

1. OBJETIVO

Este relatório tem como objetivo avaliar as operações de energia elétrica do **SIN** para o mês de **setembro de 2025** em comparação com o **mesmo período do ano anterior**. Estão sendo considerados os principais assuntos relacionados a comercialização como: consumo, geração, volume de contratos e montantes de energia negociados, contabilização e liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP).

2. SUMÁRIO EXECUTIVO¹

No mês de setembro, o consumo e a geração de energia apresentaram queda de **3,5%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **70.530 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

(-) Temperatura: Na comparação com o mesmo mês de 2024, setembro/25 registrou temperaturas inferiores em todos os estados do país, com exceção de alguns estados da região Nordeste. O destaque foram as temperaturas reduzidas na região Sudeste, Sul e Norte em geral, impactando diretamente no consumo das regiões ante o ano anterior. Esse comportamento vem sendo observado desde fevereiro de 2025, com a ocorrência frequente de avanços de massas de ar frio sobre as regiões Sul e Sudeste, resultando em uma sequência de meses com temperaturas abaixo da média histórica e inferiores às registradas em 2024.

(+) Economia: A atividade industrial avançou 2,0% na comparação com setembro/24, com os de alimentos (+7,1%) e indústrias extrativas (5,2%) como grandes impulsionadores.

Neste mês, o ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou queda de **9,0%** e o ambiente de comercialização livre (ACL), crescimento de **4,9%**.

No período analisado, houve exportação de 51,4 MW médios em setembro/2025 e exportação de 28,8 MW médios no mesmo mês do ano anterior. Desconsiderando as

exportações o ACL avança 4,8% e o SIN -3,5%. Foi registrada importação de 4,5 MW médios em setembro/25.



O Consumo/Geração atingiu **70.530 MW médios**



Queda de **-10,8%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **35.646 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **63,03%**



Aumento de **6,7%** na geração das usinas fotovoltaicas



233.174 MW médios de contratos transacionados



16.326 agentes participaram da contabilização



Contabilizados **18.899 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 110,9 milhões**



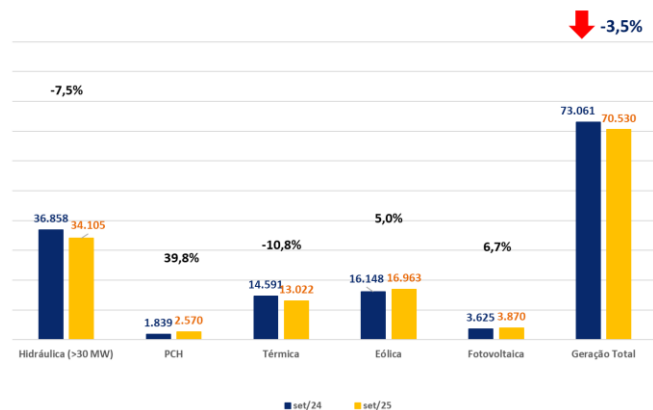
O total a liquidar foi de **R\$ 2,90 bilhões**

¹ Considera dados da contabilização do mês em análise e a CCEE (ACER) como agente participante

3. GERAÇÃO²

No mês, a geração registrou **70.530 MW médios³**, montante **3,5%** menor em relação ao mesmo mês do ano passado⁴. No gráfico 1, observa-se a comparação da variação da geração por tipo de fonte de energia. Os maiores aumentos foram das PCHs (**39,8%**), fotovoltaicas (**6,7%**) e Eólicas (**5,0%**), enquanto houve retração para as grandes hidráulicas (**-7,5%**) e térmicas (**-10,8%**).

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2025, a geração está praticamente estável **0,1%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses oscila negativamente em **-0,1%**.

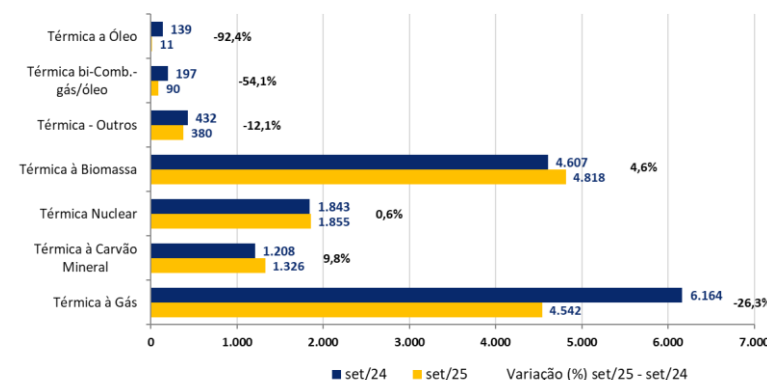
A tabela 1 apresenta o comparativo da fonte hidráulica do mês, ante o mesmo período do ano anterior. No geral, a geração hídrica apresentou queda de **5,2%** no período.

