RELATÓRIO TÉCNICO
ENERGIA ELÉTRICA

NOVEMBRO, **2025**

SUMÁRIO

ANÁLISE

ENCARGOS

PREÇOS

PRODUÇÃO

ABRACE ENERGIA

SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente relatório elaborado pela equipe da ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres tem como principal objetivo ser um disseminador de informações quali – quantitativas do mercado de energia e servir como mais um instrumento de auxílio à tomada de decisões dos associados.

Neste sentido, apresentamos resumidamente abaixo os principais destaques desta edição.

Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD): Análise Ampliada para o Setor Elétrico Brasileiro

A microgeração e minigeração distribuída (MMGD) tornaram-se, ao longo da última década, um dos principais elementos de transformação do setor elétrico brasileiro. A partir da edição da Resolução Normativa nº 482/2012, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), consumidores passaram a ter a possibilidade de gerar sua própria energia e compensar integralmente o consumo a partir da energia injetada na rede. Essa iniciativa, concebida em um momento em que a tecnologia de geração distribuída ainda enfrentava custos elevados, foi decisiva para viabilizar economicamente a expansão do setor. Contudo, o crescimento acelerado da MMGD e a massificação da tecnologia fotovoltaica resultaram em novas dinâmicas entre geração, consumo e tarifação, o que exigiu do regulador uma revisão mais aprofundada das regras de compensação. Esse processo culminou na aprovação da Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu o marco legal da geração distribuída e previu a transição para um novo modelo tarifário, no qual os benefícios e custos da MMGD devem ser valorados de forma objetiva e transparente.

Valor do ESS

Para o mês de outubro, a Abrace estima que haverá custo com o despacho para atender questões elétricas. Além disso, não houve custo com o despacho de usinas térmicas a fim de garantir a segurança energética.

Valor do PLD médio

A média do PLD em todos os submercados foi de R$ 242,03/MWh.

Produção Nacional de Energia Elétrica

Em outubro de 2025, a média de produção diária de energia foi de 77.944 MW médios, 4,7% superior que o mês anterior e 3,34% inferior a outubro de 2024.

Geração Termoelétrica a Gás Natural

A geração média das UTEs a gás natural no mês de outubro de 2025 foi de 139.861,19 MW médios, o que corresponde a um consumo médio de gás de aproximadamente 23.454,66 mil m³/dia.

Acompanhamento dos Níveis dos Reservatórios

Nesse momento, os submercados Sul, Norte e Nordeste são os que detém os melhores níveis dos reservatórios, com um armazenamento de 91%, 79% e 51%, respectivamente. Atualmente, o submercado Sudeste/Centro-Oeste e é o que segue em situação mais desfavorável, com armazenamento de 47%.

SUMÁRIO

1_ Análise **4**

2_ Encargos Setoriais **6**

Encargos de Serviços do Sistema – ESS **6**

Preço de Liquidação das Diferenças – PLD **8**

3_ Preços de Energia **9**

Preço de Mercado da Energia Elétrica **9**

4_ Produção Nacional de Energia Elétrica **10**

Acompanhamento das Gerações Térmicas (Média Diária) **11**

Perfil de Disponibilidade Térmica para Despacho **12**

Acompanhamento dos Níveis dos Reservatórios **15**

Consumo **18**

1_ Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD): Análise Ampliada para o Setor Elétrico Brasileiro

A microgeração e minigeração distribuída (MMGD) tornaram-se, ao longo da última década, um dos principais elementos de transformação do setor elétrico brasileiro. A partir da edição da Resolução Normativa nº 482/2012, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), consumidores passaram a ter a possibilidade de gerar sua própria energia e compensar integralmente o consumo a partir da energia injetada na rede. Essa iniciativa, concebida em um momento em que a tecnologia de geração distribuída ainda enfrentava custos elevados, foi decisiva para viabilizar economicamente a expansão do setor. Contudo, o crescimento acelerado da MMGD e a massificação da tecnologia fotovoltaica resultaram em novas dinâmicas entre geração, consumo e tarifação, o que exigiu do regulador uma revisão mais aprofundada das regras de compensação. Esse processo culminou na aprovação da Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu o marco legal da geração distribuída e previu a transição para um novo modelo tarifário, no qual os benefícios e custos da MMGD devem ser valorados de forma objetiva e transparente.

A necessidade dessa valoração surge, sobretudo, do desequilíbrio que o modelo tradicional de compensação integral poderia provocar na estrutura tarifária. Como a maior parte dos custos do sistema elétrico é fixa e relacionada à disponibilidade e manutenção da infraestrutura, a redução do consumo faturado por parte de unidades com MMGD não reduz proporcionalmente o custo da rede. Ao contrário, esse custo permanece presente e precisa ser recuperado, deslocando-se, portanto, para consumidores que não possuem sistemas de geração distribuída. A justiça tarifária, a isonomia regulatória e a causalidade de custos são princípios basilares da legislação brasileira e determinam que cada consumidor deve contribuir de acordo com o uso efetivo que faz do sistema. Nesse contexto, a valoração dos custos e benefícios da MMGD tornou-se fundamental para garantir que o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras seja preservado e que a modicidade tarifária, especialmente para consumidores de baixa renda, seja respeitada.

A Nota Técnica Conjunta nº 25/2025-STD-STR/ANEEL apresenta um conjunto detalhado de argumentos, análises metodológicas e referências internacionais que servem como base para o desenvolvimento de uma metodologia de valoração compatível com a realidade brasileira. Um dos pontos centrais apresentados pela Nota Técnica é o reconhecimento de que parte significativa dos impactos da MMGD — sejam eles positivos ou negativos — já se encontra incorporada nas tarifas vigentes. Isso ocorre porque a metodologia tarifária brasileira utiliza dados históricos para a definição dos custos de energia, transmissão, distribuição, perdas e encargos setoriais. Assim, quando a MMGD reduz perdas técnicas, posterga a necessidade de investimentos em redes ou altera o perfil de demanda, esses efeitos são capturados, com certa defasagem temporal, nos processos de revisão tarifária.

Entretanto, o reconhecimento histórico desses impactos não elimina a necessidade de se estabelecer uma valoração específica para consumidores com MMGD, conforme exige a Lei nº 14.300/2022. Pelo contrário, reforça a necessidade de que o tratamento tarifário futuro diferencie os consumidores de acordo com sua forma de interação com o sistema elétrico. Os consumidores que geram e injetam energia apresentam um perfil de uso da rede distinto daquele observado em consumidores puramente demandantes, o que implica custos e benefícios

diferenciados. Essa constatação fundamenta a proposta da ANEEL de desenvolver tarifas específicas para unidades com MMGD, que reflitam com maior precisão os efeitos causados por esse tipo de geração.

No debate sobre custos e benefícios, a Nota Técnica identifica uma série de efeitos positivos proporcionados pela MMGD. Entre eles, destaca-se a redução das perdas técnicas na rede, uma vez que a energia é gerada próxima ao local de consumo. Também há uma contribuição importante para a postergação de investimentos na expansão da rede de distribuição, sobretudo em áreas onde a geração local reduz a necessidade de carregamento dos alimentadores. Outro benefício relevante é o aumento da resiliência da matriz elétrica, decorrente da diversificação das fontes de geração e da desconcentração geográfica da produção de energia. Em alguns casos, a MMGD também pode contribuir para a operação do sistema por meio de serviços ancilares, especialmente quando integrada a sistemas de armazenamento, ainda que esse potencial ainda esteja em fase inicial de exploração no Brasil.

Por outro lado, há custos associados à presença da MMGD que precisam ser cuidadosamente medidos. Em regiões com alta penetração de geração solar distribuída, é comum ocorrer o chamado fluxo reverso de potência, situação em que a energia é injetada na rede em níveis superiores ao consumo local, provocando elevação de tensão e demandando reforços ou adaptações nos sistemas de proteção. A qualidade da energia também pode ser afetada em horários de grande incidência solar, gerando oscilações que precisam ser manejadas pelas distribuidoras. A MMGD pode ainda aumentar as perdas em determinados horários, especialmente quando a energia gerada excedente percorre longos trechos da rede para ser consumida em outras localidades. Além disso, ao reduzir artificialmente o consumo faturado, a MMGD pressiona outros consumidores a arcarem com uma parcela maior dos custos regulatórios, criando o problema dos subsídios cruzados.

