

Osinergmin

TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGURAS Y SOSTENIBLES

PRINCIPALES INDICADORES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

TERCER TRIMESTRE

2025

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 tercer trimestre del 2025.

Si no se indican unidades en las gráficas, los valores de potencia se indican en MW y los valores de energía en GWh, de igual forma los caudales en m³/s y volúmenes en millones de m³.

La estadística del cumplimiento de mantenimiento se realizó en el 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 megavatio hora (S//MWh), a partir de los registros del sistema SCADA cada 15 minutos. Estos valores están referidos a la Barra Santa Rosa 220 kV.

Por su parte, los costos operativos reflejan el costo de operación ejecutada del SEIN durante el tercer trimestre del 2025 en millones de soles.

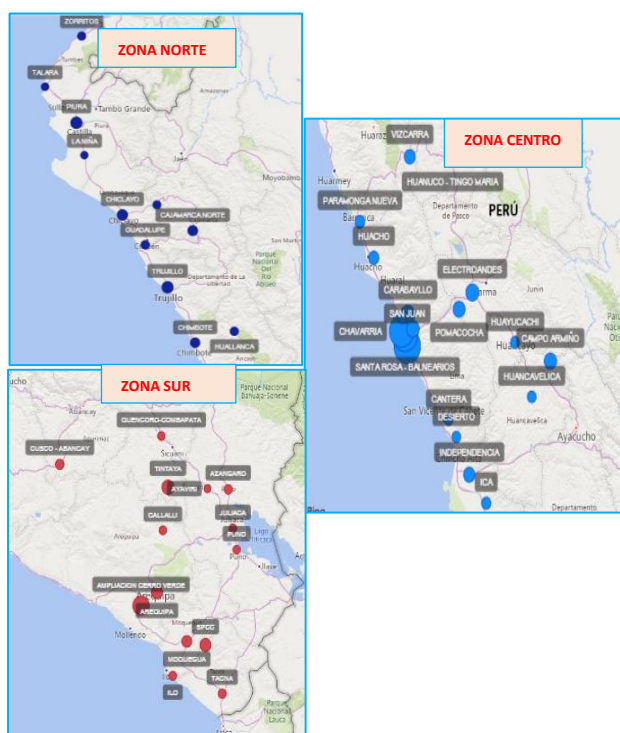
2 DEMANDA

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 tercer trimestre del 2025 aumento respecto al tercer trimestre del 2024 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Ilo y Cuzco-Abancay registraron las mayores variaciones con 18,00% y 15,11% respectivamente, en la zona centro las barras Huancavelica, Paramonga Nueva e Carabayllo registraron las mayores variaciones con 52,85%, 14,34% y 12,69%, finalmente en la zona norte las barras La Niña y Chimbote registraron las mayores variaciones con 16,93% y 15,60%.

La barra Carabayllo de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 63,13 GWh, en la zona sur la barra

Cuzco-Abancay en un 27,38 GWh y en la zona norte la barra Chimbote aumentó en 30,86 GWh.