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Fonte	set/25	set/24	Variação (%) set/25 - set/24
Geração Hidráulica (MW médios)			
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	28.940	30.159	-4,0%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	5.086	6.656	-23,6%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	0	
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	79	44	78,5%
Subtotal	34.105	36.858	-7,5%
PCH participantes do MRE não cotas	1.620	1.075	50,7%
PCH participantes do MRE cotas	4	2	122,6%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	946	762	24,1%
Subtotal	2.570	1.839	39,8%
Total	36.675	38.697	-5,2%

O Gráfico 2 ilustra a comparação da geração das usinas térmicas, em relação ao mesmo período do ano anterior, detalhando a queda apresentada no Gráfico 1. Destaque-se os aumentos das térmicas à carvão mineral (**9,8%**) e térmica à biomassa (**4,6%**).

Gráfico 2 – Comparativo da geração por fonte térmica (MWm)



²Os valores de geração estão no centro de gravidade, isto é, considera geração já descontada de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

³ Sendo 57.543 MW médios participantes do rateio de perdas

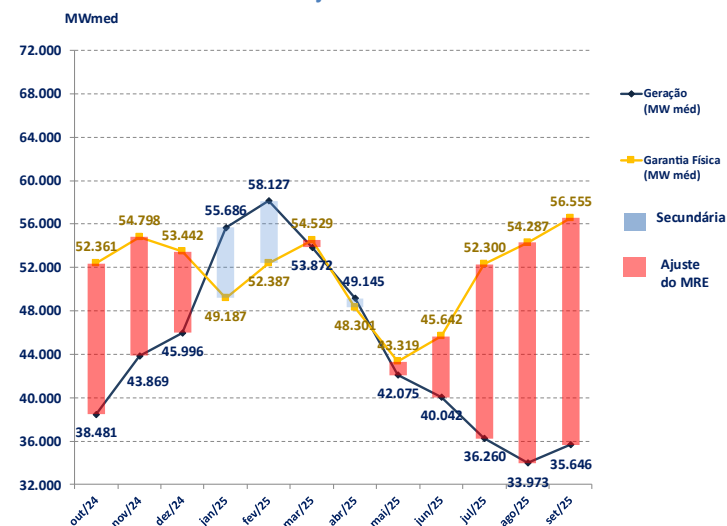
⁴ Houve exportação em setembro/2025 de 51,36 MW médios, e importação de 4,51 MW médios no mesmo mês.

A tabela 2 apresenta as usinas com os maiores volumes de geração neste mês de acordo o agente proprietário⁵.

Tabela 2 – Maiores volumes gerados por Agente

Posição	Agente
1º	ENBPAR
2º	ELETROBRAS-G
3º	ENGIE BR GER
4º	CHESF
5º	REPESA
6º	ELETRONORTE
7º	ELETRONUCLEAR
8º	COPEL GET
9º	UHE SAO SIMAO
10º	AUREN OPERACOES

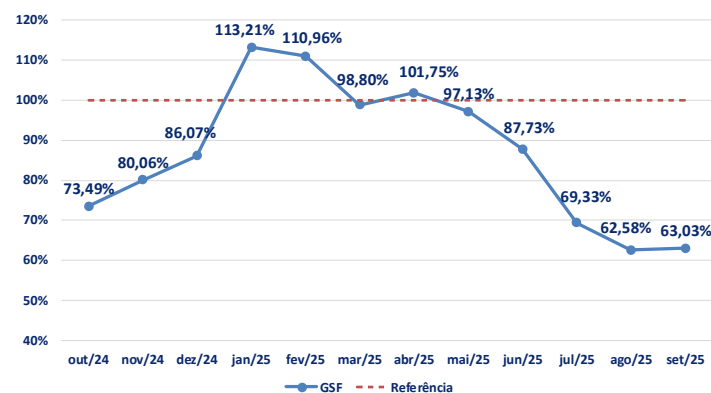
Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE



4. MRE

A geração das usinas participantes do MRE apresentou queda de **-5,8%** quando comparada ao mês de setembro do ano anterior. Com geração inferior à garantia física (Gráfico 3), o fator de ajuste do MRE foi de **63,03%** (Gráfico 4). Em 2025 o fator de ajuste médio do MRE é de **88,49%**

Gráfico 4 – Fator GSF



⁵ O ranking é construído de acordo com a geração contabilizada individualmente pelo ativo cadastrado na CCEE e consolidado pelo agente proprietário.

Nas tabelas 3 e 4 observa-se a dinâmica do MRE, com relação à transferência de energia e ao balanço por submercado.