Para compreender com maior profundidade os possíveis modelos regulatórios aplicáveis à valoração da MMGD, a ANEEL analisou metodologias internacionais amplamente discutidas nos Estados Unidos e na Austrália. A experiência da Califórnia, por exemplo, mostra uma evolução clara do antigo modelo de Net Metering para o atual Net Billing Tariff (NBT), onde as exportações de energia passam a ser remuneradas com base em valores horários calculados por meio da ferramenta Avoided Cost Calculator (ACC). Essa ferramenta estima, com elevada granularidade, os custos evitados pela geração distribuída em termos de energia, capacidade, transmissão, distribuição, emissões e serviços ancilares. O modelo californiano privilegia a precisão e a sofisticação técnica, mas exige infraestrutura avançada de medição e pode ser de difícil compreensão para consumidores residenciais. Ainda assim, oferece uma importante lição sobre a necessidade de associar o valor da energia gerada ao momento em que ela é realmente útil para o sistema elétrico.

A experiência de Nova York segue um caminho igualmente sofisticado, por meio do modelo Value of Distributed Energy Resources (VDER), que valoriza a energia injetada de acordo com múltiplos componentes, como o preço marginal locacional, a contribuição para redução de picos de demanda, o alívio de restrições locais e o benefício ambiental de emissões evitadas. O sistema nova-iorquino é altamente dependente de medições granulares e planejamento integrado da rede, mas é reconhecido como um dos modelos mais completos em termos de internalização dos efeitos positivos e negativos da geração distribuída. Já o caso australiano destaca-se pela flexibilidade regulatória e pela dinâmica competitiva do setor elétrico, permitindo que distribuidoras ofereçam diferentes tarifas de exportação, algumas delas variando ao longo do dia e inclusive tornando-se negativas em horários de excesso de geração solar. Essa abordagem proporciona

forte sinalização econômica, mas deve ser implementada com cautela para evitar impactos adversos sobre consumidores vulneráveis.

Com base nas experiências internacionais e no diagnóstico das características do sistema elétrico brasileiro, a Nota Técnica apresenta duas grandes alternativas para regulamentar o artigo 17 da Lei nº 14.300/2022. A primeira opção consiste na aplicação direta da valoração dos custos e benefícios nos processos tradicionais de cálculo tarifário, o que exigiria uma metodologia extremamente complexa e contínua, com alto grau de detalhamento. A segunda opção — considerada pela ANEEL como a mais adequada — consiste na criação de tarifas específicas para consumidores com MMGD, diferenciando-os dos demais consumidores com base na forma como utilizam o sistema de distribuição. Essa abordagem de diferenciação tarifária permitiria que cada consumidor fosse remunerado ou tarifado de acordo com sua contribuição ou impacto no sistema, sem necessidade de revisões contínuas e profundas no modelo tarifário geral.

Essa diferenciação tarifária atenderia aos princípios de causalidade, isonomia e transparência ao estabelecer um conjunto de tarifas de consumo e de injeção aplicáveis às unidades com MMGD. Quando a geração distribuída trouxer benefícios ao sistema, como redução de perdas ou postergação de investimentos, isso se refletirá em tarifas mais baixas para esses consumidores. Por outro lado, quando a MMGD causar custos adicionais, como a necessidade de reforço em redes ou a elevação de perdas em certos horários, as tarifas aplicáveis serão maiores. Essa abordagem é coerente com os princípios tarifários e com as diretrizes do CNPE, que determinam que a valoração deve considerar aspectos como localização, simultaneidade de consumo e geração e sazonalidade. Além disso, está alinhada à agenda de modernização tarifária da ANEEL, que inclui a adoção de medição inteligente e a criação de tarifas com maior granularidade temporal.

2_ Encargos Setoriais

Encargos de Serviços do Sistema – ESS

Para o mês de novembro, a Abrace estima que haverá custo com o despacho para atender questões elétricas.

Tabela 1 ESS Restrição da Operação

ESS Novembro/25 – Restrição de Operação	
Custo Total (R$)	25.904.154,43
Carga SIN (Mwmédio)	79.613,50
Estimativa ESS EL (R$/MWh)	**0,45**

Fonte: ONS — Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE — Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Está sendo considerada, na restrição de operação, a previsão de pagamento aos geradores eólicos, conforme disciplinado na REN nº 927/2021, com a contabilização do custo referente ao constrained-off eólico, conforme comunicado CO371/25 divulgado pela CCEE sobre a operacionalização do ressarcimento.

Além disso, não houve custo com o despacho de usinas térmicas a fim de garantir a segurança energética do sistema devido à melhora dos armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas.

Tabela 2 ESS Segurança Energética

ESS Novembro/25 – Segurança Energética	
Custo Total (R$)	–
Carga SIN (Mwmédio)	79.613,5
Estimativa ESS GE (R$/MWh)	**–**

Fonte: ONS — Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE — Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Houve importação da Argentina com custo.

Outro encargo importante é o de Reserva de Potência Operativa — RPO, que foi definido a partir da Resolução Normativa nº 822/2018, em que usinas térmicas são despachadas fora da ordem de mérito para preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema.

É pago um valor adicional à essas usinas de até 130% do valor mais recente de CVU. Porém, caso o ONS venha a despachar em tempo real montante de potência adicional ao programado na Programação Diária da Produção — PDP, se montante deverá ser valorado ao CVU da usina térmica vigente para o despacho na Ordem de Mérito. Para novembro não houve despacho por esse motivo.

Tabela 3 ESS Segurança Energética

ESS Novembro/25 – Reserva de Potência Operativa	
Custo Total (R$)	–
Carga SIN (Mwmédio)	79.613,50
Estimativa ESS RPO (R$/MWh)	**–**

Fonte: ONS — Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE — Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Já em relação ao encargo de Unit Commitment, houve despacho em novembro.

Tabela 4 ESS Segurança Energética

ESS Novembro/25 – Unit Commitment	
Custo Total (R$)	29.061.635,90
Carga SIN (Mwmédio)	79.613,50
Estimativa ESS EL (R$/MWh)	**0,51**

Fonte: ONS — Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE — Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Por fim, a Tabela 5 abaixo traz a síntese da estimativa para todos os componentes do ESS para novembro de 2025.

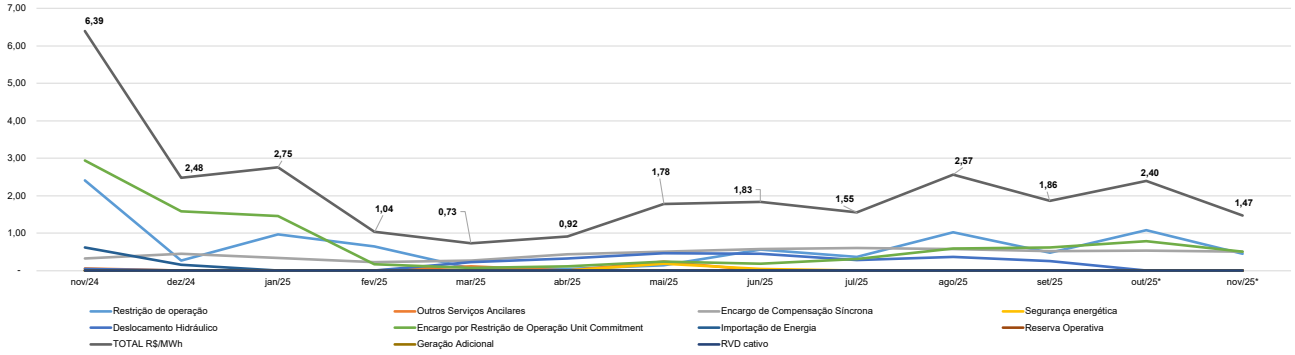
Tabela 5 Encargo de Serviço do Sistema – ESS Novembro de 2025

Novembro de 2025		
Componente	Valor do Encargo (R$)	Valor do Encargo (R$/MWh)
Restrição de operação	25.904.154,43	0,45
Outros Serviços Ancilares	–	–
Encargo de Compensação Síncrona	28.910.451,12	0,50
Segurança energética	–	–
Deslocamento Hidráulico	–	–
Restrição de Operação Unit Commitment	29.061.635,90	0,51
Importação de Energia	109.729,96	0,002
Reserva Operativa	–	–
TOTAL	**83.985.971,41**	**1,47**

Fonte: ONS — Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE — Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A seguir, o gráfico 1 ilustra os valores do ESS mensal desde novembro de 2025, segregados pelas parcelas que o compõem.'