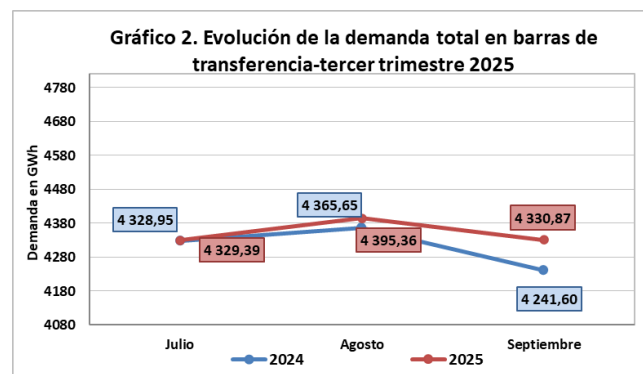
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-tercer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2024	DEMANDA (GWh) 2025	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	7 999,58	8 121,23	1,52%
SAN JUAN	1 364,50	1 353,00	-0,84%
CHAVARRIA	1 177,59	1 213,38	3,04%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1 326,55	1 346,16	1,48%
ELECTROANDES	489,58	524,02	7,04%
INDEPENDENCIA	344,82	329,47	-4,45%
CAJAMARQUILLA	391,87	395,54	0,94%
VIZCARRA	261,97	273,13	4,26%
ZAPALLAL	182,55	199,77	9,43%
HUANUCO - TINGO MARIA	124,27	129,75	4,42%
PARAMONGA NUEVA	85,01	97,21	14,34%
POMACOCCHA	405,29	389,21	-3,97%
MARCONA	342,34	334,39	-2,32%
PUCALLPA - AGUAYTIA	111,10	109,16	-1,75%
CAMPO ARMIÑO	364,79	270,04	-25,97%
HUAYUCACHI	90,35	95,03	5,18%
DESIERTO	75,11	73,51	-2,13%
ICA	84,07	88,87	5,72%
HUACHO	138,99	150,64	8,38%
HUANCVELICA	88,40	135,11	52,85%
CANTERA	52,80	53,07	0,52%
CARABAYLLO	497,62	560,75	12,69%
ÁREA NORTE	1 850,46	1 914,86	3,48%
TRUJILLO	388,23	406,76	4,77%
PIURA	342,73	305,23	-10,94%
CAJAMARCA NORTE	208,80	214,59	2,77%
CHIMBOTE	197,90	228,76	15,60%
CHICLAYO	269,99	291,77	8,07%
GUADALUPE	135,64	147,60	8,81%
HUALLANCA	135,18	135,07	-0,08%
ZORRITOS	72,93	81,59	11,87%
CARHUQUERO	52,38	51,52	-1,64%
TALARA	19,53	20,21	3,47%
LA NIÑA	27,15	31,75	16,93%
ÁREA SUR	3 086,16	3 019,54	-2,16%
SPCC	343,93	342,76	-0,34%
AMPLIACION CERRO VERDE	958,96	909,02	-5,21%
AREQUIPA	401,19	395,54	-1,41%
TINTAYA	474,40	457,69	-3,52%
CUSCO - ABANCAY	181,28	208,66	15,11%
CALLALLI	54,79	54,84	0,10%
TACNA	86,83	89,77	3,38%
JULIACA	60,99	63,49	4,09%
AZANGARO	141,10	149,76	6,13%
PUNO	29,68	29,57	-0,37%
QUENCORO-COMBAPATA	45,85	47,84	4,34%
ILO	61,02	72,00	18,00%
MOQUEGUA	240,38	192,37	-19,97%
AYAVIRI	5,75	6,22	8,15%
TOTAL	12 936,20	13 055,63	0,92%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

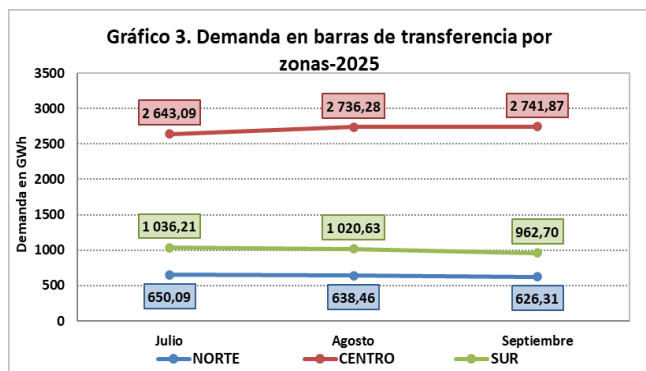
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del tercer trimestre 2025 respecto del tercer trimestre 2024. Se observa que, en los meses de julio, agosto y septiembre la variación de la demanda fue de +0,01%, +0,68% y +2,10% respectivamente. Siendo el mayor incremento en septiembre con +89,27 GWh más que en septiembre 2024.



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

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



(*) 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 2025 respecto al 2024.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2024			DEMANDA (GWh)-2025		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Julio	606,49	2 676,76	1 045,70	650,09	2 643,09	1 036,21
Agosto	625,81	2 699,48	1 040,37	638,46	2 736,28	1 020,63
Septiembre	618,16	2 623,35	1 000,09	626,31	2 741,87	962,70
Total	1 850,46	7 999,58	3 086,16	1 914,86	8 121,23	3 019,54

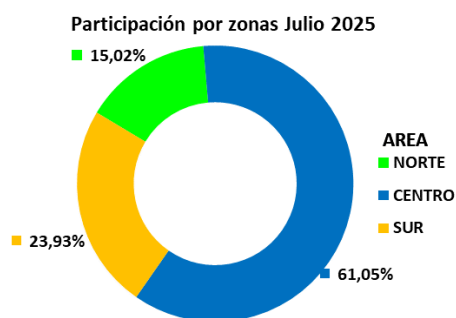
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el tercer trimestre del año 2025 respecto al mismo periodo del año 2024 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de +1,52% (+121,65 GWh), en la zona sur de -2,16% (-66,62 GWh) y en la zona norte de +3,48% (+64,40 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al tercer trimestre 2025, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de julio. La participación de la zona centro con 61,05%, en la zona sur con 23,93% y en la zona norte con un 15,02%.

