



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)

CUARTO TRIMESTRE 2023

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 cuarto trimestre del 2023.

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 cuarto trimestre del 2023 en millones de soles.

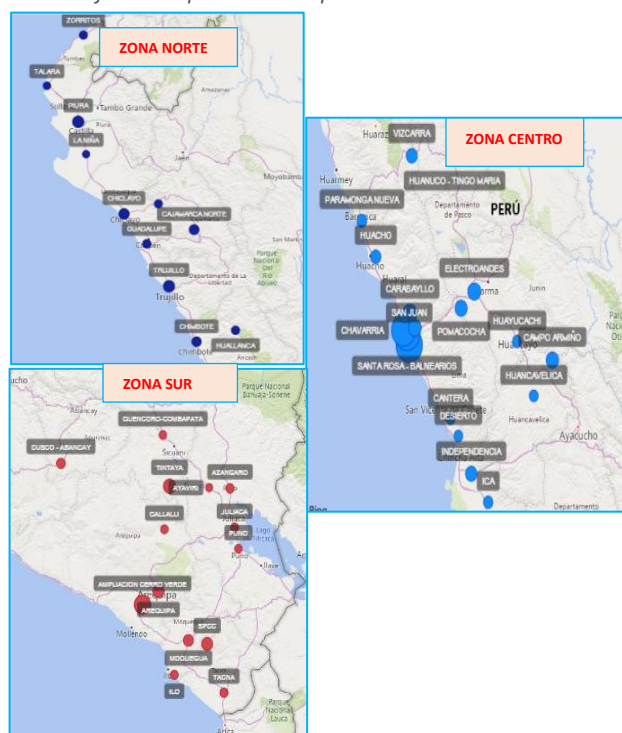
2 DEMANDA

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 2023 aumentó respecto al cuarto trimestre del 2022 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Moquegua y Ayaviri registraron las mayores variaciones con 21.38% y 19.78% respectivamente, en la zona centro las barras Huacho, Santa Rosa - Balnearios y Cajamarquilla registraron las mayores variaciones con 56.52%, 48.45% y 35.59%, finalmente en la zona norte las barras Talara y Zorritos registraron las mayores variaciones con 44.70% y 39.72%.

La barra Santa Rosa - Balnearios de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 440.97 GWh, en la zona sur la barra Moquegua en un 39.98 GWh y en la zona norte la barra Talara aumentó en 35.44 GWh.

En el cuarto trimestre del 2022 se reactivaron en su totalidad las actividades de medianos y grandes consumidores y en efecto la demanda se normalizó, por tal motivo en el cuarto trimestre del 2023 se aprecia un aumento relativo del 12.20%.

