



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 (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

PRIMER TRIMESTRE 2024

DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD



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 primer 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 primer trimestre del 2024 en millones de soles.

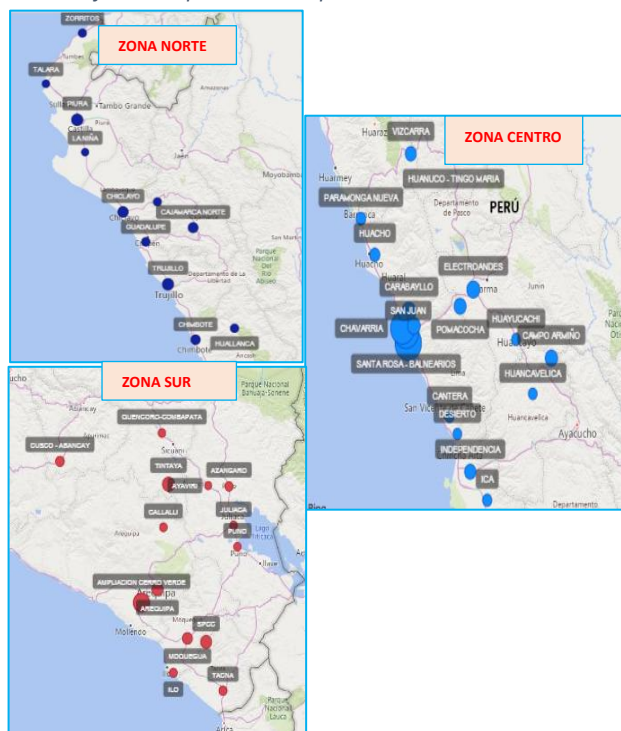
2 DEMANDA

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 primer trimestre del 2024 aumentó respecto al primer trimestre del 2023 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Azángaro y Cusco - Abancay registraron las mayores variaciones con 43.16% y 26.97% respectivamente, en la zona centro las barras Carabaylo y Huacho registraron las mayores variaciones con 28.90% y 17.27%, finalmente en la zona norte las barras Talara y La Niña registraron las mayores variaciones con 76.27% y 22.54%.

La barra Santa Rosa - Balnearios de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 154.74 GWh, en la zona sur la barra Azángaro en un 40.11 GWh y en la zona norte la barra Talara aumentó en 64.96 GWh.

En el segundo trimestre del 2021 se reactivaron en su totalidad las actividades de medianos y grandes consumidores y en efecto la demanda se normalizó, por tal motivo en el primer trimestre del 2024 se aprecia un aumento relativo del 3.24%.