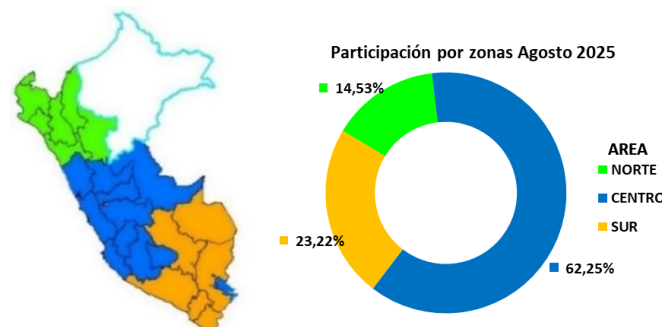
Gráfico 4. Participación por zonas Julio 2025



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En agosto 2025, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62,25%, en la zona sur 23,22%, en la zona norte 14,53%.

Gráfico 5. Participación por zonas tercer trimestre 2025



(*) 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 2024 fueron Apurímac, Tumbes, Ancash y Lambayeque con 15,11%, 11,87%, 9,23% y 8,07% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Huancavelica (-10,60%), Ayacucho (-10,60%), Piura (-8,28%) y Moquegua (-5,92%).

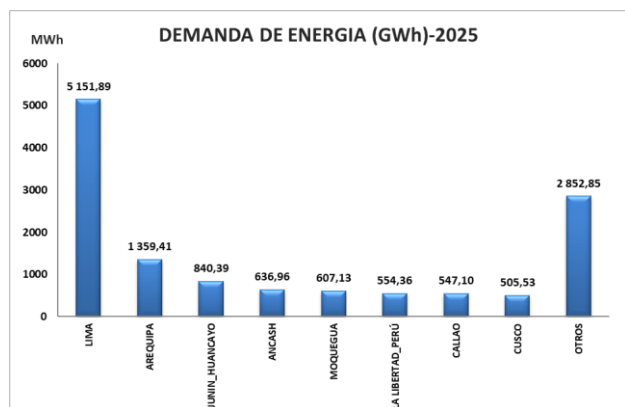
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-tercer trimestre 2025

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2024	DEMANDA (GWh)-2025	VARIACIÓN
CENTRO	7 999,58	8 121,23	1,52%
ANCASH	261,97	273,13	4,26%
AYACUCHO	292,99	261,93	-10,60%
HUANCAMELICA	160,20	143,22	-10,60%
HUANUCO	124,27	129,75	4,42%
ICA	501,51	496,77	-0,95%
PASCO	164,04	167,88	2,34%
JUNIN_HUANCAYO	821,18	840,39	2,34%
CALLAO	533,98	547,10	2,46%
LIMA	5 028,34	5 151,89	2,46%
UCAYALI	111,10	109,16	-1,75%
NORTE	1 850,46	1 914,86	3,48%
ANCASH	333,07	363,83	9,23%
SAN MARTIN	99,85	101,74	1,89%
CAJAMARCA	161,33	164,38	1,89%
LA LIBERTAD_PERÚ	523,87	554,36	5,82%
LAMBAYEQUE	269,99	291,77	8,07%
PIURA	389,42	357,19	-8,28%
TUMBES	72,93	81,59	11,87%
SUR	3 086,16	3 019,54	-2,16%
APURIMAC	181,28	208,66	15,11%
AREQUIPA	1 414,94	1 359,41	-3,92%
CUSCO	520,25	505,53	-2,83%
MOQUEGUA	645,33	607,13	-5,92%
MADRE DE DIOS	29,26	30,68	4,84%
PUNO	208,27	218,36	4,84%
TACNA	86,83	89,77	3,38%
TOTAL	12 936,20	13 055,63	0,92%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de julio a septiembre del 2025 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 30,68 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5 151,89 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Ancash con 1 359,41 GWh, 840,39 GWh y 636,96 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-tercer trimestre 2025