Gráfico 1 Histórico do Encargo de Serviço do Sistema



Fonte: CCEE e ONS

Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

A tabela a seguir apresenta o PLD médio mensal verificado no período de 2023 a 2025, bem como sua variação entre os períodos analisados.

Tabela 6 Preço de Liquidação das Diferenças de 2023 a 2025

Mês	SE/CO (R$/MWh)					Sul (R$/MWh)				
	2023	2024	2025	2025/2024	2025/2023	2023	2024	2025	2025/2024	2025/2023
Janeiro	69,04	61,14	59,21	-3,16%	-14,24%	69,04	61,14	59,21	-3,16%	-14,24%
Fevereiro	69,04	61,20	93,76	53,20%	35,81%	69,04	61,20	93,83	53,32%	35,91%
Março	69,04	61,07	327,32	435,98%	374,10%	69,04	61,07	58,96	-3,46%	-14,60%
Abril	69,04	61,07	202,18	231,06%	192,84%	69,04	61,07	202,98	232,37%	194,00%
Maio	69,04	61,07	212,58	248,09%	207,91%	69,04	61,07	233,59	282,50%	238,34%
Junho	69,04	66,41	234,71	253,43%	239,96%	69,04	66,41	236,10	255,52%	241,98%
Julho	69,04	87,07	210,02	141,21%	204,20%	69,04	87,05	211,67	143,16%	206,59%
Agosto	69,04	118,79	287,17	141,75%	315,95%	69,04	118,79	287,17	141,75%	315,95%
Setembro	80,37	307,59	260,35	-15,36%	223,94%	80,37	307,78	260,35	-15,41%	223,94%
Outubro	74,84	480,78	250,19	-47,96%	234,30%	74,84	480,76	250,18	-47,96%	234,29%
Novembro	84,04	103,51	278,18	168,75%	231,01%	84,04	103,51	278,02	168,59%	230,82%
Dezembro	74,09	64,80	0,00	-100,00%	-100,00%	74,09	64,80	0,00	-100,00%	-100,00%

Mês	Nordeste (R$/MWh)					Norte (R$/MWh)				
	2023	2024	2025	2025/2024	2025/2023	2023	2024	2025	2025/2024	2025/2023
Janeiro	69,04	61,14	59,18	-3,21%	-14,28%	69,04	61,14	59,18	-3,21%	-14,28%
Fevereiro	69,04	61,20	58,60	-4,25%	-15,12%	69,04	61,20	58,60	-4,25%	-15,12%
Março	69,04	61,07	332,56	444,56%	381,69%	69,04	61,07	58,96	-3,46%	-14,60%
Abril	69,04	61,07	107,28	75,67%	55,39%	69,04	61,07	107,27	75,65%	55,37%
Maio	69,04	61,07	124,98	104,65%	81,03%	69,04	61,07	125,19	104,99%	81,33%
Junho	69,04	66,41	230,90	247,69%	234,44%	69,04	66,41	232,29	249,78%	236,46%
Julho	69,04	84,28	205,55	143,89%	197,73%	69,04	87,08	207,88	138,72%	201,10%
Agosto	69,04	103,82	268,67	158,78%	289,15%	69,04	118,80	285,88	140,64%	314,08%
Setembro	80,37	243,30	245,86	1,05%	205,91%	80,37	316,41	259,46	-18,00%	222,83%
Outubro	74,84	449,83	218,37	-51,45%	191,78%	74,84	482,54	249,40	-48,32%	233,24%
Novembro	84,04	102,14	275,04	169,28%	227,27%	84,04	103,66	276,62	166,85%	229,15%
Dezembro	74,09	64,80	0,00	-100,00%	-100,00%	74,09	64,80	0,00	-100,00%	-100,00%

Fonte: CCEE — Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A média do PLD em todos os submercados foi de R$ 276,96/MWh.

3_ Preços de Energia

Preço de Mercado da Energia Elétrica

Os dados da Tabela 7 são calculados com base nas métricas do Pool de preços apuradas semanalmente pela Dcide utilizando as referências da curva Forward de energia elétrica dos agentes mais comercialmente ativos.

Tabela 7 Energia Convencional SE/CO — Preços Futuros da Energia

03-12-2025 / Semana 49

Índices Curva Forward	Índice R$/MWh	Variação Semanal	Variação Mensal	Variação Anual
Convencional Trimestre[1]	262,83 *	0,29% ^	14,90% ^	162,20% ^
Convencional Longo Prazo[2]	199,21	4,43% ^	8,70% ^	38,12% ^
Incentivada 50% Trimestre[1]	292,61 *	1,22% ^	13,68% ^	121,59% ^
Incentivada 50% Longo Prazo[2]	229,43	4,09% ^	7,84% ^	30,04% ^
FCF da semana (SE ponderado)[3]	318,14	7,31% ^	7,00% ^	420,94% ^

1 Reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de Janeiro/2026 a Março/2026 (trimestre móvel).
2 Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2027 a 2030 (longo prazo).
3 Preços semanais da função de custo futuro no modelo DECOMP.
** Variação sem expurgar o efeito da mudança de produto.*
Fonte: Pesquisa de preços Dcide 01-12-2025.

Fonte: Plataforma Dcide Pesquisa de preços 08–12–2025

** Variação semanal sem expurgar o efeito de mudança de produto.*
Sendo que o Convencional Trimestre reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de janeiro/2026 a março/2026 (trimestre móvel). Quanto ao índice Convencional Longo Prazo reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2027 a 2030 (longo prazo).

4_ Produção Nacional de Energia Elétrica

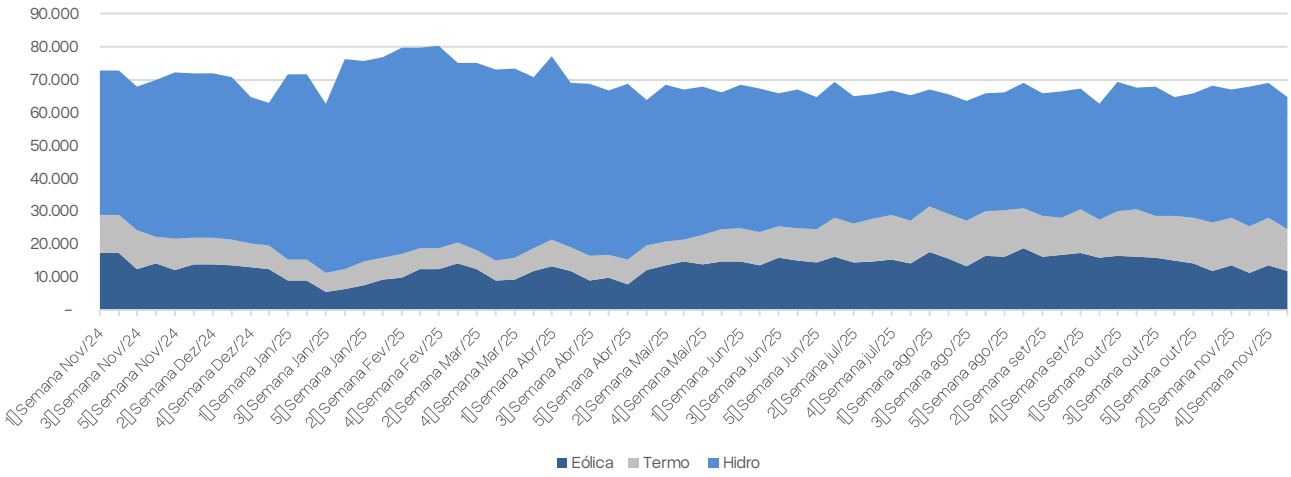
Em novembro de 2025, a média de produção diária de energia foi de 80.106 MW médios, 2,7% superior que o mês anterior 0,7% inferior a novembro de 2024.