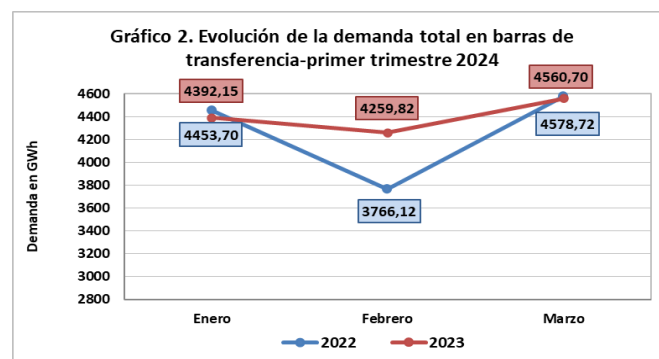
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-primer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2023	DEMANDA (GWh) 2024	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	8036,67	8373,28	4,19%
SAN JUAN	1603,61	1488,43	-7,18%
CHAVARRIA	1220,70	1300,45	6,53%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1269,44	1424,17	12,19%
ELECTROANDES	361,02	422,77	17,11%
INDEPENDENCIA	373,84	368,64	-1,39%
CAJAMARQUILLA	372,09	302,80	-18,62%
VIZCARRA	250,12	267,78	7,06%
ZAPALLAL	190,49	208,59	9,50%
HUANUCO - TINGO MARIA	116,34	115,60	-0,64%
PARAMONGA NUEVA	101,96	119,36	17,06%
POMACOCCHA	388,60	396,64	2,07%
MARCONA	380,43	385,58	1,35%
PUCALLPA - AGUAYTIA	94,61	105,35	11,35%
CAMPO ARMIÑO	371,76	353,55	-4,90%
HUAYUCACHI	79,43	78,72	-0,91%
DESIERTO	63,62	71,38	12,19%
ICA	107,21	118,86	10,87%
HUACHO	145,81	170,99	17,27%
HUANCavelica	73,55	73,84	0,40%
CANTERA	50,65	56,60	11,75%
CARABAYLLO	421,41	543,19	28,90%
ÁREA NORTE	1988,51	1943,27	-2,28%
TRUJILLO	375,59	376,97	0,37%
PIURA	409,47	342,51	-16,35%
CAJAMARCA NORTE	183,66	194,56	5,94%
CHIMBOTE	210,06	221,42	5,41%
CHICLAYO	275,19	259,34	-5,76%
GUADALUPE	119,90	122,80	2,42%
HUALLANCA	107,66	110,73	2,85%
ZORRITOS	79,82	80,52	0,88%
CARHUAQUERO	112,93	48,67	-56,91%
TALARA	85,17	150,13	76,27%
LA NIÑA	29,06	35,61	22,54%
ÁREA SUR	2773,36	2896,13	4,43%
SPCC	310,99	332,08	6,78%
AMPLIACION CERRO VERDE	913,98	888,58	-2,78%
AREQUIPA	372,42	391,15	5,03%
TINTAYA	411,11	411,49	0,09%
CUSCO - ABANCAY	137,94	175,13	26,97%
CALLALI	47,40	49,24	3,90%
TACNA	91,17	93,92	3,02%
JULIACA	49,17	53,89	9,60%
AZANGARO	92,93	133,05	43,16%
PUNO	29,92	26,46	-11,57%
QUENCOROCOMBAPATA	44,63	39,31	-11,92%
ILO	71,95	75,50	4,94%
MOQUEGUA	195,40	221,12	13,16%
AYAVIRI	4,36	5,20	19,15%
TOTAL	12798,54	13212,68	3,24%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

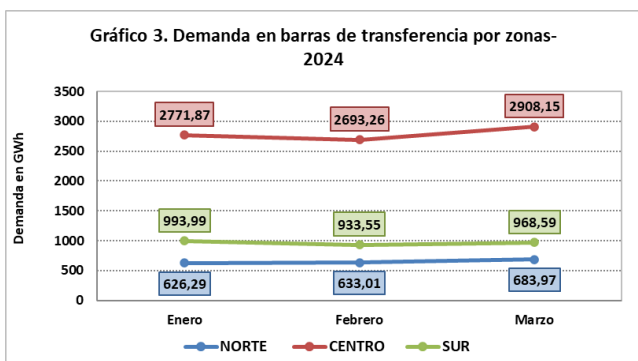
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del primer trimestre 2024 respecto del primer trimestre 2023. Se observa que, en los meses de enero, febrero y marzo, el crecimiento de la demanda fue de -1.38%, 13.11% y -0.39% respectivamente. Siendo el mayor incremento en febrero con 493.70 GWh más que en febrero 2023.



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

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



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de enero hasta marzo 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
Enero	691,41	2771,44	990,85	626,29	2771,87	993,99
Febrero	614,88	2355,92	795,32	633,01	2693,26	933,55
Marzo	682,22	2909,31	987,20	683,97	2908,15	968,59
Total	1988,51	8036,67	2773,36	1943,27	8373,28	2896,13