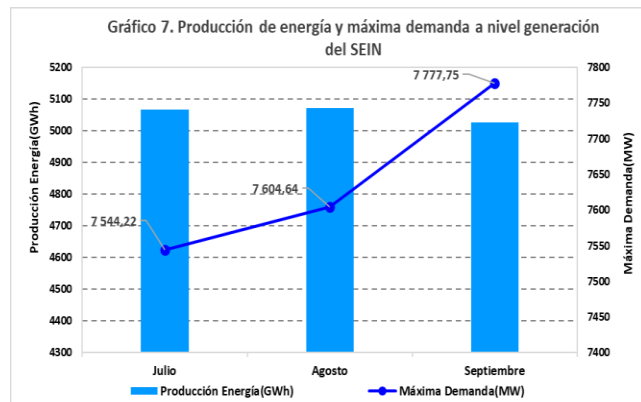


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el tercer trimestre 2025 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en septiembre con 7 777,75 MW y mínima en julio con 7 544,22 MW.

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



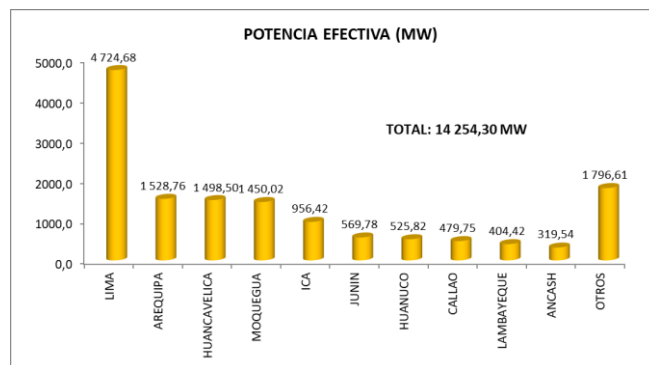
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del tercer trimestre 2025 es de 14 254,30 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4 724,68 MW que representa el 33,15%, Arequipa con 1 528,76 MW (10,72%) y Huancavelica con 1 498,50 MW (10,51%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – septiembre 2025

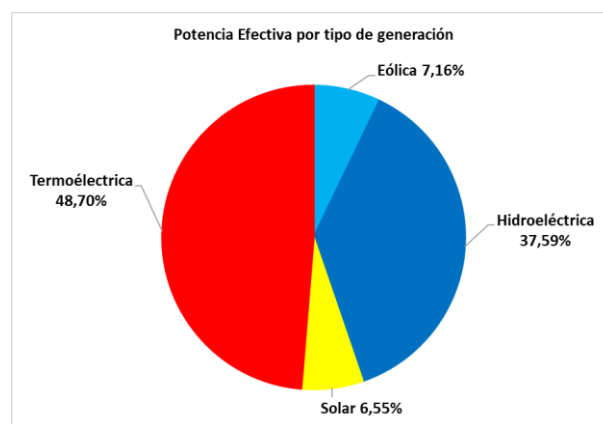


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del tercer trimestre 2025 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6 941,17 MW, hidroeléctrica 5357,68 MW, eólica 1 021,3 MW y solar 934,15 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-septiembre 2025

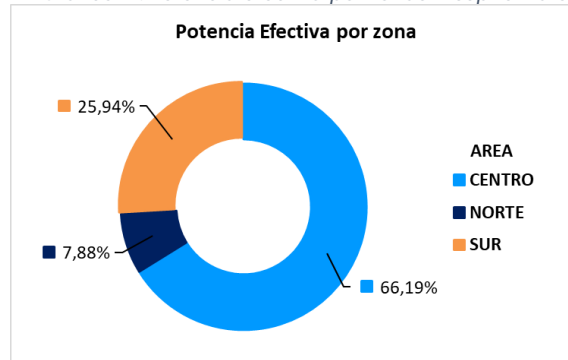


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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 2025



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL TERCER TRIMESTRE DEL 2025

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el tercer trimestre 2025, en las cuencas más representativas del SEIN.