Tabela 8 Produção de Energia (MW Médios)

Geração	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25
Hidro Nacional	40.470	40.497	50.242	55.006	49.242	46.518	39.736	35.716	34.525	31.703	32.048	33.152	34.908
Itaipu Binacional	5.819	7.548	6.624	6.512	5.318	5.375	5.097	5.000	3.979	4.054	4.038	4.587	6.129
Termo Nuclear	971	1.034	1.631	1.980	1.878	1.426	1.357	1.318	1.742	2.013	1.948	2.008	2.012
Térmica	9.397	7.389	4.691	4.662	4.178	5.812	6.827	8.314	10.990	11.728	9.808	11.605	12.259
Eólica	14.061	12.733	7.563	10.960	11.151	10.263	13.977	14.300	14.870	15.406	16.380	15.394	12.491
Solar	9.975	10.243	9.904	10.753	11.255	9.781	9.033	8.264	9.135	9.738	10.223	11.197	12.307
Produção nacional	80.693	79.443	80.655	89.872	83.020	79.174	76.027	72.912	75.241	74.641	74.444	77.944	80.106
Intercambio Internac.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	80.693	79.443	80.655	89.872	83.020	79.174	76.027	72.912	75.241	74.641	74.444	77.944	80.106

Fonte: IPDO ONS — Informativo Preliminar diário da Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico

Gráfico 2 Produção Semanal Nacional de Energia Elétrica de novembro de 2024 a novembro de 2025 (MW Médios)



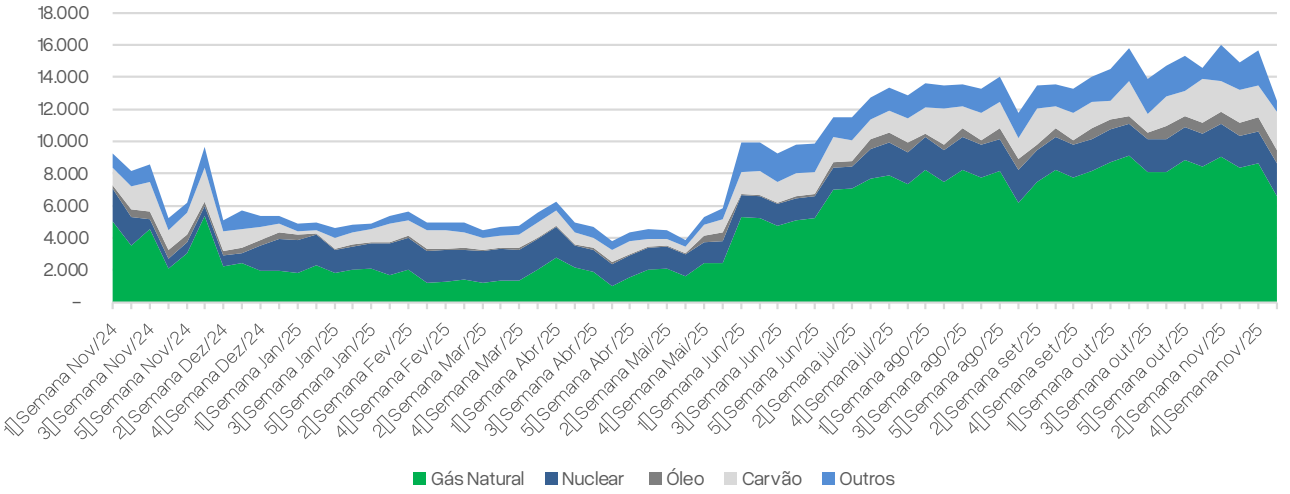
Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Acompanhamento das Gerações Térmicas (Média Diária)

O gráfico 3 apresenta os valores verificados de geração térmica por tipo de combustível por semana ao longo de novembro de 2024 a novembro de 2025.

A geração média das UTEs a gás natural no mês de novembro de 2025 foi de 161.567,95 MW médios, o que corresponde a um consumo médio de gás de aproximadamente 33.323,29 mil m³/dia.

Gráfico 3 Geração de Energia das Térmicas por tipo de combustível (MW Médios)

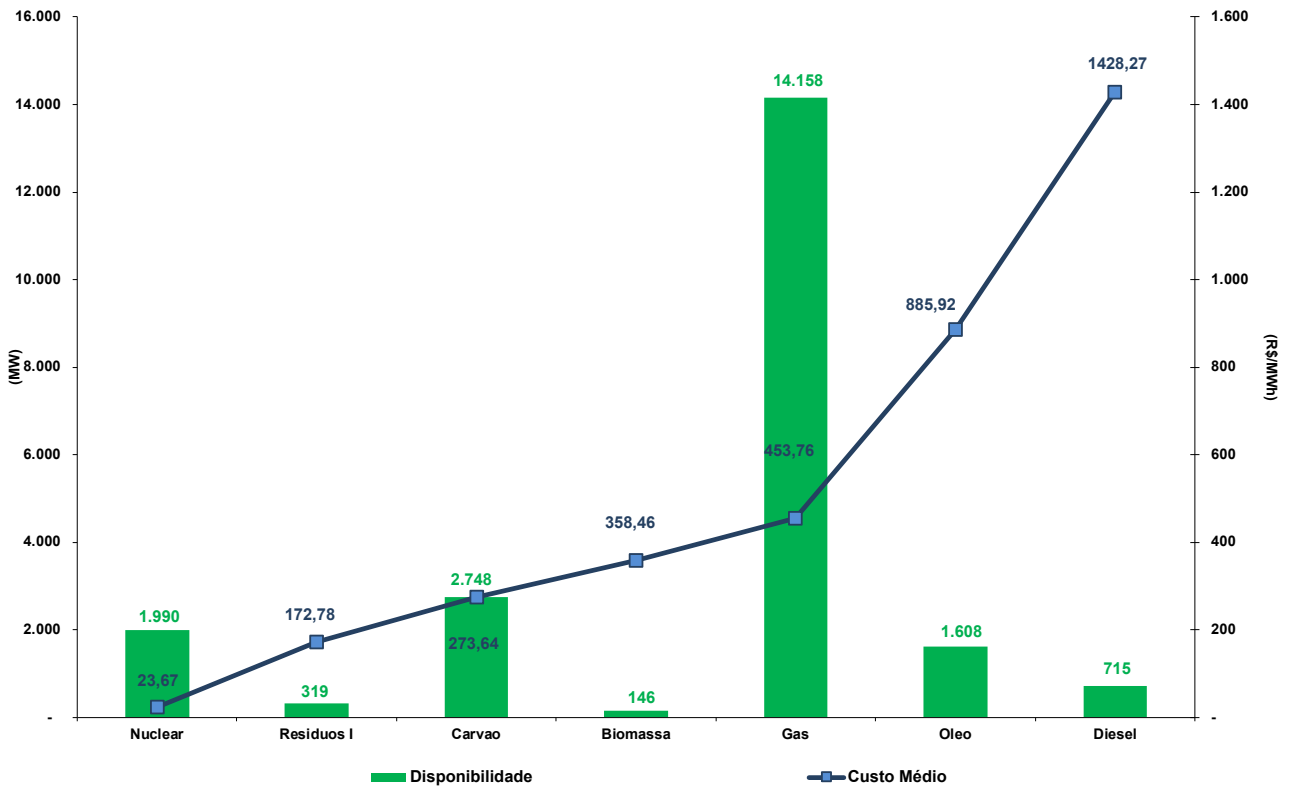


Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Perfil de Disponibilidade Térmica para Despacho

O gráfico 4 ilustra o perfil de disponibilidade de geração de energia elétrica, por fonte, segundo informações contidas no deck do modelo Newave de dezembro de 2025.

