



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)

TERCER TRIMESTRE 2023

DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD



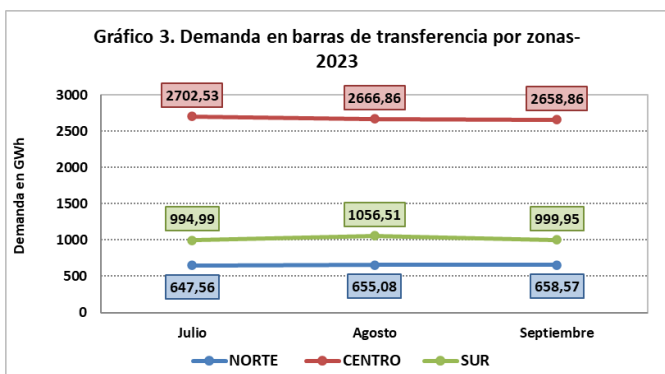
INTRODUCCIÓN

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 tercer 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 tercer trimestre del 2023 en millones de soles.



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de julio hasta septiembre 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
Julio	625,93	2683,66	1001,04	647,56	2702,53	994,99
Agosto	628,68	2684,50	979,03	655,08	2666,86	1056,51
Septiembre	600,13	2614,59	1002,22	658,57	2658,86	999,95
Total	1854,74	7982,75	2982,29	1961,21	8028,25	3051,45

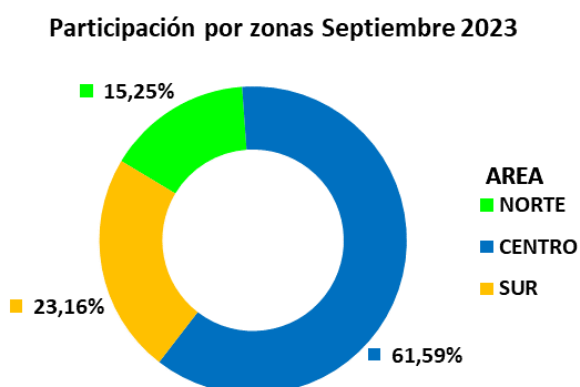
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el tercer trimestre del año 2023 respecto al mismo periodo del año 2022 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 0.57% (45.50 GWh), en la zona sur de 2.32 % (69.16 GWh) y en la zona norte de 5.74% (106.47 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al tercer trimestre 2023, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de septiembre. La participación de la zona centro con 61.59%, en la zona sur con 23.16% y en la zona norte con un 15.25%.

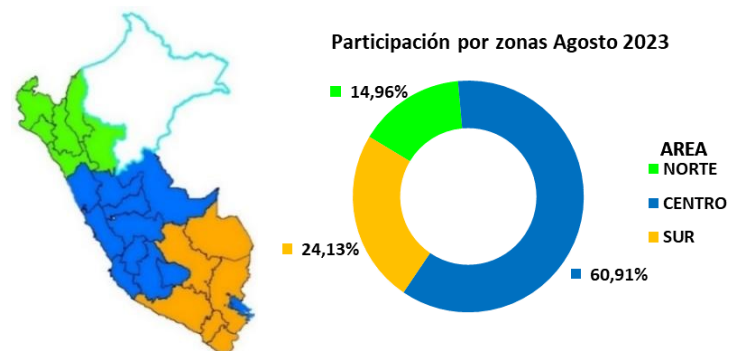
Gráfico 4. Participación por zonas septiembre 2023



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En agosto 2023, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 60.91%, en la zona sur 24.13%, en la zona norte 14.96%.

Gráfico 5. Participación por zonas tercer 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 la región con mayor aumento de demanda con respecto al mismo periodo de 2022 fueron Piura, Ayacucho, Huancavelica y Ica con 18.25%, 9.60%, 9.60% y 8.20%, respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Moquegua (-5.74%), Pasco (-2.97%), Junín - Huancayo (-2.97%) y Lambayeque (-0.32%).