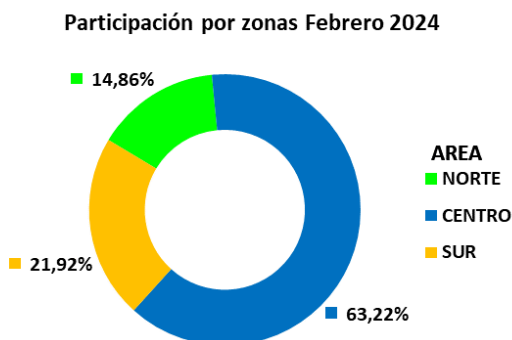
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el primer trimestre del año 2024 respecto al mismo periodo del año 2023 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 4.19% (336.62 GWh), en la zona sur con 4.43 % (122.76 GWh) y en la zona norte de -2.28% (-45.24 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al primer trimestre 2024, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de febrero. La participación de la zona centro con 63.22%, en la zona sur con 21.92% y en la zona norte con un 14.86%.

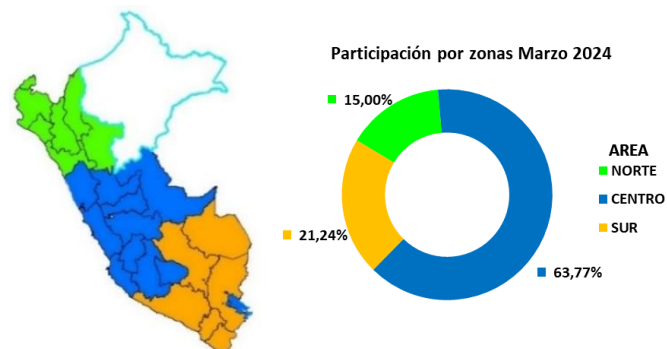
Gráfico 4. Participación por zonas febrero 2024



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En marzo 2024, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 63.77%, en la zona sur 21.24%, en la zona norte 15.00%.

Gráfico 5. Participación por zonas primer 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 Puno, Madre de Dios y Apurímac con 33.34%, 33.34% y 25.59% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron San Martín (-17.89%), Cajamarca (-17.89%) y Lambayeque (-11.01%).

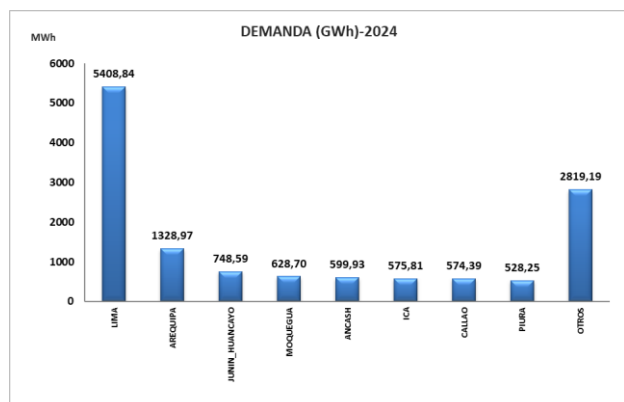
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-primer trimestre 2024

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2023	DEMANDA (GWh)-2024	VARIACIÓN
CENTRO	8036,67	8373,28	4,19%
ANCASH	250,12	267,78	7,06%
AYACUCHO	287,89	276,31	-4,02%
HUANCAVELICA	157,42	151,08	-4,02%
HUANUCO	116,34	115,60	-0,64%
ICA	551,25	575,81	4,46%
PASCO	138,04	149,54	8,33%
JUNIN_HUANCAYO	691,01	748,59	8,33%
CALLAO	552,00	574,39	4,06%
LIMA	5197,99	5408,84	4,06%
UCAYALI	94,61	105,35	11,35%
NORTE	1988,51	1943,27	-2,28%
ANCASH	317,72	332,15	4,54%
SAN MARTIN	113,39	92,99	-17,99%
CAJAMARCA	183,20	150,24	-17,99%
LA LIBERTAD_PERÚ	495,49	499,77	0,86%
LAMBAYEQUE	275,19	259,34	-5,76%
PIURA	523,70	528,25	0,87%
TUMBES	79,82	80,52	0,88%
SUR	2773,36	2896,13	4,43%
APURIMAC	137,94	175,13	26,97%
AREQUIPA	1333,79	1328,97	-0,36%
CUSCO	455,74	450,80	-1,08%
MOQUEGUA	578,34	628,70	8,71%
MADRE DE DIOS	21,73	26,93	23,93%
PUNO	154,66	191,67	23,93%
TACNA	91,17	93,92	3,02%
TOTAL	12798,54	13212,68	3,24%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de enero a marzo del 2024 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 26.93 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5408.84 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Moquegua con 1328.97 GWh, 748.59 GWh y 628.70 GWh respectivamente.