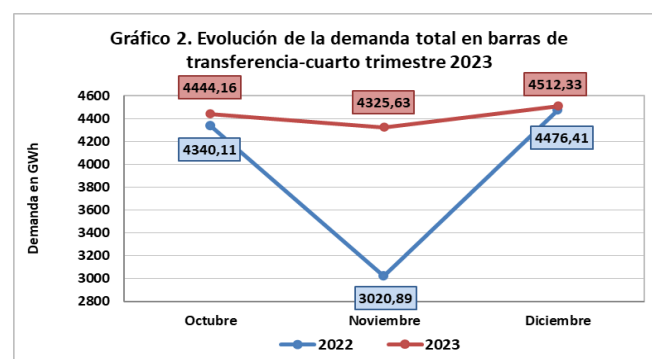
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-cuarto trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2022	DEMANDA (GWh) 2023	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	6819,03	8160,69	19,68%
SAN JUAN	1195,18	1492,49	24,88%
CHAVARRIA	907,12	1217,90	34,26%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	910,21	1351,18	48,45%
ELECTROANDES	497,76	477,40	-4,09%
INDEPENDENCIA	388,96	354,96	-8,74%
CAJAMARQUILLA	256,20	347,39	35,59%
VIZCARRA	275,92	278,69	1,01%
ZAPALLAL	152,40	180,27	18,29%
HUANUCO - TINGO MARIA	118,28	119,06	0,66%
PARAMONGA NUEVA	99,16	99,00	-0,16%
POMACOCCHA	372,55	386,12	3,64%
MARCONA	356,72	379,98	6,52%
PUCALLPA - AGUAYTIA	105,55	107,51	1,86%
CAMPO ARMIÑO	381,73	407,09	6,64%
HUAYUCACHI	82,96	81,81	-1,38%
DESIERTO	69,27	73,52	6,13%
ICA	102,52	108,44	5,78%
HUACHO	92,74	145,16	56,52%
HUANCAVELICA	79,16	76,87	-2,89%
CANTERA	45,83	45,40	-0,94%
CARABAYLLO	328,80	430,43	30,91%
ÁREA NORTE	2004,88	2096,72	4,58%
TRUJILLO	382,60	396,96	3,75%
PIURA	390,47	382,24	-2,11%
CAJAMARCA NORTE	193,77	202,45	4,48%
CHIMBOTE	205,74	214,56	4,28%
CHICLAYO	271,13	244,78	-9,72%
GUADALUPE	125,27	136,30	8,81%
HUALCAN	124,47	127,99	2,83%
ZORRITOS	84,32	117,81	39,72%
CARHUACHERO	122,34	132,46	8,27%
TALARA	79,29	114,73	44,70%
LA NIÑA	25,49	26,45	3,75%
ÁREA SUR	3013,50	3024,72	0,37%
SPCC	369,83	337,25	-8,81%
AMPLIACION CERRO VERDE	952,42	936,69	-1,65%
AREQUIPA	401,94	401,32	-0,15%
TINTAYA	436,05	438,31	0,52%
CUSCO - ABANCAY	172,52	181,54	5,23%
CALLALI	51,63	52,96	2,57%
TACNA	86,27	90,11	4,45%
JULIACA	55,60	57,03	2,56%
AZANGARO	140,18	147,13	4,96%
PUNO	32,69	28,30	-13,43%
QUENCOROCOMBAPATA	47,69	47,38	-0,65%
ILO	75,36	74,55	-1,08%
MOQUEGUA	187,01	226,99	21,38%
AYAVIRI	4,30	5,16	19,78%
TOTAL	11837,42	13282,12	12,20%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

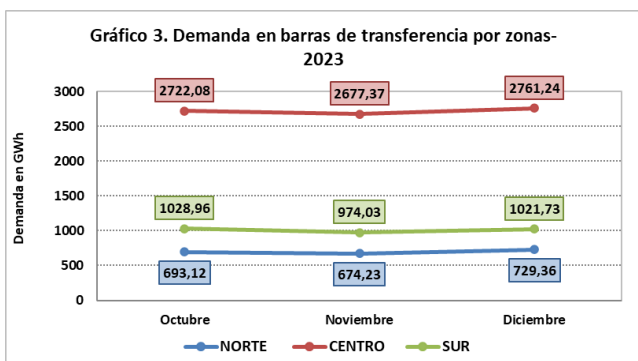
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del cuarto trimestre 2023 respecto del cuarto trimestre 2022. Se observa que, en los meses de octubre, noviembre y diciembre, el crecimiento de la demanda fue de 2.40%, 43.19% y 0.80% respectivamente. Siendo el mayor incremento en noviembre con 1304.74 GWh más que en noviembre 2022.



(*) 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 2023 respecto al 2022.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2022			DEMANDA (GWh)-2023		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Octubre	653,44	2686,54	1000,14	693,12	2722,08	1028,96
Noviembre	641,48	1387,78	991,64	674,23	2677,37	974,03
Diciembre	709,97	2744,72	1021,73	729,36	2761,24	1021,73
Total	2004,88	6819,03	3013,50	2096,72	8160,69	3024,72