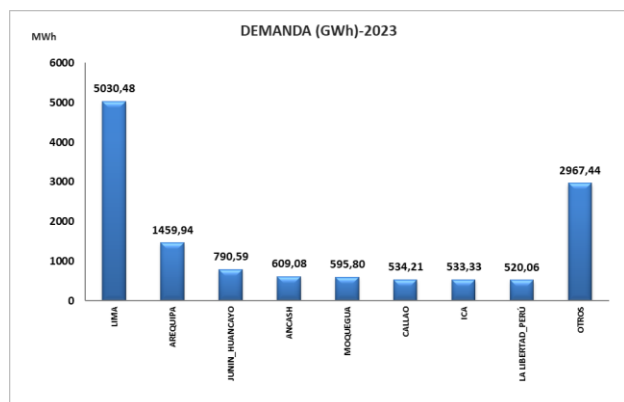
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-tercer trimestre 2023

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2022	DEMANDA (GWh)-2023	VARIACIÓN
CENTRO	7982,75	8028,25	0,57%
ANCASH	274,30	277,72	1,25%
AYACUCHO	284,71	312,04	9,60%
HUANCAVELICA	155,68	170,62	9,60%
HUANUCO	111,64	118,11	5,79%
ICA	492,93	533,33	8,20%
PASCO	162,77	157,93	-2,97%
JUNIN_HUANCAYO	814,81	790,59	-2,97%
CALLAO	536,28	534,21	-0,39%
LIMA	5049,96	5030,48	-0,39%
UCAYALI	99,68	103,23	3,56%
NORTE	1854,74	1961,21	5,74%
ANCASH	322,77	331,35	2,66%
SAN MARTIN	118,06	121,25	2,70%
CAJAMARCA	190,76	195,91	2,70%
LA LIBERTAD_PERÚ	501,61	520,06	3,68%
LAMBAYEQUE	255,20	254,37	-0,32%
PIURA	380,75	450,22	18,25%
TUMBES	85,60	88,05	2,87%
SUR	2982,29	3051,45	2,32%
APURIMAC	162,75	174,87	7,45%
AREQUIPA	1381,84	1459,94	5,65%
CUSCO	500,09	503,14	0,61%
MOQUEGUA	632,06	595,80	-5,74%
MADRE DE DIOS	27,49	28,57	3,92%
PUNO	195,64	203,30	3,92%
TACNA	82,43	85,83	4,12%
TOTAL	12819,78	13040,91	1,72%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de julio a septiembre del 2023 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 28.57 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5030.48 GWh, seguida de Arequipa, Junín y Ancash con 1459.94 GWh, 790.59 GWh y 609.08 GWh respectivamente.

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

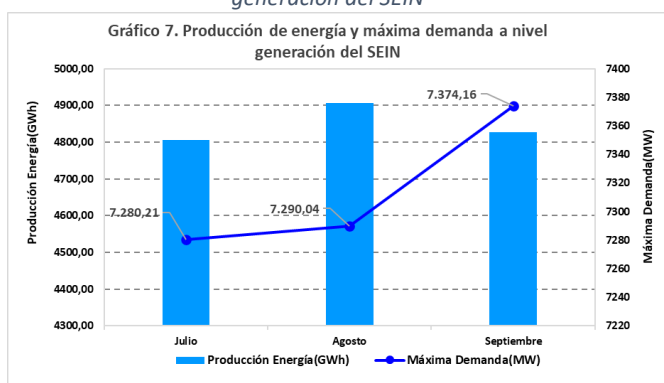


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el tercer trimestre 2023 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en septiembre con 7374.16 MW y mínima en julio con 7280.21 MW.

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



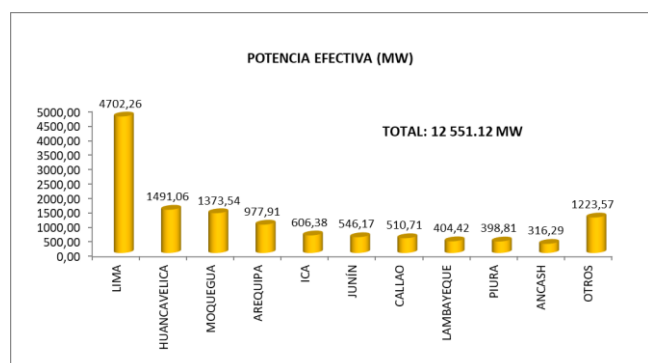
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del tercer trimestre 2023 es de 12 551.12 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4702.26 MW que representa el 37.46%, Huancavelica con 1491.06 MW (11.88%) y Moquegua con 1373.54 MW (10.94%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – septiembre 2023