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

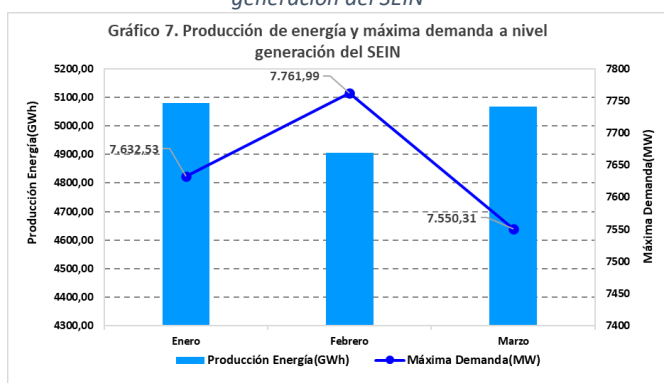


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el primer trimestre 2024 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en febrero con 7761.99 MW y mínima en marzo con 7550.31 MW.

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



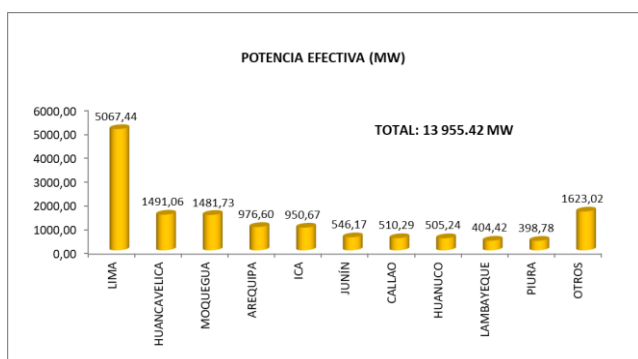
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del primer trimestre 2024 es de 13 955.42 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 5067.44 MW que representa el 36.31%, Huancavelica con 1491.06 MW (10.68%) y Moquegua con 1481.73 MW (10.62%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – marzo 2024

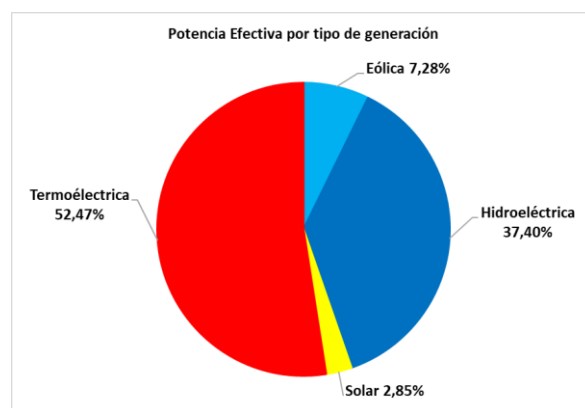


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del primer trimestre 2024 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 7322.90 MW, hidroeléctrica 5219.92 MW, eólica 1015.4 MW y solar 397.75 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

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

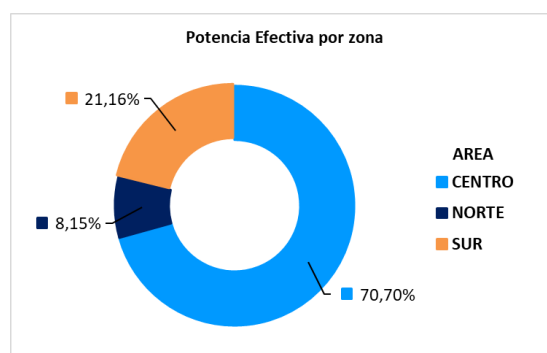


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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 - marzo 2024