4.2 CUADRO RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL CICLO HIDROLÓGICO

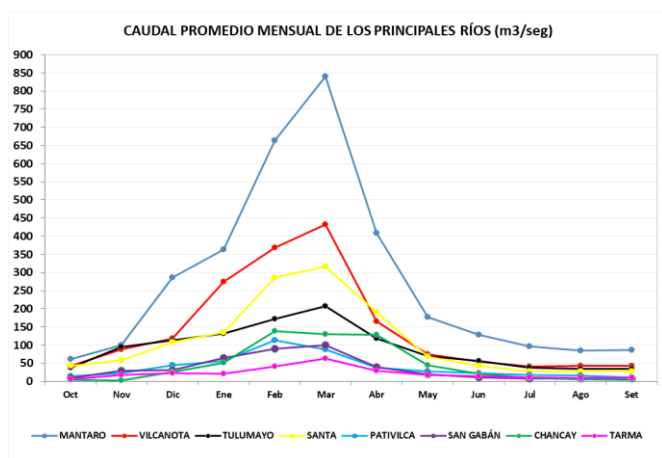
En la Tabla 4 se aprecia de las cuencas en comparación, los caudales promedio presentan un aumento respecto al año 2024. El tercer trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos Santa y Santa Eulalia presentan una disminución en -31,94% y -30,96% respectivamente y en el caso de Chancay y Tarma se aprecia un incremento de 102,54% y 75,25% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - tercer trimestre 2025

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m³/s) - Septiembre		VARIACIÓN %
	2024	2025	
MANTARO	58,86	86,64	47,19%
VILCANOTA	37,07	42,44	14,46%
TULUMAYO	21,86	34,58	58,17%
SANTA	39,73	27,04	-31,94%
PATIVILCA	15,28	11,86	-22,40%
SAN GABÁN	7,42	7,75	4,41%
CHANCAY	2,34	4,75	102,54%
TARMA	5,15	9,03	75,25%
CHARCANI V	12,66	13,36	5,53%
RÍMAC	7,21	5,82	-19,37%
SANTA EULALIA	2,56	1,77	-30,96%
ARICOTA	1,38	1,42	2,88%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2025

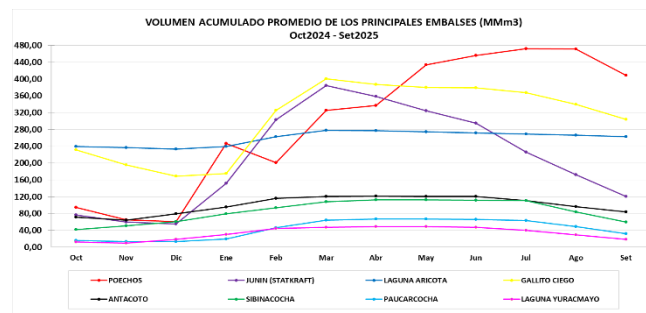


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo octubre 2024 - septiembre 2025, 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 2024 y 2025, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Embalse Cerro del Águila (-6,41 MMm³), y que en Poechos registró el mayor incremento de 514,40 MMm³ durante el tercer trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al tercer trimestre 2024-2025

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm³) - Tercer Trimestre		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm³
	2024	2025		
POECHOS	836,70	1 351,10	61,48%	514,40
JUNIN (STATKRAFT)	517,61	519,07	0,28%	1,47
LAGUNA ARICOTA	736,12	798,81	8,52%	62,68
GALLITO CIEGO	805,44	1 011,36	25,57%	205,91
ANTACOTO	288,45	290,67	0,77%	2,22
SIBINACOCOA	220,81	254,57	15,29%	33,76
PAUCARCOCHA	137,56	145,54	5,80%	7,98
LAGUNA YURACMAYO	90,68	88,95	-1,90%	-1,73
EMBALSE MALPASO	62,73	62,37	-0,58%	-0,37
LAGO VICONGA	30,28	32,06	5,89%	1,78
EMBALSE MARCAPOMACOCHA	32,06	30,69	-4,29%	-1,37
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	25,00	18,59	-25,64%	-6,41
RESERVOIRIO TABLACHACA	7,55	6,26	-17,13%	-1,29
EMBALSE CHAGLLA	17,24	18,13	5,17%	0,89
EMBALSE HUALLAMAYO	3,66	2,68	-26,72%	-0,98
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	2,02	1,26	-37,45%	-0,76
RESERVOIRIO TULUMAYO	0,59	0,36	-38,52%	-0,23
COMPENSACIÓN RESTITUCIÓN	1,35	0,99	-26,66%	-0,36
RESERVOIRIO SAN DIEGO	0,88	0,93	4,64%	0,04
PRESA DE COMPENSACION PICUNCH	0,96	0,88	-8,20%	-0,08
EMBALSE PALLCA	0,85	0,93	9,52%	0,08
RESERVOIRIO CHECRAS	0,47	0,61	29,67%	0,14
RESERVOIRIO CIRATO	1,18	1,13	-4,32%	-0,05
PRESA SHEQUE	0,66	0,76	15,08%	0,10
PRESA HUINCO	0,46	0,72	56,15%	0,26
DIQUE CINCEL	0,36	0,26	-27,30%	-0,10
RESERVOIRIO CAPILLUCAS	0,30	0,80	167,29%	0,50
PRESA SAN GABAN	0,24	0,17	-29,24%	-0,07
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0,14	0,14	0,00%	0,00
PRESA SHAPIRINGO	0,43	0,09	-80,19%	-0,34
DIQUE CAMPANARIO	0,14	0,16	13,04%	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 tercer trimestre 2025.