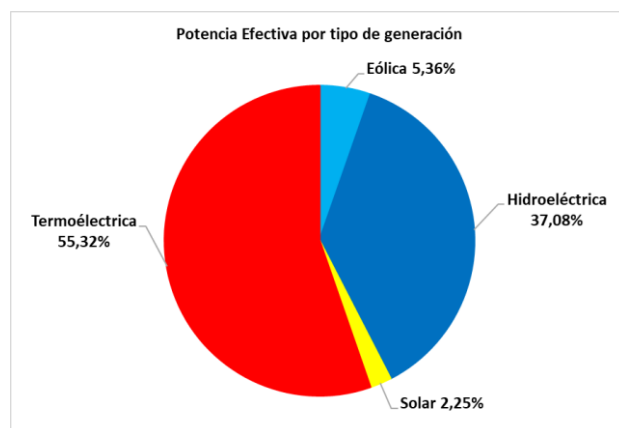


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del tercer trimestre 2023 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6943.10 MW, hidroeléctrica 4653.55 MW, eólica 672.2 MW y solar 282.27 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

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

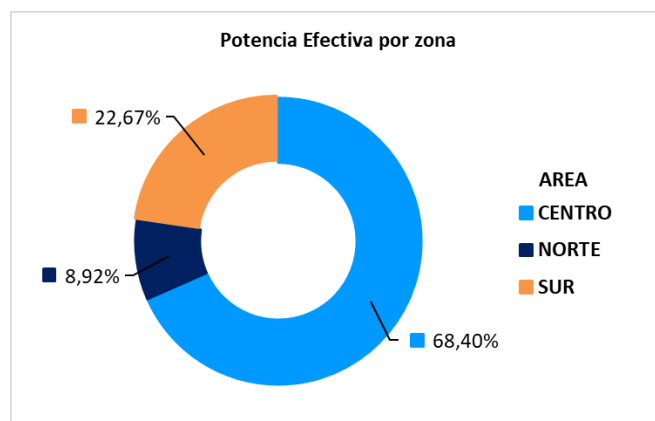


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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 - septiembre 2023



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL TERCER TRIMESTRE DEL 2023

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el tercer 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 tercer trimestre

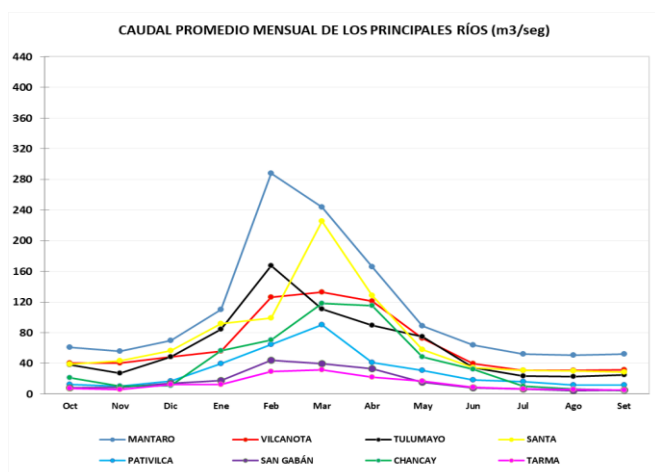
del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos Santa Eulalia, Rímac y Aricota presentan un incremento en 91.42%, 51.18% y 6.05% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - tercer trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m3/s) - Septiembre		VARIACIÓN %
	2022	2023	
MANTARO	64,27	52,34	-18,57%
VILCANOTA	41,20	31,18	-24,31%
TULUMAYO	28,22	25,09	-11,09%
SANTA	33,22	28,92	-12,94%
PATIVILCA	14,94	12,08	-19,14%
SAN GABÁN	5,36	5,41	0,87%
CHANCAY	12,40	4,39	-64,64%
TARMA	6,48	5,37	-17,12%
CHARCANI V	14,02	11,51	-17,89%
RÍMAC	6,10	9,22	51,18%
SANTA EULALIA	4,16	7,96	91,42%
ARICOTA	1,53	1,62	6,05%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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