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL PRIMER TRIMESTRE DEL 2024

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el primer 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 primer 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 presentan una disminución en -65.06% y -25.36% respectivamente y en el caso de Aricota

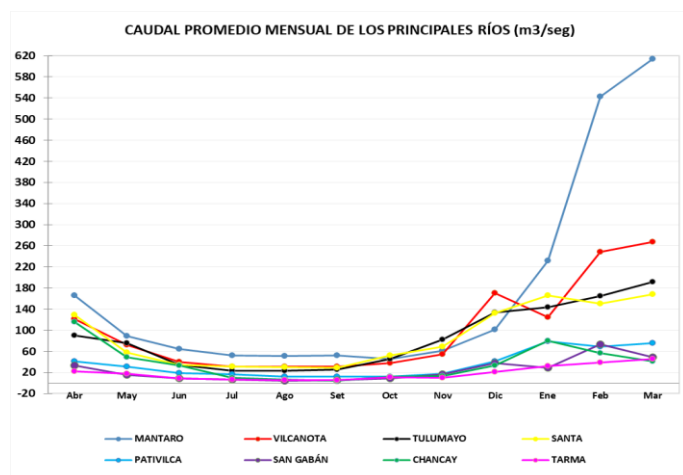
y Mantaro se aprecia un incremento de 419.16% y 151.49 respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - primer trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m³/s) - Marzo		VARIACIÓN %
	2023	2024	
MANTARO	244,14	614,00	151,49%
VILCANOTA	133,04	266,69	100,46%
TULUMAYO	111,21	191,56	72,25%
SANTA	225,36	168,22	-25,36%
PATIVILCA	90,01	74,93	-16,75%
SAN GABÁN	39,64	49,15	23,98%
CHANCAY	118,36	41,36	-65,06%
TARMA	31,28	44,90	43,56%
CHARCANI V	10,05	23,68	135,62%
RÍMAC	24,23	29,48	21,65%
SANTA EULALIA	17,97	17,20	-4,29%
ARICOTA	2,14	11,10	419,16%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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

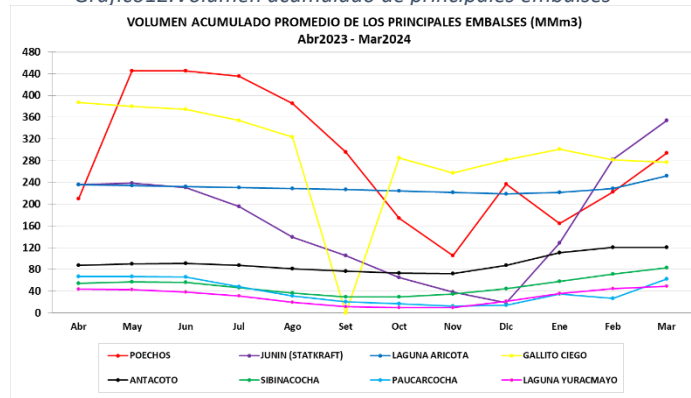


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo marzo 2023 – febrero 2024, 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 primer trimestre enero - marzo de los años 2023 y 2024, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Presa Huinco (-80.18 MMm3), y que en el Junin (Statkraft) registró el mayor incremento de 424,03 MMm3 durante el primer trimestre.