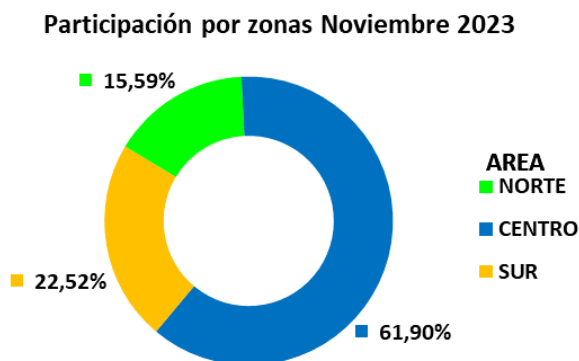
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el cuarto trimestre del año 2023 respecto al mismo periodo del año 2022 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 19.68% (1341.66 GWh), en la zona sur de 0.37 % (11.21 GWh) y en la zona norte de 4.58% (91.84 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al cuarto trimestre 2023, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de noviembre. La participación de la zona centro fue de 61.90%, en la zona sur con 22.52% y en la zona norte con un 15.59%.

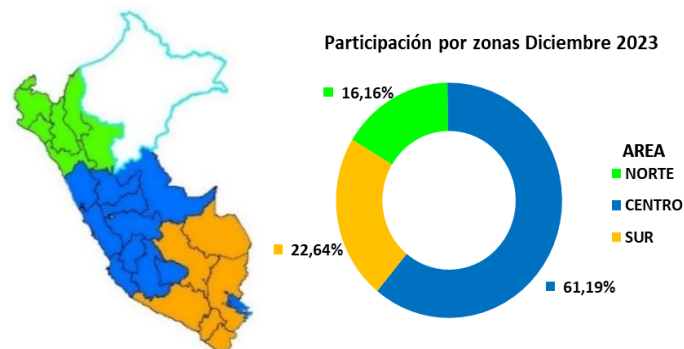
Gráfico 4. Participación por zonas noviembre 2023



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En diciembre 2023, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 61.19%, en la zona sur 22.64%, en la zona norte 16.16%.

Gráfico 5. Participación por zonas cuarto trimestre 2023



(*) 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 2022 fueron Tumbes, Lima, Callao y Ica con 39.72%, 29.42%, 29.42% y 6.33%, respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Lambayeque (-9.72%), Arequipa (-1.07%), Pasco (-0.83%) y Junín-Huancayo (-0.83%).

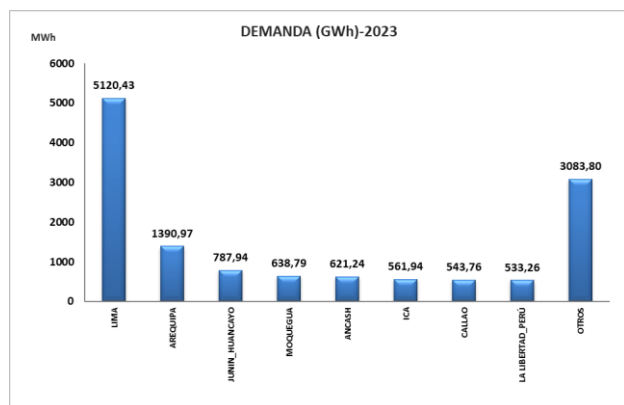
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-cuarto trimestre 2023

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2022	DEMANDA (GWh)-2023	VARIACIÓN
CENTRO	6819,03	8160,69	19,68%
ANCASH	275,92	278,69	1,01%
AYACUCHO	297,97	312,88	5,01%
HUANCAVELICA	162,92	171,08	5,01%
HUANUCO	118,28	119,06	0,66%
ICA	528,51	561,94	6,33%
PASCO	158,72	157,40	-0,83%
JUNIN_HUANCAYO	794,55	787,94	-0,83%
CALLAO	420,16	543,76	29,42%
LIMA	3956,46	5120,43	29,42%
UCAYALI	105,55	107,51	1,86%
NORTE	2004,88	2096,72	4,58%
ANCASH	330,22	342,55	3,73%
SAN MARTIN	120,85	128,04	5,95%
CAJAMARCA	195,26	206,87	5,95%
LA LIBERTAD_PERÚ	507,87	533,26	5,00%
LAMBAYEQUE	271,13	244,78	-9,72%
PIURA	495,24	523,41	5,69%
TUMBES	84,32	117,81	39,72%
SUR	3013,50	3024,72	0,37%
APURIMAC	172,52	181,54	5,23%
AREQUIPA	1405,99	1390,97	-1,07%
CUSCO	483,75	485,69	0,40%
MOQUEGUA	632,20	638,79	1,04%
MADRE DE DIOS	28,68	29,27	2,08%
PUNO	204,10	208,34	2,08%
TACNA	86,27	90,11	4,45%
TOTAL	11837,42	13282,12	12,20%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de octubre a diciembre del 2023 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 29.27 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5120.43 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Moquegua con 1390.97 GWh, 787.94 GWh y 638.79 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-cuarto trimestre 2023