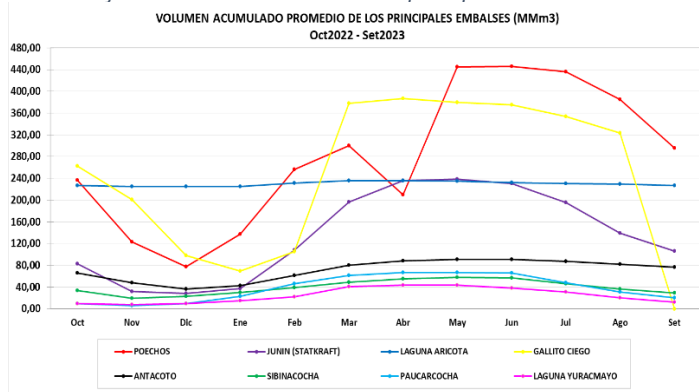


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo octubre 2022 – septiembre 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 tercer trimestre julio - septiembre de los años 2022 y 2023, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Gallito Ciego (-307.21 MMm3), y que en el Embalse Chaglla registró el mayor incremento de 7,61 MMm3 durante el tercer trimestre.

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

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm3) - Tercer Trimestre		VARIACIÓN
	2022	2023	
POECHOS	1175,30	1116,60	-4,99%
JUNIN (STATKRAFT)	518,90	440,97	-15,02%
LAGUNA ARICOTA	696,29	686,84	-1,36%
GALLITO CIEGO	984,57	677,36	-31,20%
ANTACOTO	280,36	245,56	-12,41%
SIBINACOA	215,73	111,88	-48,14%
PAUCARCOCHA	118,74	99,23	-16,43%
LAGUNA YURACMAYO	64,42	62,61	-2,80%
EMBALSE MALPASO	60,34	67,72	12,23%
LAGO VICONGA	47,91	39,03	-18,54%
EMBALSE MARCAPOMACOA	30,96	29,85	-3,59%
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	18,59	7,73	-58,43%
RESERVOIRIO TABLACHACA	4,50	4,60	2,31%
EMBALSE CHAGLLA	18,59	26,20	40,91%
EMBALSE HUALLAMAYO	4,33	4,33	-0,12%
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1,90	1,86	-2,26%
RESERVOIRIO TULUMAYO	2,01	1,48	-26,26%
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1,44	1,41	-1,89%
RESERVOIRIO SAN DIEGO	0,87	0,53	-39,45%
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHI	0,88	0,77	-13,32%
EMBALSE PALLCA	1,80	0,83	-54,05%
RESERVOIRIO CHECRAS	0,45	0,68	51,89%
RESERVOIRIO CIRATO	1,14	0,88	-22,89%
PRESA SHEQUE	0,58	0,60	4,34%
PRESA HUINCO	0,72	0,55	-22,84%
DIQUE CINCEL	0,42	0,28	-31,57%
RESERVOIRIO CAPILLUCAS	0,36	0,38	5,89%
PRESA SAN GABAN	0,18	0,26	45,81%
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0,14	0,14	0,00%
PRESA SHAPIRINGO	0,73	0,64	-11,97%
DIQUE CAMPANARIO	0,16	0,18	12,50%

(*) 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 tercer trimestre 2023.

5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

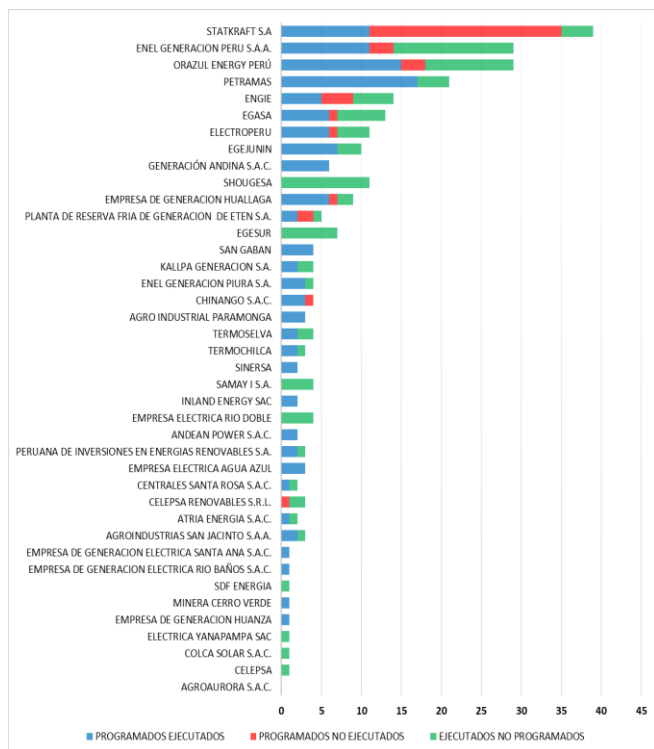
Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

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 periodo superior a 24 horas.