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

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm3) - Primer Trimestre		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm3
	2023	2024		
POECHOS	693,90	680,90	-1,87%	-13,00
JUNIN (STATKRAFT)	341,10	765,13	124,31%	424,03
LAGUNA ARICOTA	692,33	702,52	1,47%	10,18
GALLITO CIEGO	552,47	859,24	55,53%	306,77
ANTACOTO	184,43	352,27	91,00%	167,84
SIBINACOA	118,22	212,05	79,37%	93,83
PAUCARCOCHA	130,56	124,33	-4,77%	-6,23
LAGUNA YURACMAYO	77,27	129,20	67,20%	51,93
EMBALSE MALPASO	63,47	63,95	0,76%	0,48
LAGO VICONGA	35,98	35,15	-2,31%	-0,83
EMBALSE MARCAPOMACOA	30,31	38,35	26,54%	8,04
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	31,88	32,08	0,62%	0,20
RESERVOIR TABLACHACA	9,73	6,53	-32,92%	-3,20
EMBALSE CHAGLLA	25,88	26,39	1,96%	0,51
EMBALSE HUALLAMAYO	4,80	4,59	-4,40%	-0,21
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1,42	1,83	29,23%	0,41
RESERVOIR TULUMAYO	2,24	1,14	-48,82%	-1,09
COMPENSACION RESTITUCIÓN	0,96	1,10	14,54%	0,14
RESERVOIR SAN DIEGO	1,58	1,27	-19,85%	-0,31
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE	0,38	0,01	-97,04%	-0,37
EMBALSE PALLCA	1,38	1,17	-15,24%	-0,21
RESERVOIR CHECRAS	0,63	0,64	1,29%	0,01
RESERVOIR CIRATO	1,26	1,28	1,59%	0,02
PRESA SHEQUE	0,87	1,07	23,21%	0,20
PRESA HUINCO	80,18	0,00	-100,00%	-80,18
DIQUE CINCEL	0,40	0,03	-91,98%	-0,37
RESERVOIR CAPILLUCAS	1,20	1,01	-16,00%	-0,19
PRESA SAN GABAN	0,44	0,40	-8,62%	-0,04
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0,14	0,14	0,00%	0,00
PRESA SHAPIRINGO	0,53	0,73	36,28%	0,19
DIQUE CAMPANARIO	0,16	0,06	-64,56%	-0,10

(*) 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 primer trimestre 2024.

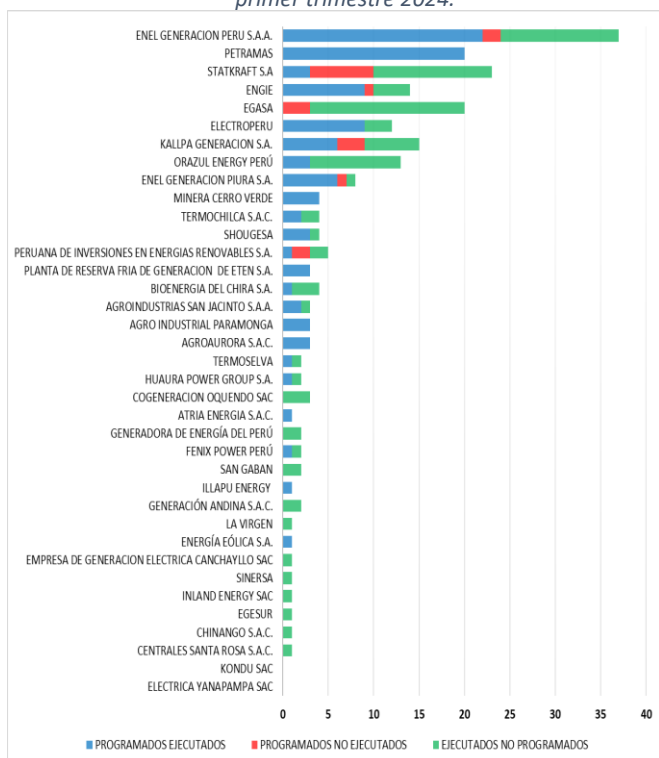
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

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 periodo superior a 24 horas.

En el Gráfico 13 se evalúa el primer 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 292 actividades de mantenimiento mayor, entre los cuales 106 fueron programados ejecutados y 95 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 19 actividades programadas y se ejecutaron 72 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico13. Mantenimiento mayor en generación por empresa primer trimestre 2024.