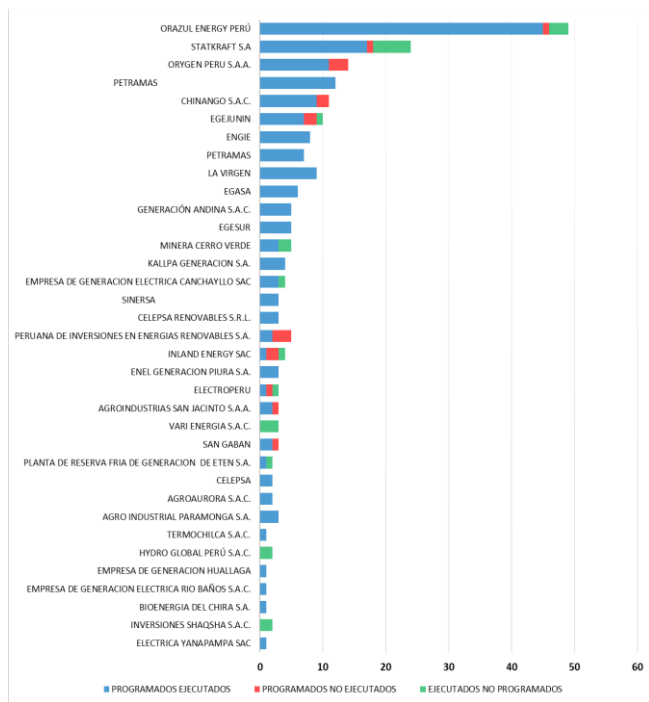
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

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 tercer trimestre del 2025, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total, se revisaron 347 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 198 fueron actividades programadas y 23 fueron actividades ejecutadas no programadas. De las 198 actividades programadas, 181 fueron efectivamente ejecutadas, mientras que 17 no se llevaron a cabo. De las 149 actividades ejecutadas, 126 fueron completadas en un tiempo menor al estimado inicialmente.

Gráfico13. Mantenimiento mayor en generación por empresa tercer trimestre 2025.



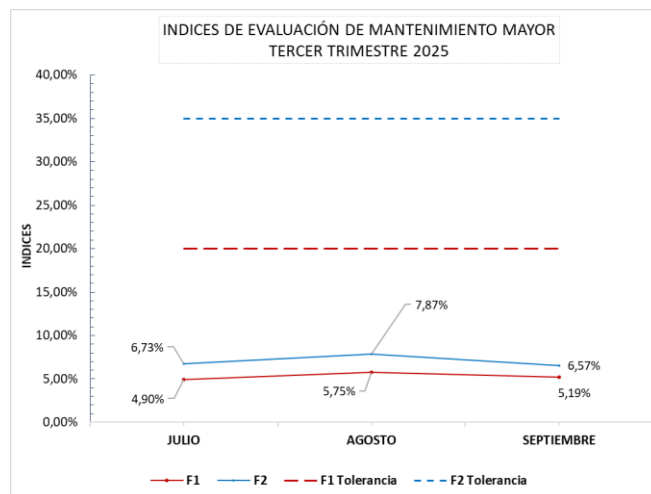
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 2025 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