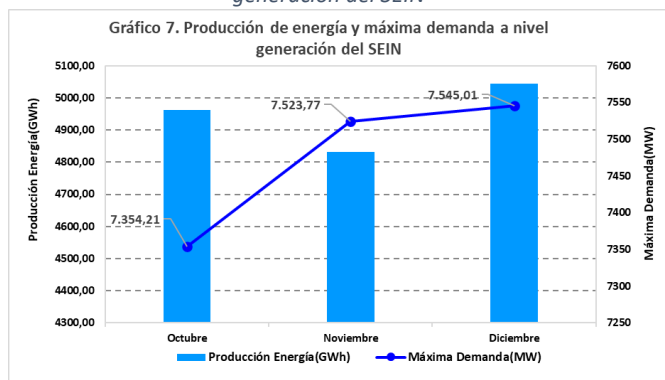


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el cuarto trimestre 2023 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en diciembre con 7545.01 MW y mínima en octubre con 7354.21 MW.

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



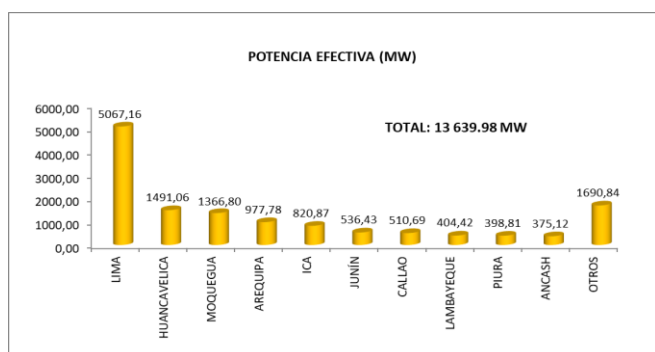
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del cuarto trimestre 2023 es de 13 639.98 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 5067.16 MW que representa el 37.15%, Huancavelica con 1491.06 MW (10.93%) y Moquegua con 1366.80 MW (10.02%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – diciembre 2023

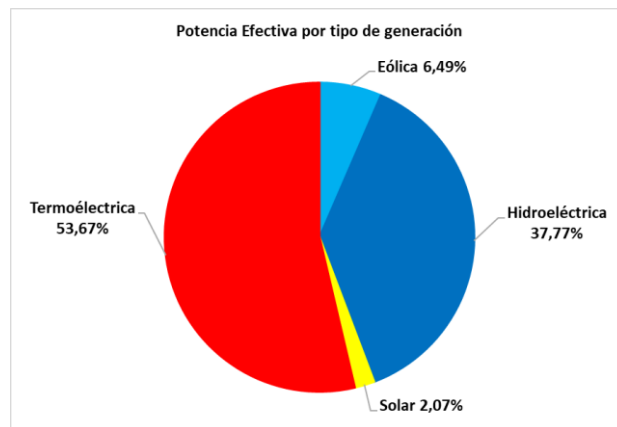


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del cuarto trimestre 2023 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 7320.71 MW, hidroeléctrica 5151.4 MW, eólica 885.6 MW y solar 282.27 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-diciembre 2023

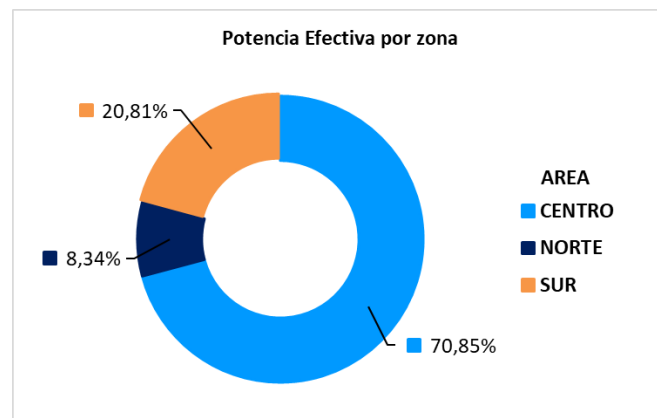


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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 2023