En el Gráfico 13 se evalúa el tercer 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 341 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 130 fueron programados ejecutados y 97 fueron ejecutados no programados.

Mencionar también que no se efectuaron 41 actividades programadas y se ejecutaron 73 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa tercer trimestre 2023.

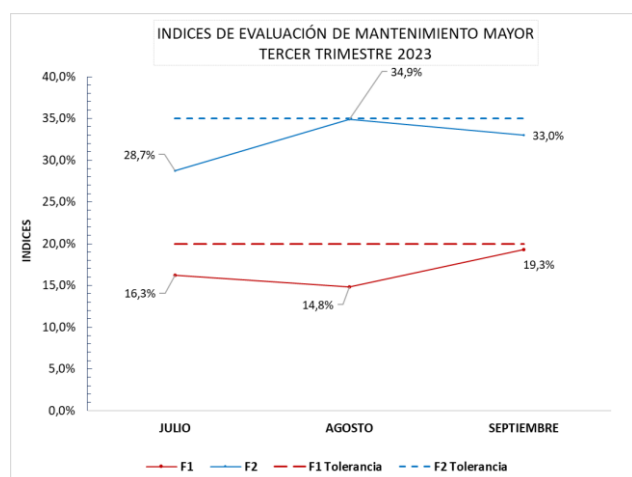


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 tercer trimestre 2023 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

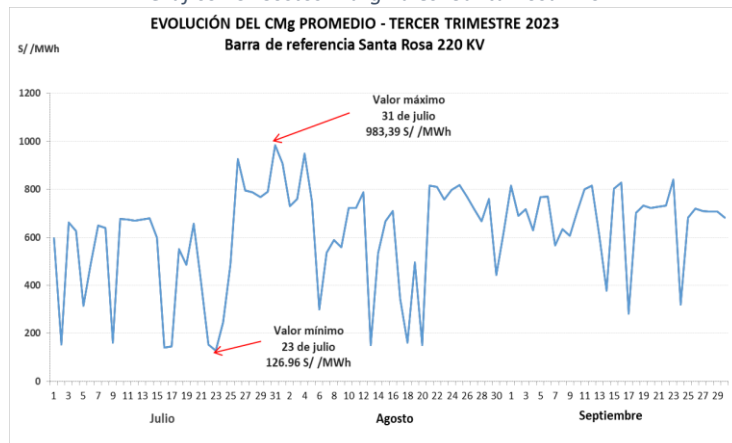
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del tercer trimestre 2023 de los costos marginales y los costos operativos.

6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el tercer trimestre (julio a septiembre) 2023, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 31 de julio con 983.39 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró el 23 de julio con 126.96 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 615.65 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

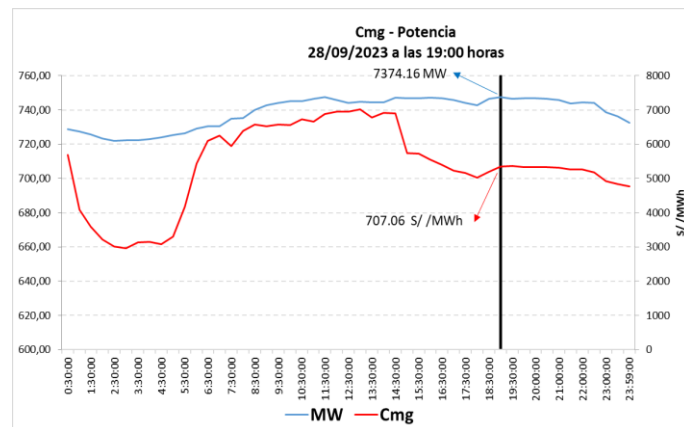


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL TERCER TRIMESTRE 2023

La máxima demanda coincidente del SEIN en el tercer trimestre fue el 28/09/2023 a las 19:00 h donde se alcanzó 7374.16 MW, el CMg en dicho punto fue de 707.06 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el tercer trimestre 2023 los costos operativos ascendieron a 1586.45 millones de soles, presentando un incremento de 798.32 millones de soles respecto del tercer trimestre 2022. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en julio, agosto y septiembre del tercer trimestre del 2023 son muy superiores 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.