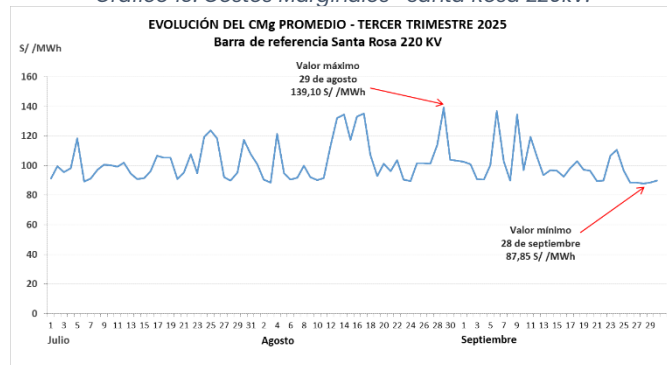
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del tercer trimestre 2025 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) 2025, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 29 de agosto con 139,10 \$ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 28 de septiembre con 87,85 \$ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 101,90 \$ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

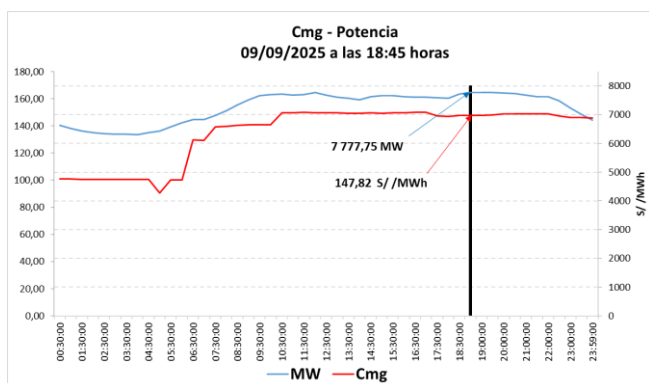


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMg EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL TERCER TRIMESTRE 2025

La máxima demanda coincidente del SEIN en el tercer trimestre fue el 09/09/2025 a las 18:45 h donde se alcanzó 7 777,75 MW, el CMg en dicho punto fue de 147,82 \$ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el tercer trimestre 2025 los costos operativos ascendieron a 699,71 millones de soles, presentando una disminución de 139,23 millones de soles respecto del tercer trimestre 2024. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados de julio a septiembre del tercer trimestre del 2025 son menores respecto al 2024. Cabe mencionar 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.

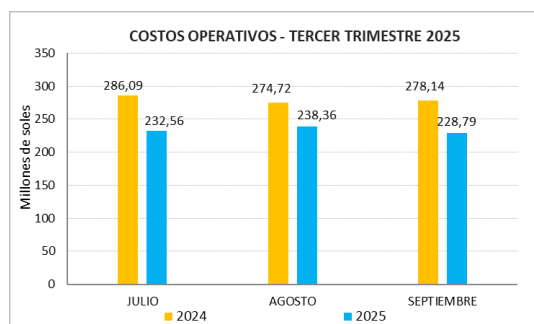
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S/./MWh) 30/06/2024	CV (S/./MWh) 30/06/2025	Var (%)
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG1 - GAS	130,82	179,94	37,55%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG4 - GAS	113,16	149,14	31,80%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG2 - GAS	134,92	173,14	28,32%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG6 - GAS	95,90	112,20	16,99%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	128,60	130,13	1,20%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES TG1 - GAS	153,61	143,84	-6,36%
ENGIE ENERGIA PERU S.A.A.	CHILCA1 TG2 - GAS	159,02	148,62	-6,54%
TERMOCHILCA S.A.C.	OLLEROS TG1 - GAS	168,90	157,70	-6,63%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES CCOMB TG1 - GAS	103,37	96,45	-6,70%
ENGIE ENERGIA PERU S.A.A.	CHILCA1 TG1 - GAS	163,47	151,60	-7,26%
ENGIE ENERGIA PERU S.A.A.	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS	107,28	99,45	-7,30%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	107,22	99,27	-7,42%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG2 - GAS	109,43	101,10	-7,62%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG3 - GAS	107,25	99,08	-7,62%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	110,89	102,42	-7,64%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 - GAS	109,31	100,94	-7,66%

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

En el mes de agosto se percibió el mayor costo de Operación (238,36 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos - tercer trimestre 2025