Gráfico 4 Custo de Geração das Usinas Térmicas x Disponibilidade

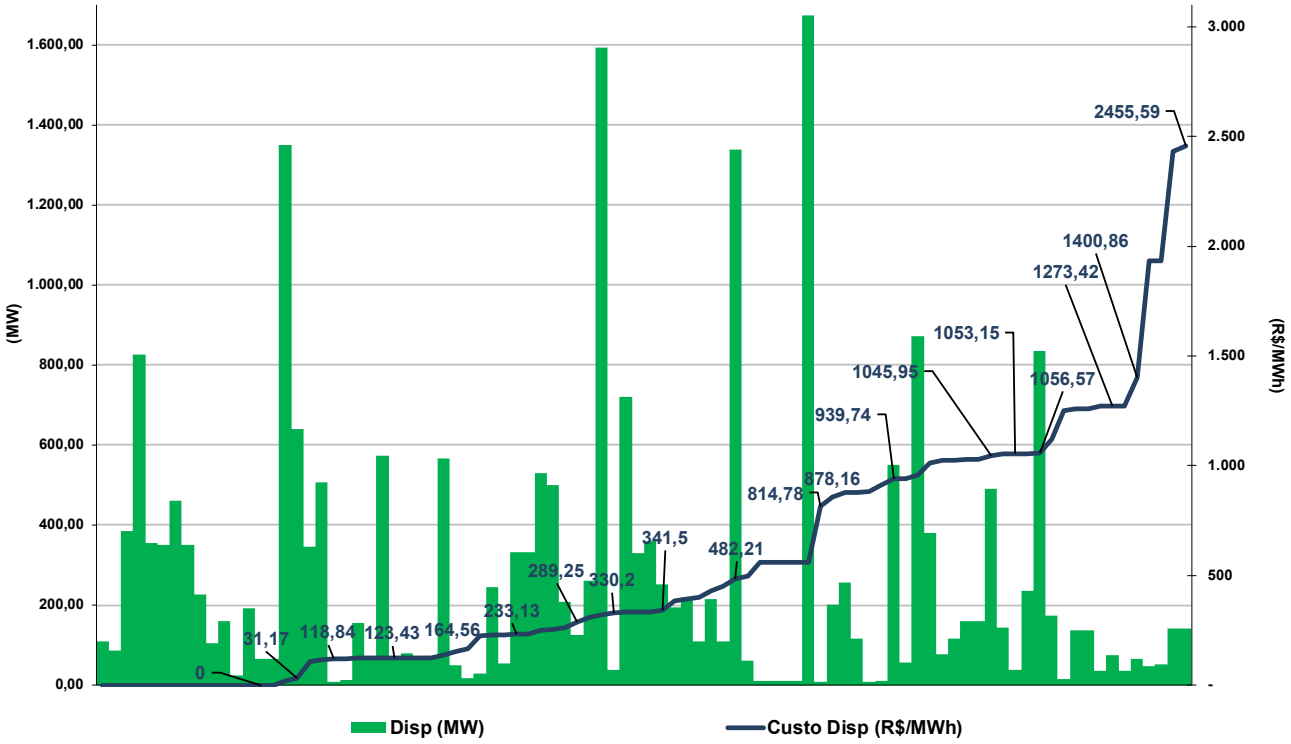


Fonte: Deck de dados – modelo Newave dezembro/2025

Pode-se observar que há uma considerável diferença entre os custos de geração das usinas a gás natural, a óleo combustível e diesel. O custo médio da geração a óleo combustível é aproximadamente duas vezes superior ao custo de geração de uma usina a gás natural. A diferença é ainda mais expressiva quando o custo médio das usinas a diesel. A geração a diesel custa, em média, três vezes mais do que a geração a gás natural.

Complementarmente, o gráfico 5 apresenta a disponibilidade das usinas térmicas por ordem crescente de custo variável unitário, conforme o deck de dezembro de 2025.

Gráfico 5 Disponibilidade das Usinas Térmicas

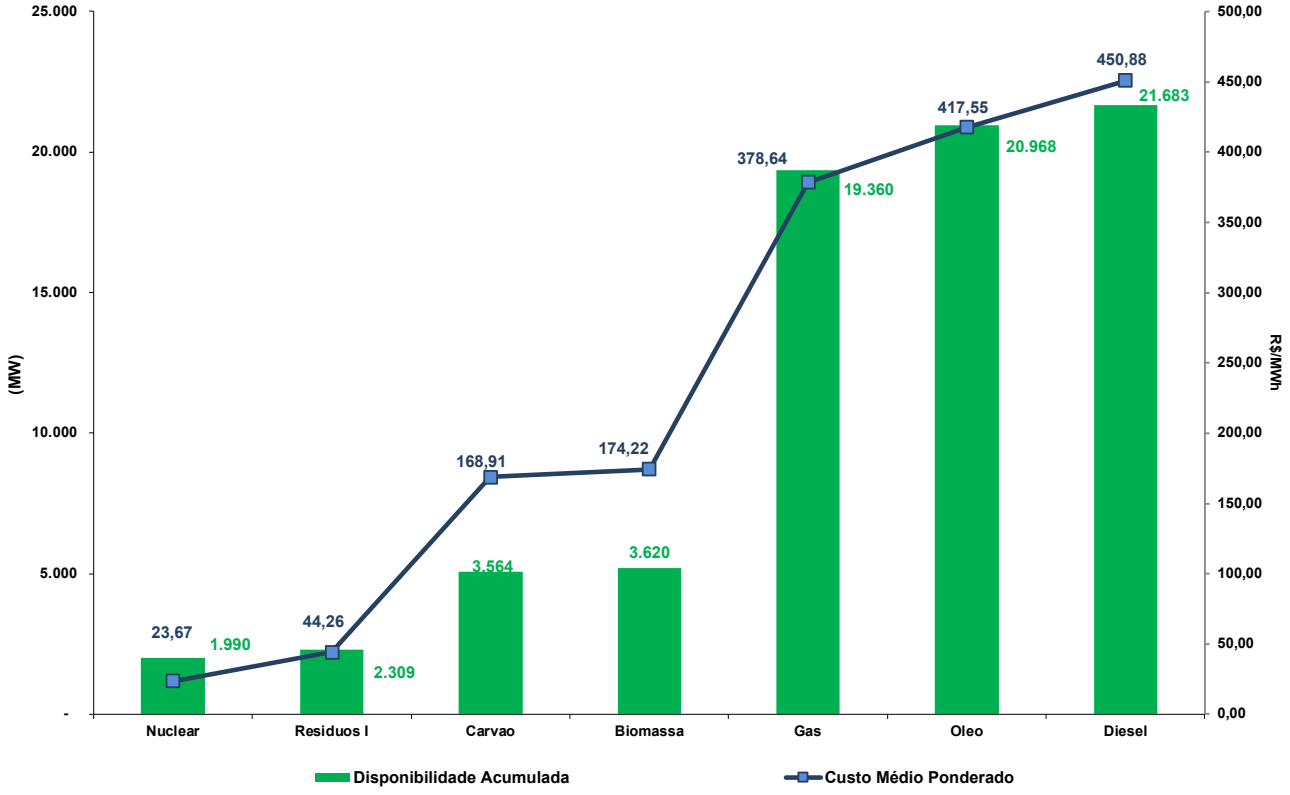


Fonte: Deck de dados – modelo Newave dezembro/2025

Pode-se observar que os maiores custos correspondem às menores disponibilidades de despacho. Assim, quanto maior a quantidade de despachos de usinas térmicas, mais expressiva será a variação do CMO e, consequentemente, do PLD, mesmo para o atendimento de pequenas variações de carga.

O gráfico 6 ilustra a disponibilidade acumulada das usinas térmicas e o custo médio dessa geração, iniciando com a geração de menor custo (nuclear) e incorporando-se, uma a uma, as mais caras, em ordem crescente de custo.