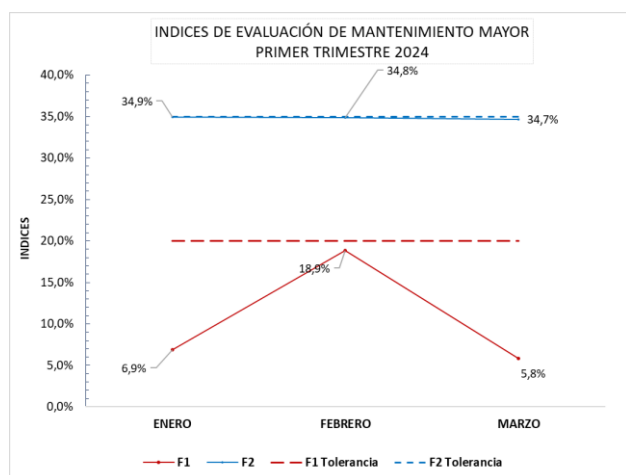


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 primer trimestre 2024 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

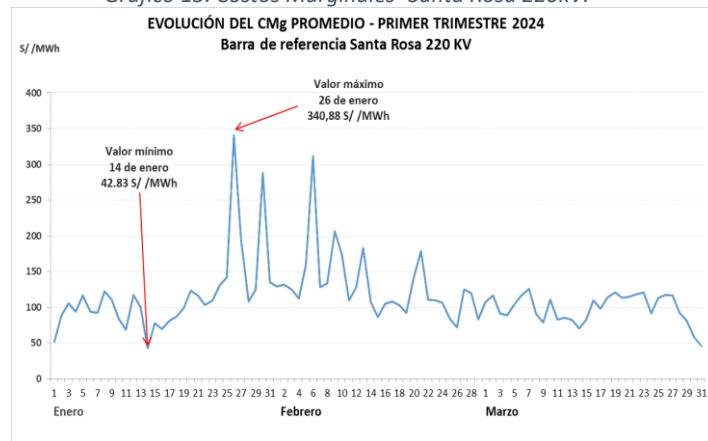
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del primer trimestre 2024 de los costos marginales y los costos operativos.

6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el primer trimestre (enero a marzo) 2024, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 26 de enero con 340.88 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 14 de enero con 42.83 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 114.92 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

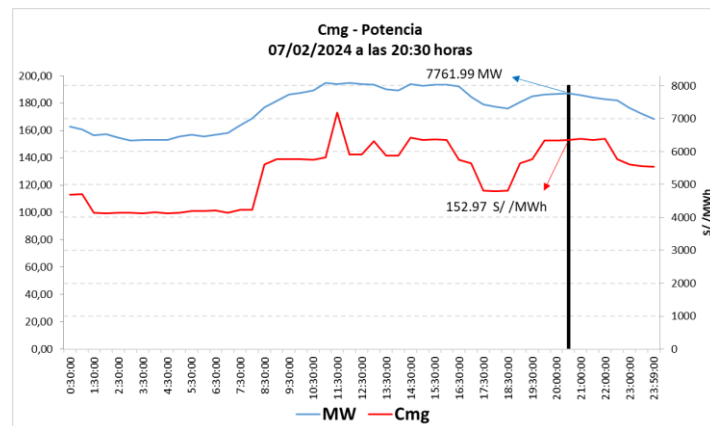


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL PRIMER TRIMESTRE 2024

La máxima demanda coincidente del SEIN en el primer trimestre fue el 07/02/2024 a las 20:30 h donde se alcanzó 7761.99 MW, el CMg en dicho punto fue de 152.97 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el primer trimestre 2024 los costos operativos ascendieron a 538.46 millones de soles, presentando una disminución de 61.84 millones de soles respecto del primer trimestre 2023. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en enero, febrero y marzo del primer 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.

