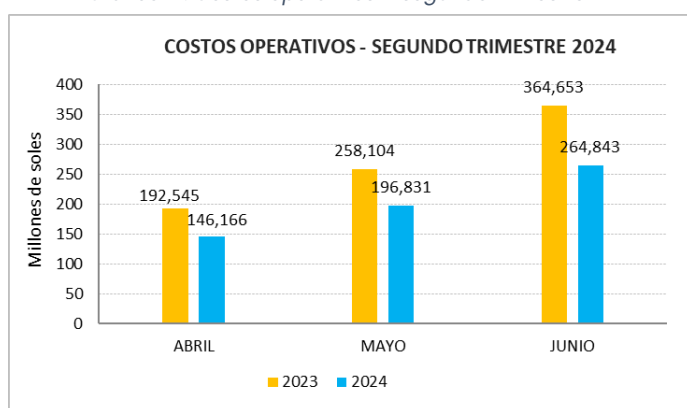
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N° 31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (\$/KWh) 26/05/2023	CV (\$/KWh) 26/05/2024	Var (%)
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG4 - GAS	91,07	124,97	37,23%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG2 - GAS	145,61	190,58	30,89%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG1 - GAS	146,55	184,81	26,11%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI6 - GAS	192,55	228,51	18,67%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI5 - GAS	195,60	227,97	16,55%
FENIX POWER PERU	FENIX GT12 - GAS	150,52	166,10	10,35%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - GAS	176,21	193,97	10,08%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	157,76	173,57	10,03%
FENIX POWER PERU	FENIX GT11 - GAS	151,35	166,42	9,95%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	119,11	130,40	9,48%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	153,41	165,86	8,11%
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	149,42	161,34	7,98%
TERMOCHILCA S.A.C.	OLLEROS TG1 - GAS	160,91	173,56	7,86%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA TG8 - GAS	156,92	168,79	7,56%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	157,27	168,36	7,05%
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	158,28	168,56	6,50%

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

En el mes de junio se percibió el mayor costo de Operación (264.84 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – segundo trimestre



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL SEGUNDO TRIMESTRE 2024

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

- Otorgar la autorización por tiempo indefinido a favor de la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en las instalaciones de la "Central Térmica de Emergencia Chao 17.88 MW", ubicado en el distrito de Chao, provincia de Virú, departamento de La Libertad.

RESOLUCION MINISTERIAL N° 177-2024-MINEM/DM

- Otorgar a favor de MAJES SOL DE VERANO S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto "Línea de Transmisión en 138 kV Sol de Verano I – S.E. Majes", ubicado en el distrito de Majes, provincia de Cayllón y departamento de Arequipa.

RESOLUCION MINISTERIAL N° 204-2024-MINEM/DM

- Otorgar a favor de la empresa SL ENERGY S.A.C., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Parque Eólico Guarango", ubicado en los distritos de Ocucaje y Santiago, provincia y departamento de Ica.

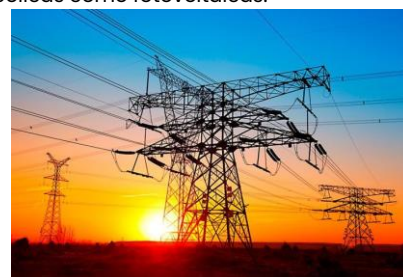
RESOLUCION MINISTERIAL N° 215-2024-MINEM/DM

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 LUZ VERDE PARA ESTUDIAR FACTIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN ICA Y MOQUEGUA

A través de la Resolución Ministerial N° 193-2024-MINEM/DM y RM N° 194-2024-MINEM/DM, el Ministerio de Energía y Minas otorgó a favor de las empresas GR Chabarbamba S.A.C. y GR CAOBA S.A.C., la concesión temporal de transmisión para desarrollar los estudios de factibilidad en las futuras "Línea de Transmisión 220 kV S.E. Macarena – S.E. Poroma" y "Derivación en 220 kV de las líneas de transmisión L-2033 y L-2034 hacia la SE Girasol" respectivamente.

GR Chabarbamba y GR CAOBA son empresas de propósito especial creadas por Grenergy Perú, filial de Grenergy, empresa española que inició actividades en Perú en el año 2015, opera actualmente dos parques eólicos con una potencia total de 36 MW, y posee una cartera de proyectos en desarrollo de más de 500MW de plantas de energía renovable no convencionales tanto eólicas como fotovoltaicas.



(*) Fuente: Perú Energía

<https://acortar.link/qFGsr4>

8.2 MINEM SUSCRIBIÓ ACUERDO DE COOPERACIÓN CON AGENCIA DE ENERGÍA DE COREA

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) suscribió un Memorándum de Entendimiento con la Agencia de Energía de la República de Corea (KEA, por sus siglas en inglés), con el objetivo de promover y desarrollar la cooperación entre ambas instituciones en materia de eficiencia energética, energía renovable, vehículos eléctricos, hidrógeno verde, innovación tecnológica y cambio climático.

El alcance de la cooperación incluye la transferencia de tecnología y asistencia técnica, así como supervisión del sistema y el monitoreo de programas, proyectos o actividades, fortaleciendo las relaciones de cooperación entre ambas partes y lograr su crecimiento y desarrollo.



(*) Fuente: Gob.pe.

<https://acortar.link/JZQ2LZ>