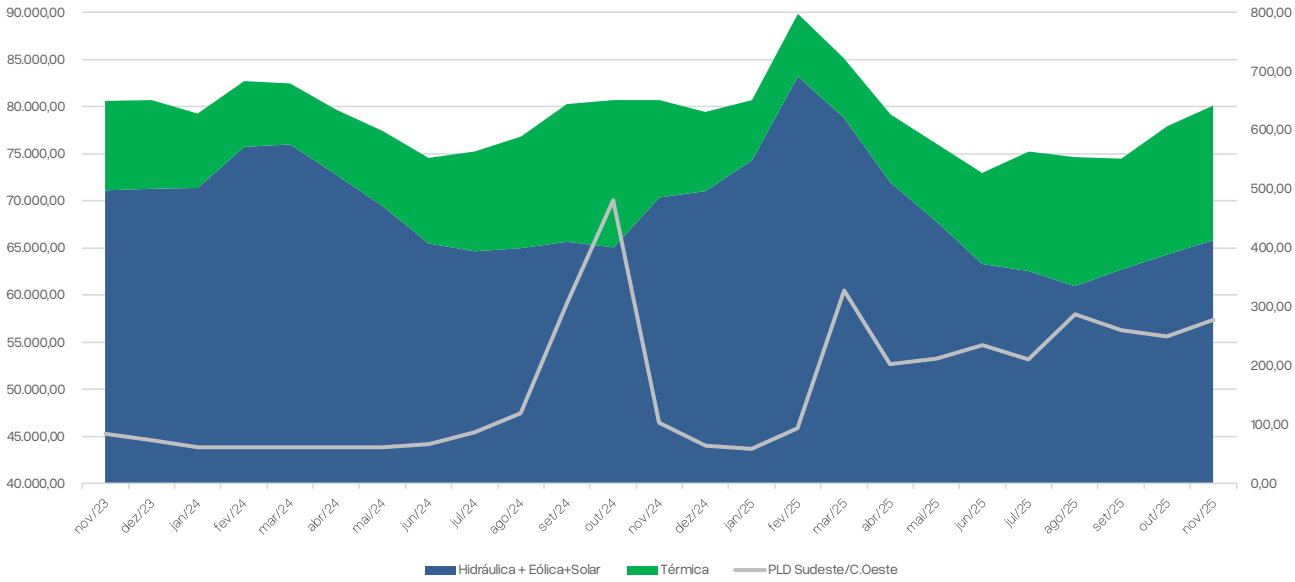
Gráfico 6 *Disponibilidade Acumulada das Usinas Térmicas*



Fonte: Deck de dados – modelo Newave dezembro/2025

O gráfico 7 mostra o perfil de geração por fonte no período de novembro de 2023 a novembro de 2025 e o PLD médio para o submercado SE/CO.

Gráfico 7 *Perfil da Geração*



Fontes: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

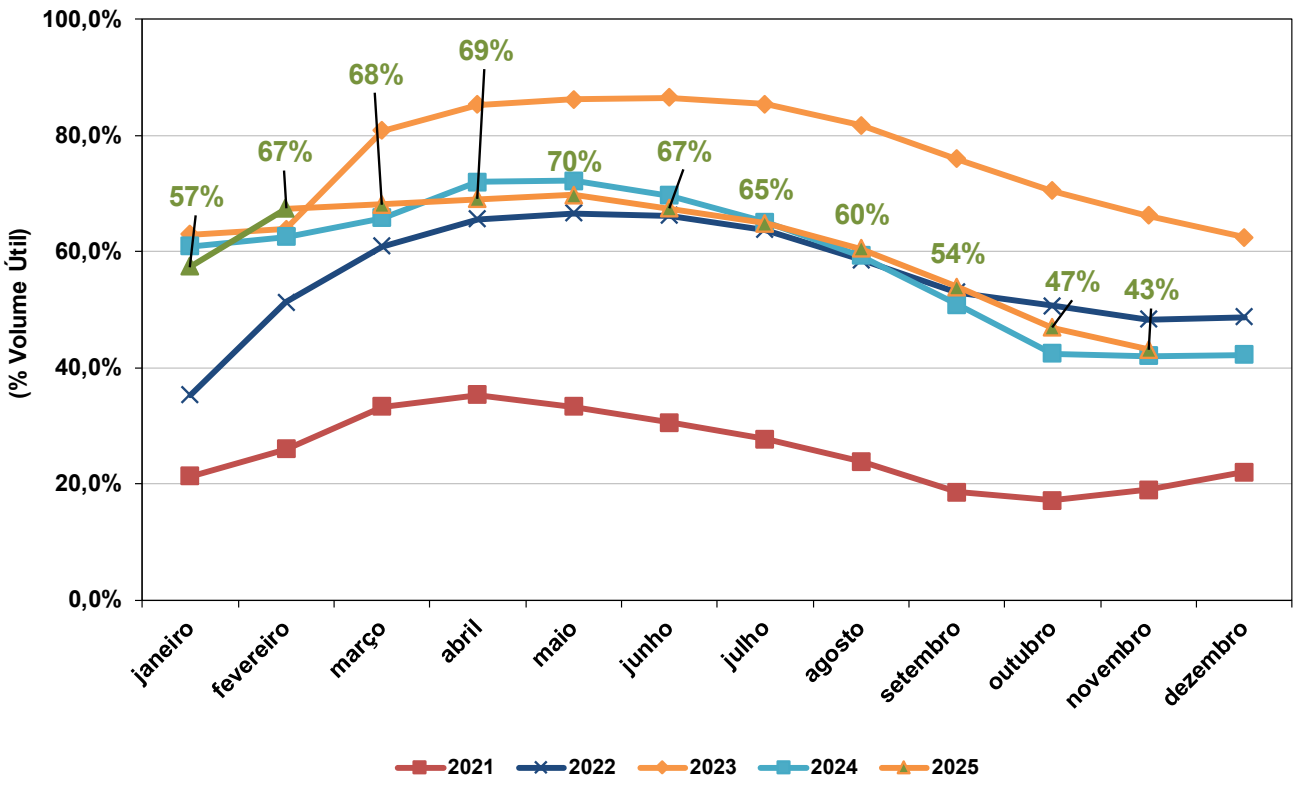
Em novembro, houve aumento da geração total no SIN se comparado ao mês de outubro de 2025. A participação da geração hidrelétrica na matriz foi de aproximadamente 51,2% da geração total no Brasil.

Acompanhamento dos Níveis dos Reservatórios

Os gráficos 8, 9, 10 e 11 apresentam a situação dos reservatórios até o final de novembro de 2025.

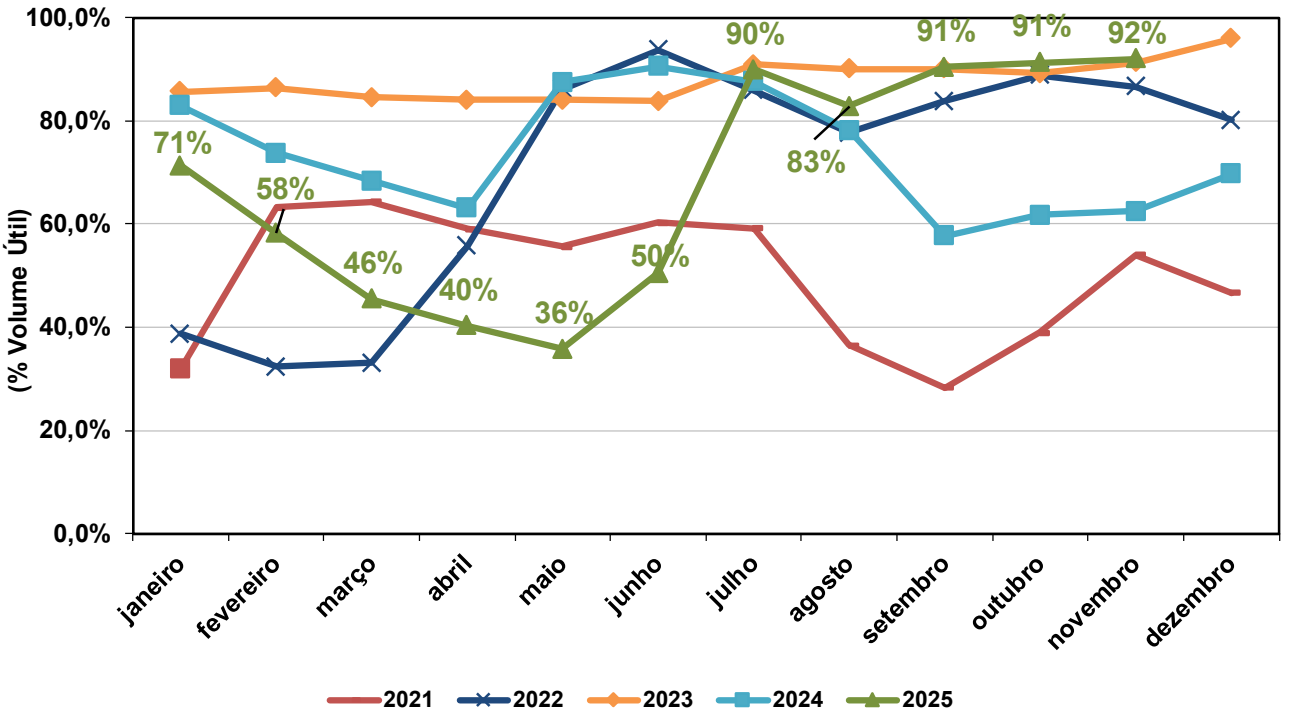
Nesse momento, os submercados Sul, Norte e Nordeste são os que detém os melhores níveis dos reservatórios, com um armazenamento de 92%, 67% e 47%, respectivamente. Abaixo seguem os gráficos do nível de armazenamento para todos os submercados.