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

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL TERCER TRIMESTRE 2025

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

- Aprobar la primera modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la "Línea de Transmisión en 220 KV S.E. Jade 220/33 KV - S.E. San José 220 KV Y S.E. Jade220/33 KV", por las razones y fundamentos legales señalados en la parte considerativa de la presente Resolución Ministerial.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.° 312-2025-MINEM/DM](#)
- Aprobar la primera modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la "Línea de Transmisión en 138 KV S.E. Puerto Maldonado - S.E. Iberia", por las razones y fundamentos señalados en la parte considerativa de la presente Resolución Ministerial.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.° 307-2025-MINEM/DM](#)
- Aprobar la primera modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica Santa Teresa II, por las razones y fundamentos legales señalados en la parte considerativa de la presente Resolución Ministerial.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.° 276-2025-MINEM/DM](#)
- Establecer el derecho de servidumbre de ocupación temporal para desarrollar estudios de factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica para el proyecto "Central Solar Fotovoltaica Sunny III", a favor de la concesión temporal de la que es titular la empresa KALLPA GENERACIÓN S.A.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.° 275-2025-MINEM/DM](#)
- Otorgar a favor de la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ALBA S.A.C., la concesión temporal para centrales de generación del proyecto "Central Fotovoltaica Alba 200 MW".
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.° 267-2025-MINEM/DM](#)
- Calificar como fuerza mayor los eventos: "Demora en el procedimiento administrativo de establecimiento de servidumbre" y "Proceso judicial de consignación de monto por servidumbre", que afectaron la ruta crítica del Calendario de Ejecución de Obras de la Central Solar Fotovoltaica Solimana, por las razones y fundamentos legales señalados en la parte considerativa de la presente Resolución Ministerial.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.° 247-2025-MINEM/DM](#)
- Aprobar la modificación de los indicadores de brechas del Sector Energía y Minas.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.° 245-2025-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 MINEM EJECUTA 39 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL POR S/ 1,465 MILLONES EN 19 REGIONES

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) ejecuta en 2025 una cartera de 39 proyectos de electrificación rural en 19 regiones del país, con una inversión de S/ 1,465.7 millones, que beneficiará a más de 415 mil habitantes de 3,838 localidades rurales y de frontera. Estas obras, lideradas por la Dirección General de Electrificación Rural, buscan alcanzar una cobertura eléctrica del 96% para 2027. Entre los proyectos destacan las instalaciones en las cuencas de los ríos Cenepa, Comaina, Numpatday y Santiago (Amazonas), en Datem del Marañón y Loreto, y en las provincias de Cutervo y Jaén (Cajamarca). El MINEM señaló que la electrificación rural mejora la calidad de vida y promueve el desarrollo económico, social y sostenible de las comunidades más alejadas del país.



(*) Fuente: rumbominero.com.

<https://acortar.link/IHK4IT>

8.2 CUENCA MADRE DE DIOS PERMITIRÁ EXTENDER EN 30 AÑOS LAS RESERVAS DEL PERÚ EN GAS NATURAL

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) busca aprovechar el amplio potencial del Perú para desarrollar nuevas reservas de gas natural, especialmente en la cuenca Madre de Dios, lo que podría extender la autonomía energética nacional por 30 años. Según la viceministra de Hidrocarburos, Iris Cárdenas, el país cuenta con más de 43 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural, de los cuales el 42% se concentra en dicha cuenca, entre Madre de Dios y Puno. El MINEM y Perupetro promueven inversiones mediante Convenios de Evaluación Técnica, que permiten estudios de hasta 24 meses con opción de exploración y explotación. Cárdenas destacó que el desarrollo del gas natural impulsará la industria petroquímica, sustituirá combustibles más costosos y fomentará la inclusión y sostenibilidad energética del país.



(*) Fuente: gob.pe.

<https://acortar.link/udVKsx>

8.3 PERUMIN 37: DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN EL PAÍS SÓLO CRECERÁ 3% EN LOS PRÓXIMOS 10 AÑOS

César Butrón, presidente del COES, advirtió durante el Foro de Transición Energética en PERUMIN 37 que la demanda eléctrica en el Perú crecerá solo un 3% en los próximos diez años, debido a la ausencia de grandes proyectos industriales. Incluso en un escenario optimista, el aumento sería de 4%, condicionado a nuevas ampliaciones. Esta baja demanda limita el avance de proyectos de generación, especialmente renovables, ralentizando la transición energética y elevando los costos al depender más del diésel. Butrón también expresó preocupación por la falta de aplicación de proyectos de electromovilidad y señaló que la eventual llegada del gas al sur podría desplazar el desarrollo de energías limpias. Finalmente, llamó a reflexionar sobre los desafíos e inversiones que el sistema eléctrico podría perder sin una planificación oportuna.



(*) Fuente: proactivo.com.pe

<https://acortar.link/CxGEwN>