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL CUARTO TRIMESTRE DEL 2023

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el cuarto trimestre 2023, 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 2022. El cuarto trimestre del año abarca la época de estiaje, por ende, los caudales tienden

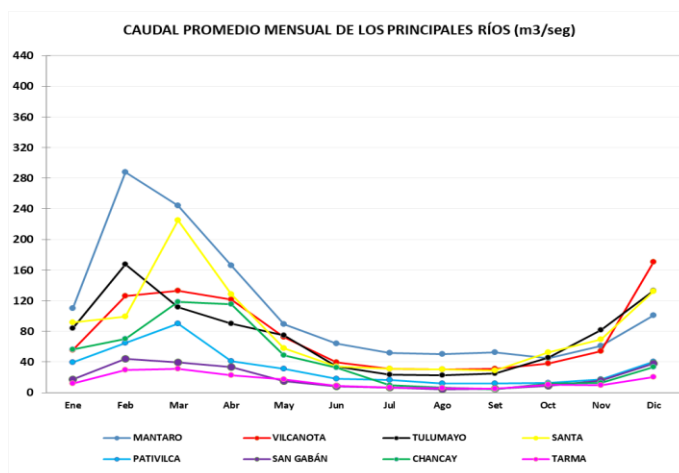
disminuir. En el caso del caudal de los ríos Aricota y Charcani V presentan una disminución en -23.62% y -17.36% respectivamente y en el caso de Vilcanota se aprecia un incremento de 250.52%.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - cuarto trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m ³ /s) - Diciembre		VARIACIÓN %
	2022	2023	
MANTARO	69,82	101,19	44,93%
VILCANOTA	48,70	170,71	250,52%
TULUMAYO	48,24	132,99	175,68%
SANTA	56,43	132,14	134,18%
PATIVILCA	16,58	40,63	144,99%
SAN GABÁN	13,93	37,76	170,97%
CHANCAY	10,86	33,62	209,59%
TARMA	12,57	20,68	64,48%
CHARCANI V	13,05	10,78	-17,36%
RÍMAC	8,79	19,51	122,04%
SANTA EULALIA	4,60	9,10	97,80%
ARICOTA	1,81	1,38	-23,62%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2022-2023

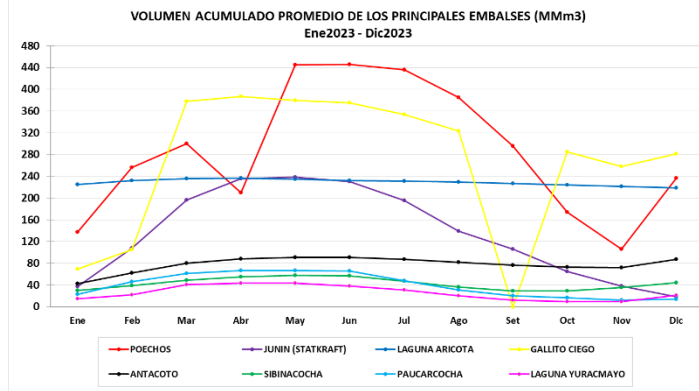


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo enero 2023 – diciembre 2023, 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 2022 y 2023, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Junín (Statkraft) (-21.83 MMm3), y que en el Gallito Ciego registró el mayor incremento de 263,26 MMm3 durante el cuarto trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al cuarto trimestre 2022-2023