Gráfico 8 Curvas de Armazenamento Sudeste/Centro-Oeste



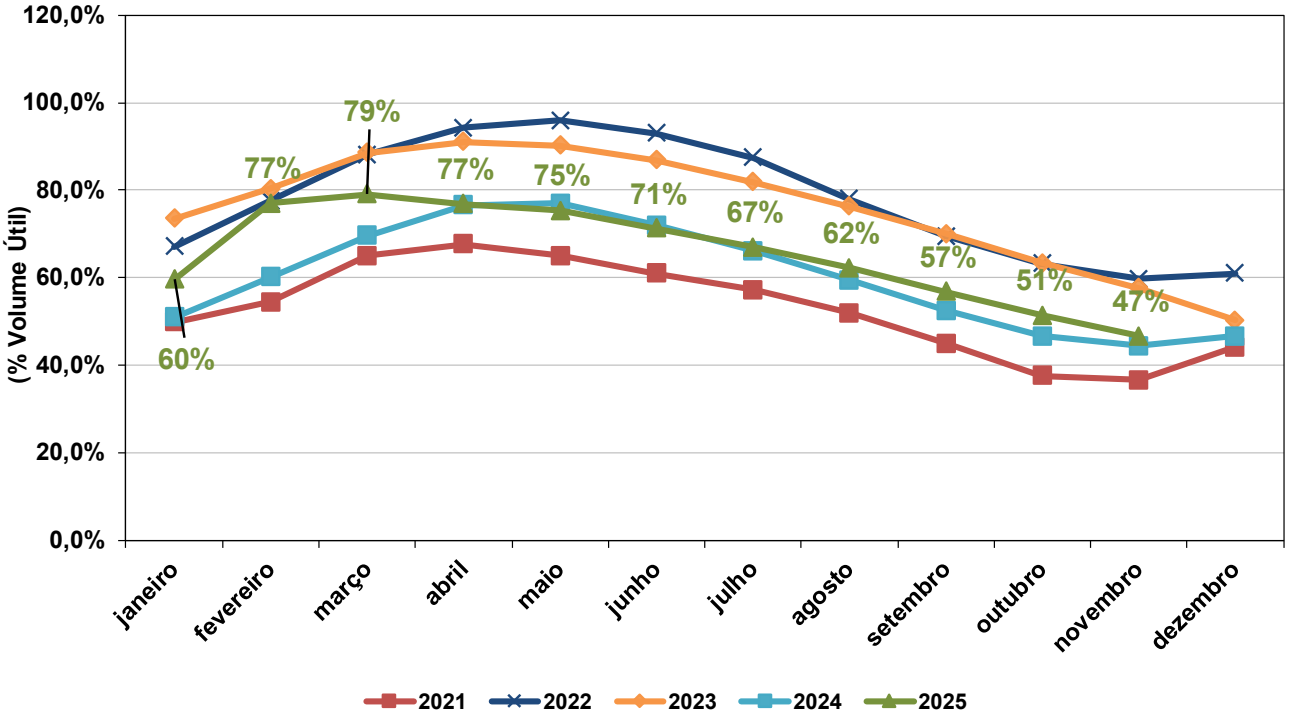
Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Gráfico 9 Curvas de Armazenamento Sul



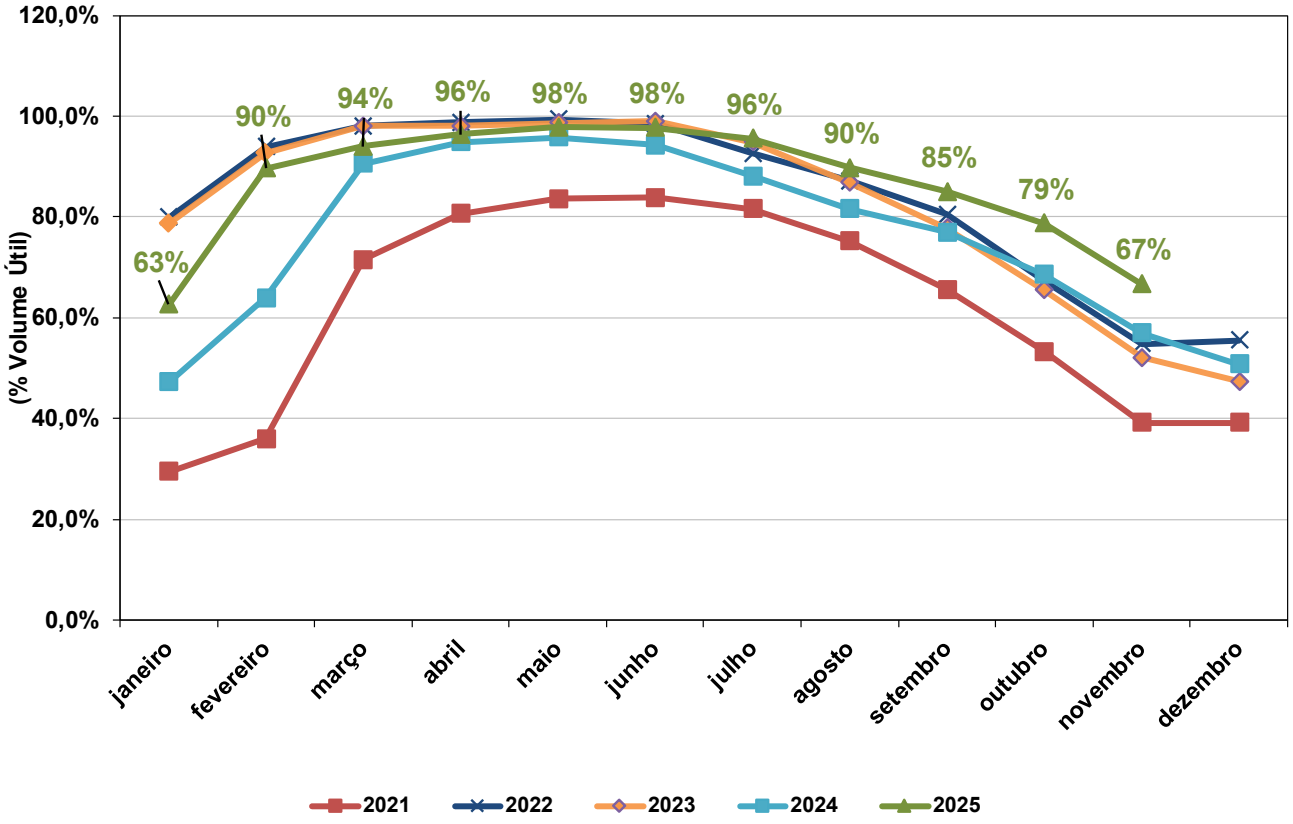
Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Gráfico 10 Curvas de Armazenamento do Nordeste



Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Gráfico 11 Curvas de Armazenamento do Norte