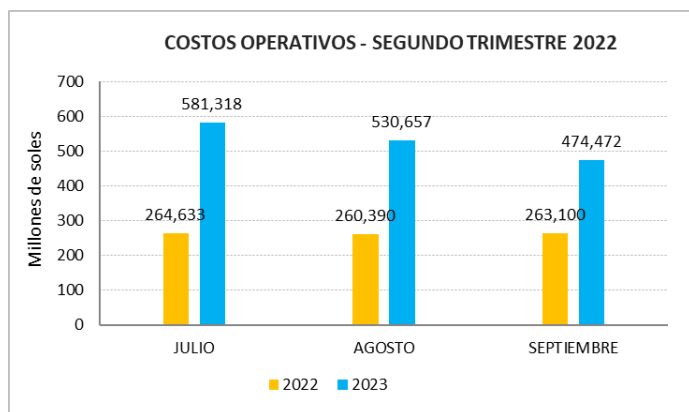
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (\$./KWh) 26/06/2022	CV (\$./KWh) 26/06/2023	Var (%)
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	142,87	167,91	17,52%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 6 - GAS	188,08	216,49	15,10%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	143,88	162,27	12,78%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - GAS	191,64	215,83	12,63%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - GAS	172,71	186,91	8,23%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG 6 - GAS	103,38	111,54	7,89%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG 4 - GAS	85,71	91,60	6,87%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	116,65	123,92	6,23%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	150,78	155,79	3,32%
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	148,60	151,55	1,99%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	156,57	159,13	1,63%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT12 - GAS	148,94	151,30	1,59%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT11 - GAS	149,76	151,85	1,39%
TERMOCHILCA	OLLEROS TG1 - GAS	159,20	161,32	1,33%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	155,63	157,37	1,12%
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	157,14	158,21	0,68%

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

En el mes de julio se percibió el mayor costo de Operación (581.31 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – tercer trimestre



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL TERCER TRIMESTRE 2023

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

- Otorgar a favor de la empresa consorcio TRANSMANTARO S.A. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto "Línea de Transmisión en 220kV Derivación de Torre T296 (de la LT 220kV Zapallal – Huacho) – S.E. Puerto Chancay", ubicado en los distritos de Aucallama y Chancay, provincia de Huaral y departamento de Lima.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 345-2023-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa ENERGIA COSTA PERU S.A.C. la concesión temporal para desarrollar los Estudios de Factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica del proyecto "Central Eólica Costa Perú 222MW".

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 337-2023-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa ACCIONA ENERGIA PERÚ S.A.C., la concesión temporal para desarrollar estudios de factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica para la futura "Central Solar Fotovoltaica San José", con capacidad instalada estimada de 155.70MW.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 292-2023-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 INICIÓ LA OPERACIÓN COMERCIAL DE CHILCA-BESS, EL MAYOR SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS

Chilca BESS, cuya construcción demandó una inversión de US/ 18.3 millones, cuenta con 84 gabinetes de baterías de iones de litio, con inversores y transformadores eléctricos de una moderna tecnología que le permite almacenar y gestionar mejor la energía en las horas de mayor demanda, lo que contribuirá asegurar la continuidad del suministro eléctrico al usuario.

Cabe señalar que el sistema Chilca-BESS cuenta con una potencia instalada de 26.5 MW, que lo convierte en el más grande del país, y está ubicado en las instalaciones de la Central Termoeléctrica Chilca Uno para brindar el servicio obligatorio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) requerido por el sistema eléctrico.



(*) Fuente: Rumbo minero

<https://acortar.link/S4glar>

8.2 LUZ DEL SUR: INDECOPI APROBÓ ADQUISICIÓN DE EMPRESA AREQUIPEÑA DE ENERGÍA SOLAR.

Indecopi aprobó la adquisición de Sojitz Arcus Investment, compañía que posee dos centrales de energía solar en Arequipa, por parte de Luz del Sur. Así lo informó la compañía mediante un comunicado a la Superintendencia de Mercado de Valores (SMV).

En marzo de este año, la compañía de distribución eléctrica informó dicha adquisición por un total de US\$ 133 millones. No obstante, la empresa aclaró que esta autorización no concreta la compra.



(*) Fuente: Gestión.

<https://acortar.link/KZierO>