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm3) - Cuarto Trimestre		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm3
	2022	2023		
POECHOS	436,90	516,90	18,31%	80,00
JUNIN (STATKRAFT)	143,78	121,95	-15,18%	-21,83
LAGUNA ARICOTA	677,46	664,79	-1,87%	-12,67
GALLITO CIEGO	560,85	824,11	46,94%	263,26
ANTACOTO	150,11	232,53	54,91%	82,42
SIBINACOCOA	76,06	108,84	43,10%	32,78
PAUCARCOCHA	25,50	43,62	71,05%	18,12
LAGUNA YURACMAYO	26,45	39,82	50,57%	13,38
EMBALSE MALPASO	59,43	64,44	8,44%	5,01
LAGO VICONGA	3,91	15,03	284,41%	11,12
EMBALSE MARCAPOMACOCOA	24,78	32,32	30,46%	7,55
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	11,82	30,89	161,27%	19,07
RESERVOIR TABLACHACA	6,90	7,48	8,51%	0,59
EMBALSE CHAGLLA	10,53	22,13	110,14%	11,60
EMBALSE HUALLAMAYO	4,15	4,60	10,94%	0,45
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1,70	1,63	-3,99%	-0,07
RESERVOIR TULUMAYO	1,77	2,09	18,12%	0,32
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1,46	1,50	2,39%	0,03
RESERVOIR SAN DIEGO	1,03	1,53	47,82%	0,49
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHA	0,89	0,66	-26,46%	-0,24
EMBALSE PALLCA	1,84	0,85	-53,66%	-0,99
RESERVOIR CHECRAS	0,58	0,92	59,40%	0,34
RESERVOIR CIRATO	1,15	1,24	7,77%	0,09
PRESA SHEQUE	0,57	0,61	6,12%	0,04
PRESA HUINCO	0,65	0,22	-66,20%	-0,43
DIQUE CINCEL	0,37	0,30	-18,16%	-0,07
RESERVOIR CAPILLUCAS	0,49	0,52	5,79%	0,03
PRESA SAN GABAN	0,25	0,43	71,54%	0,18
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0,14	0,14	0,00%	0,00
PRESA SHAPIRINGO	0,69	0,54	-22,19%	-0,15
DIQUE CAMPANARIO	0,16	0,18	9,38%	0,02

(*) 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 2023.

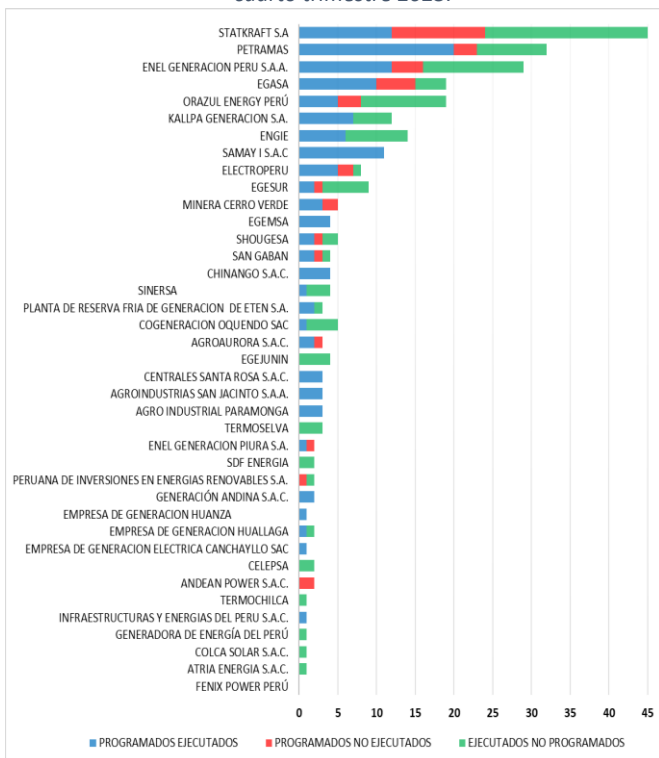
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

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 2023, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total se efectuaron 351 actividades de mantenimiento mayor, entre los cuales 127 fueron programados ejecutados y 106 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 39 actividades programadas y se ejecutaron 79 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico13. Mantenimiento mayor en generación por empresa cuarto trimestre 2023.