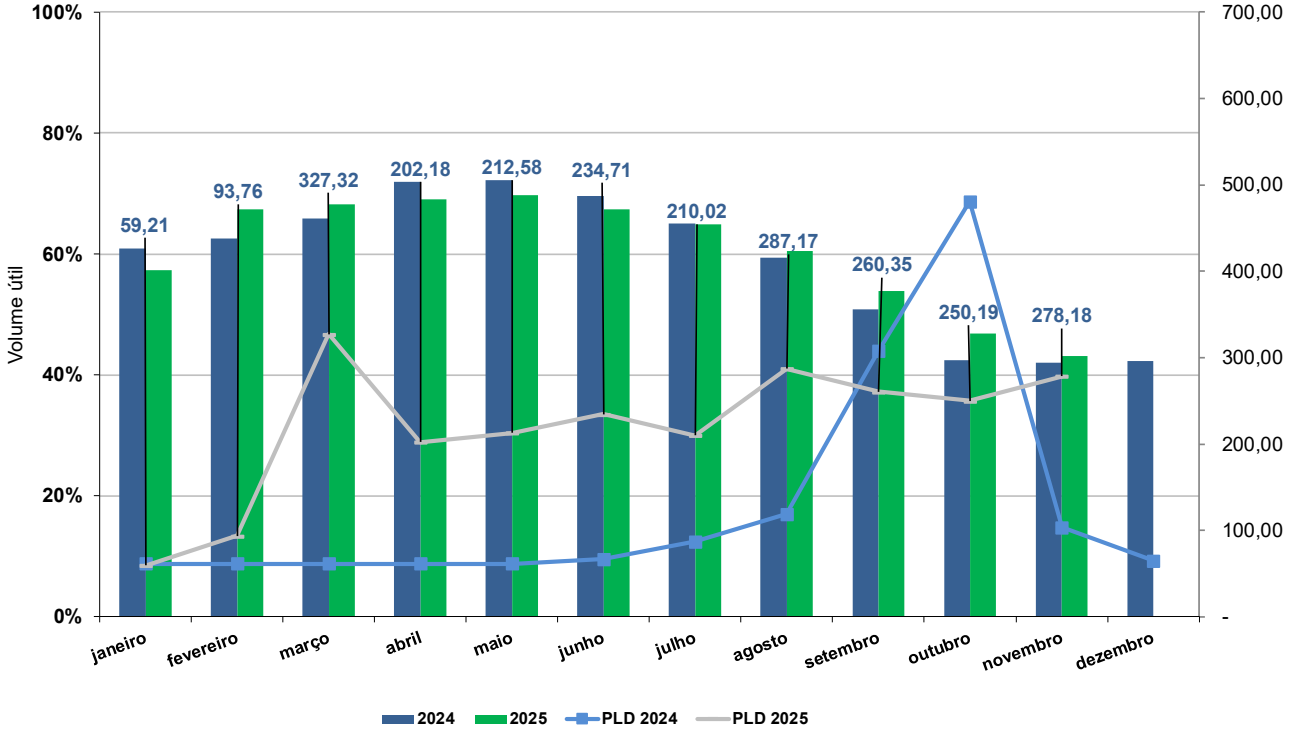


Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Atualmente, o submercado Sudeste/Centro-Oeste e é o que segue em situação mais desfavorável, com armazenamento de 43%.

A seguir, o gráfico 12 mostra o comparativo entre a Energia Armazenada no período de 2024 a 2025 e os PLDs do subsistema SE/CO nos referidos anos.

Gráfico 12 Energia Armazenada x PLD – SE/CO



Fontes: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Em novembro, o PLD médio ficou em R$ 278,18/MWh.

Consumo

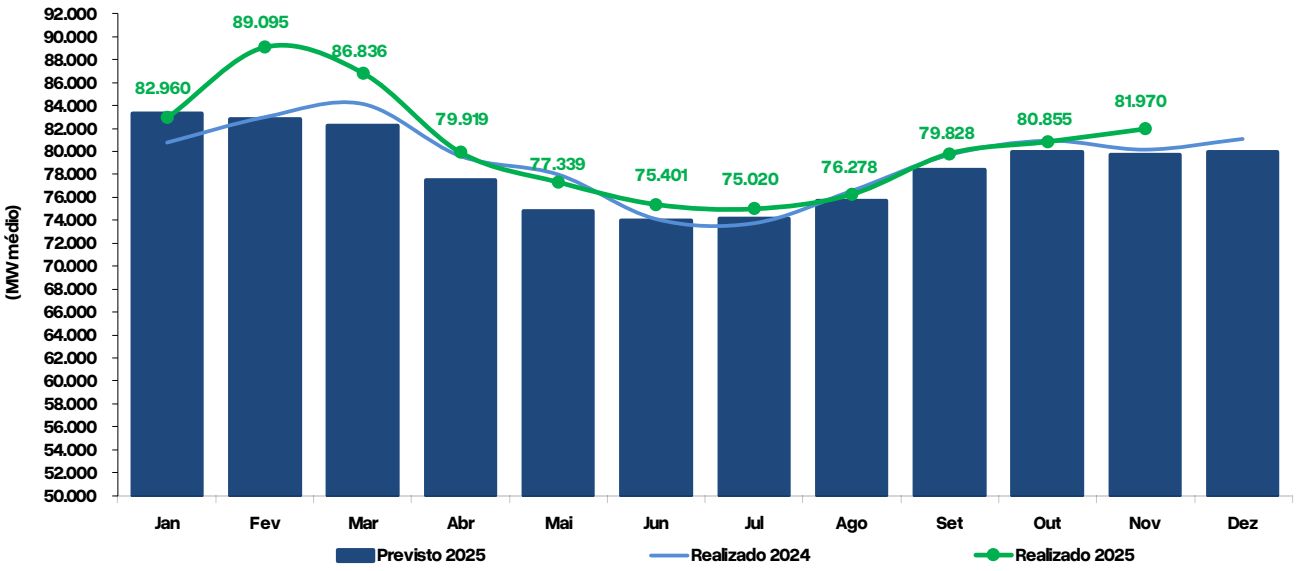
A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o Operador Nacional do Setor Elétrico – ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE divulgaram os dados da Revisão da Previsão de carga para o Planejamento Anual da Carga 2026–2030. Para o período 2026–2030, a previsão é de um crescimento médio da carga de 3,8% ao ano, atingindo em 2030 uma carga de 98.151 MW médios no SIN. Em 2026, a carga tem previsão de aumento 4,6%, considerando uma elevação do PIB de 2,1%.

Essas projeções serão consideradas como uma das premissas para a atualização da base de dados utilizada a partir do PMO de janeiro/26.

Destaca-se que para a revisão da carga foi considerado uma previsão de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) apurada de 7.752 MWm, chegando a 10.756 MWm em 2030. Essa geração será representada tanto na carga quanto na oferta.

O gráfico 13 ilustra a curva da carga realizada em 2024 e 2025.

Gráfico 13 Carga do SIN em 2024/2025 e PLAN 2025-2029 (MW Médios)



Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

A carga em novembro de 2025 foi 2,3% superior à realizada em novembro de 2024 e 2,8% superior à prevista para esse mês.

ASSOCIADAS ABRACE

ADM
AEGEA
AIR LIQUIDE
ALBRAS
ALCOA
ANGLO AMERICAN
APERAM
ARCELORMITTAL
BAYER
BO PAPER
BRASKEM
CARGILL
CBA
CEBRACE
CIPLAN CIMENTOS
CLARIANT
CMOC INTERNATIONAL BRASIL
COTEMINAS
CSN
DOW BRASIL
ERO BRASIL
FERBASA
GERDAU
GENERAL MOTORS DO BRASIL
GRUPO MARINGÁ
GUARDIAN GLASS
INCEPA
KINROSS
LIASA
LUNDIN MINING
MESSER GASES
MICROSOFT
MINERVA FOODS
MOSAIC
NESTLÉ
NEXA
NORSK HYDRO
NOURYON
NOVA ERA SILICON
NOVELIS
OWENS ILLINOIS
PARANAPANEMA
RANDON
RHODIA
RIMA
SAMARCO
SANTANDER
SCALA DATACENTERS
SMURFIT WESTROCK
SUZANO
SYLVAMO
TERNIUM
UNIGEL
UNIPAR
USIMINAS
VALE
VALLOUREC
VOTORANTIM CIMENTOS
WHEATON
WHITE MARTINS
YARA

EXPEDIENTE

Esta é uma publicação da ABRACE — Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

Coordenação

Paulo Pedrosa
Presidente-executivo da ABRACE

Execução

Equipe de Energia Elétrica

Jéssica Guimarães Lopes

Natália Oliveira

Marina Costa

Victor Hugo Iocca

Designer responsável

Karine Pacheco

Este é um material exclusivo para empresas associadas à ABRACE.

Se este documento por acaso chegou até você e sua empresa quer ter acesso a análises e estudos produzidos para os grandes consumidores de energia, associe-se!

Entre em contato: abrace@abrace.org.br.

www.abrace.org.br

SBN – Quadra 01 Bloco B nº 14, salas 701/702 Ed. CNC
Asa Norte – Brasília – DF – 70041 902
www.abrace.org.br – abrace@abrace.org.br