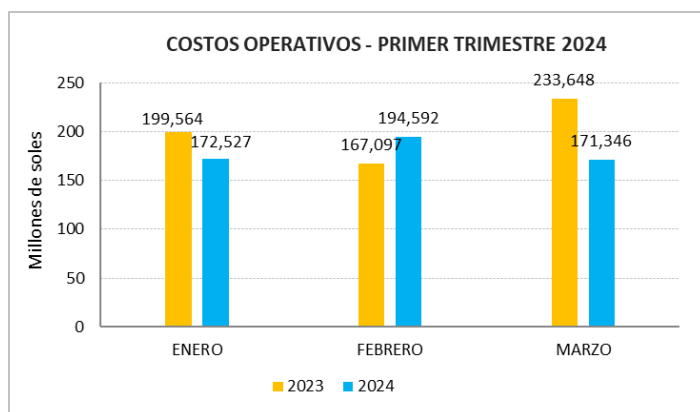
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (\$./KWh) 26/03/2023	CV (\$./KWh) 26/03/2024	Var (%)
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG4 - GAS	44,57	107,43	141,06%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG2 - GAS	150,84	186,06	23,35%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS3 TG5 - GAS	126,83	151,19	19,20%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG1 - GAS	151,81	180,44	18,86%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI6 - GAS	191,67	223,18	16,44%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI5 - GAS	195,29	222,66	14,01%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - GAS	175,96	193,07	9,72%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT12 - GAS	152,77	161,92	5,99%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT11 - GAS	153,62	162,22	5,60%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	155,82	161,65	3,74%
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	151,77	157,25	3,61%
TERMOCHILCA S.A.C.	OLLEROS TG1 - GAS	163,29	169,17	3,60%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	160,25	165,12	3,04%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	159,65	163,74	2,56%
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	160,75	164,28	2,20%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	164,47	167,72	1,98%

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

En el mes de marzo se percibió el mayor costo de Operación (194.59 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – primer trimestre



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL PRIMER TRIMESTRE 2024

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

- Otorgar a favor de Eléctrica Río Biavo S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica que utilice recursos hídricos para el proyecto “Central Hidroeléctrica Alto Biavo”, con una potencia instalada de 302 MW, ubicada en el departamento de San Martín.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 013-2024-MINEM/DM](#)

- Otorgo a favor de la Compañía Minerales Santander S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables para la “Central Hidroeléctrica Tingo”, con una potencia instalada de 1250kW, ubicada en la provincia de Huaral, departamento de Lima .

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 070-2024-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa SOUTHERN PERÚ COPPER CORPORATION SUCURSAL DEL PERÚ la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la “Línea de Transmisión en 138kV S.E. Ilo 3 – S.E. Plaza Toquepala”, ubicada entre los departamentos de Moquegua y Tacna.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 095-2024-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 CONGRESO APRUEBA INICIATIVA QUE PROMUEVE EL USO DEL HIDRÓGENO VERDE COMO COMBUSTIBLE

Con 20 votos a favor, 1 en contra y 3 abstenciones, la Comisión Permanente aprobó, en segunda votación, el dictamen que fomenta la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético en el país.

El presidente de la Comisión de Energía y Minas, Segundo Quiroz (BMCN), manifestó que la propuesta establece, entre otros, que el Ministerio de la Producción, a través del Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico e Innovación (Proinnovate), fomenta la implementación de programas para promover proyectos, emprendimientos de innovación y de transferencia tecnológica en materia de energía mediante el uso de hidrógeno verde como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones.



(*) Fuente: Rumbo minero

<https://acortar.link/E1liv8>

8.2 INVERTIRÁN US\$ 1,000 MILLONES EN CUATRO PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL NORTE

La empresa energética internacional española IGNIS, que opera en el Perú desde el 2021, confirmó que desarrollará seis proyectos de energía renovable en este país sudamericano, cuatro en el norte y dos en el sur del territorio nacional, entre los años 2025 y 2028.

El gerente general de IGNIS Perú, Juan Coronado Lara, detalló que un proyecto eólico se ejecutará en la región Piura y otros tres en la región Lambayeque, en los cuales se espera una inversión de más de mil millones de dólares. Dichos proyectos – que estarán operativos en el 2028- generarán en total 1.469 MW en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).



(*) Fuente: Rumbo minero.

<https://acortar.link/A84bkW>