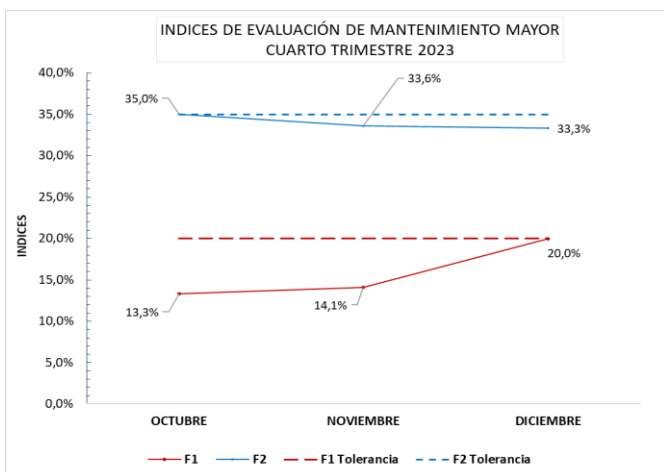


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 2023 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

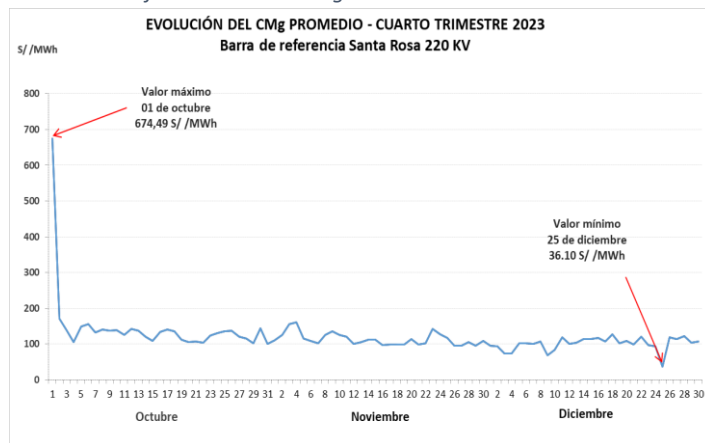
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del cuarto trimestre 2023 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) 2023, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 01 de octubre con 674.49 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 25 de diciembre con 36.10 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 120.51 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

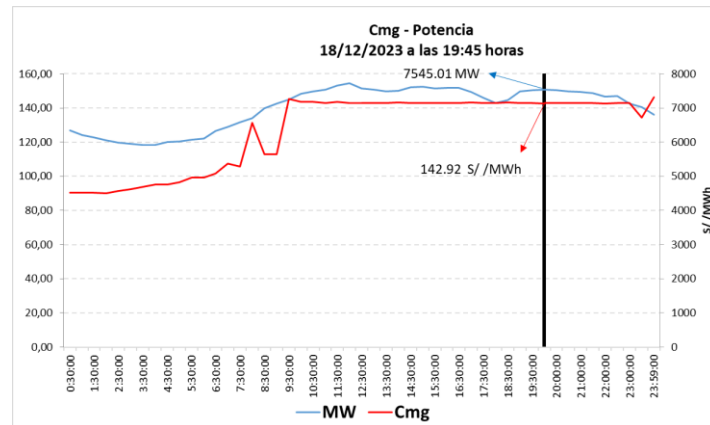


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMg EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL CUARTO TRIMESTRE 2023

La máxima demanda coincidente del SEIN en el cuarto trimestre fue el 18/12/2023 a las 19:45 h donde se alcanzó 7545.01 MW, el CMg en dicho punto fue de 142.92 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el cuarto trimestre 2023 los costos operativos ascendieron a 690.31 millones de soles, presentando una disminución de 365.92 millones de soles respecto del cuarto trimestre 2022. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en octubre, noviembre y diciembre del cuarto trimestre del 2023 son menores respecto al 2022. 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.

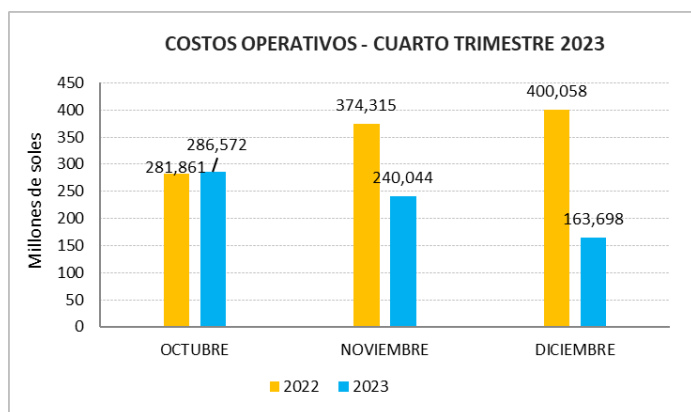
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (\$./ KWh) 26/12/2022	CV (\$./ KWh) 26/12/2023	Var (%)
TERMOSSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	141,57	167,74	18,48%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 6 - GAS	190,15	219,64	15,51%
TERMOSSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	142,57	162,10	13,70%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - GAS	193,74	219,04	13,06%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	115,74	125,08	8,07%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	151,98	160,96	5,91%
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	148,04	156,58	5,77%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	156,29	164,43	5,21%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT12 - GAS	148,75	156,34	5,11%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT11 - GAS	149,57	156,92	4,91%
TERMOCHILCA	OLLEROS TG1 - GAS	159,05	166,73	4,83%
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	156,78	163,56	4,32%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	155,75	162,45	4,31%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	160,44	166,40	3,71%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	158,03	163,87	3,70%
KALLPA GENERACION S.A.	LFILORES TG1 GAS	146,74	151,29	3,10%

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

En el mes de octubre se percibió el mayor costo de Operación (286.57 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – cuarto trimestre



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL CUARTO TRIMESTRE 2023

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

- Otorgar a favor de Electro Dunas S.A.A. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto "Nueva S.E. Chiribamba 220/60/22,9 KV, Ampliación de la S.E. Caudalosa 60 KV, Línea de transmisión en 220 KV L- 2132 Independencia - Friaspata (Huancavelica)". Ubicado en el distrito de Santa Ana, provincia de Castrovirreyna, departamento de Huancavelica.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 504-2023-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa GR VALE S.A.C., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (RER) para el proyecto "Central Solar Fotovoltaica Lupi", con una potencia instalada de 150 MW, ubicada en el departamento de Moquegua.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 443-2023-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa TARUCANI GENERAING COMPANY S.A. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la "Línea de Transmisión en 138kV S.E. Majes".

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 399-2023-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 MINEM PRESENTA PROYECTOS ELÉCTRICOS QUE SE ADJUDICARÁN EN PRIMER SEMESTRE DE 2024

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) presentó 8 proyectos de líneas de transmisión y subestaciones en diversas regiones del país, correspondientes al Plan de Transmisión 2023 – 2032, que serán adjudicados, a través de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), durante el primer semestre de 2024.

Durante este evento público, el director general de Electricidad del MINEM, Elvis Tello Ortiz, señaló que todas estas iniciativas de 8 proyectos están divididas en dos grupos, los mismos que representan una inversión global estimada de US\$ 670 millones, y forman parte de 18 proyectos, mediante la modalidad de Asociación Público-Privada APP, se concesionarán en el primer semestre del próximo año.



(*) Fuente: Rumbo minero

<https://acortar.link/MUQ0M9>

8.2 EY: PERÚ ES EL QUINTO PAÍS MÁS ATRACTIVO DE LATINOAMÉRICA EN ENERGÍAS RENOVABLES

El Perú se posiciona como el quinto país latinoamericano más atractivo para invertir en energías renovables (detrás de Chile, Brasil, Argentina y México), según el último ranking RECAI 2023 elaborado por EY.

Actualmente la generación de energía en el Perú se concentra en las hidroeléctricas y las termoeléctricas, esta última utilizando al gas natural como fuente principal. Cabe mencionar que, a octubre del 2023, la generación energética por RER (Recursos Energéticos Renovables) representó el 9.4% del total, donde la mayor generación vino por el lado de proyectos eólicos (40.4%), hidráulicos (37.9%) y solares (16%), principalmente.



(*) Fuente: Gestión.

<https://acortar.link/Tyr0A6>