Tabela 3 – Transferência de energia no MRE (MWm)

Submercado	Déficit de energia no próprio submercado	Cobertura do déficit no próprio submercado	Excedente de energia para outros submercados	Total de sobra no próprio submercado
SUDESTE	-4.896,860	4.483,773	0,000	4.936,262
SUL	-760,600	760,600	0,000	5.083,170
NORDESTE	-781,984	189,368	0,000	211,666
NORTE	-3.900,109	108,454	0,000	108,454

Tabela 4 – Balanço de Energia no MRE

Balanço de Energia no MRE (MW médios) Diferença entre energia gerada e a garantia física ajustada no MRE	
SUDESTE	39,402
SUL	4.322,570
NORDESTE	-570,317
NORTE	-3.791,655

5. CONSUMO⁶

O consumo contabilizou **70.337 MW médios⁷** e apresentou retração de **3,5%⁸** em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR registrou queda de **9,0%**, enquanto o ACL apresentou crescimento de **4,8%**.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou baixa de **5,2%** e o ACL queda de **1,0%**.

Tabela 5 – Evolução do consumo por submercado e ambiente de contratação (MW médios)⁹

Submercado	set/24			set/25			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	25.079	17.242	42.321	22.184	17.784	39.968	-11,5%	3,1%	-5,6%
S	6.699	5.273	11.972	6.027	5.650	11.677	-10,0%	7,2%	-2,5%
NE	7.555	3.451	11.006	7.325	3.679	11.004	-3,0%	6,6%	0,0%
N	4.472	3.168	7.640	4.306	3.421	7.728	-3,7%	8,0%	1,2%
	43.806	29.134	72.940	39.842	30.534	70.377	-9,0%	4,8%	-3,5%

Na contabilização de setembro/2025, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, os ramos de químicos (**-7,4%**) e telecomunicações (**-7,8%**) apresentaram as maiores retrações. Os maiores aumentos foram nos setores de alimentícios (**4,4%**), minerais não metálicos (**2,4%**) e têxteis (**2,0%**).

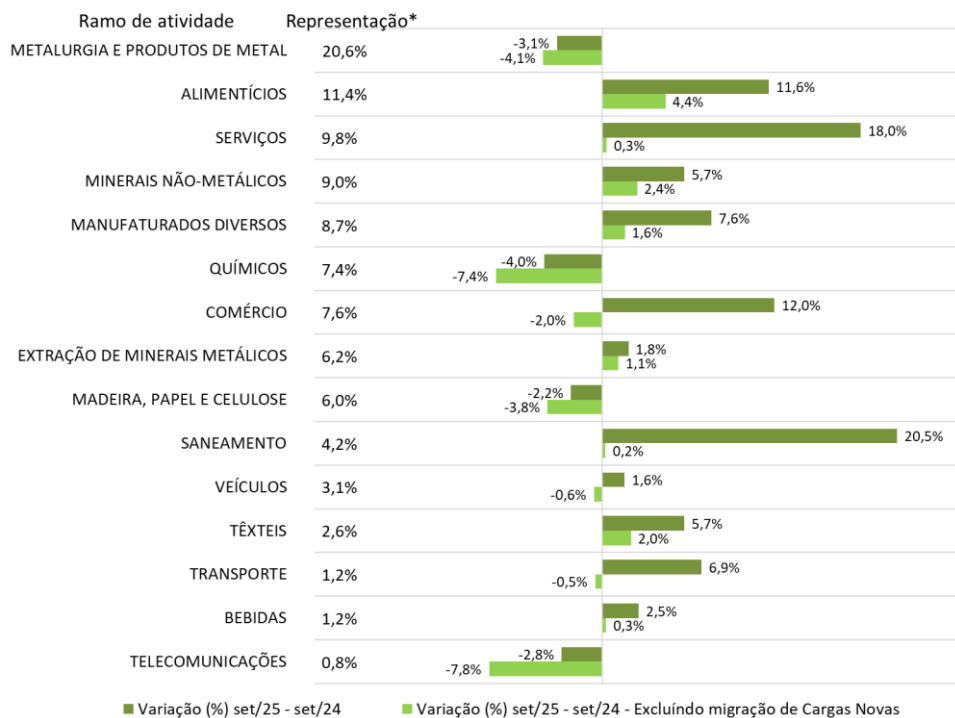
⁶Os valores de consumo estão no centro de gravidade, isto é, considera consumo já acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

⁷Sendo 60.191 MW médios participantes do rateio de perdas

⁸ Houve exportação de energia de 51,4 MW médios em setembro/2025 e de 28,8 MW médios em setembro/2024. Ao considerar estas exportações o SIN retraiu 3,5% e o ACL cresce 4,9%.

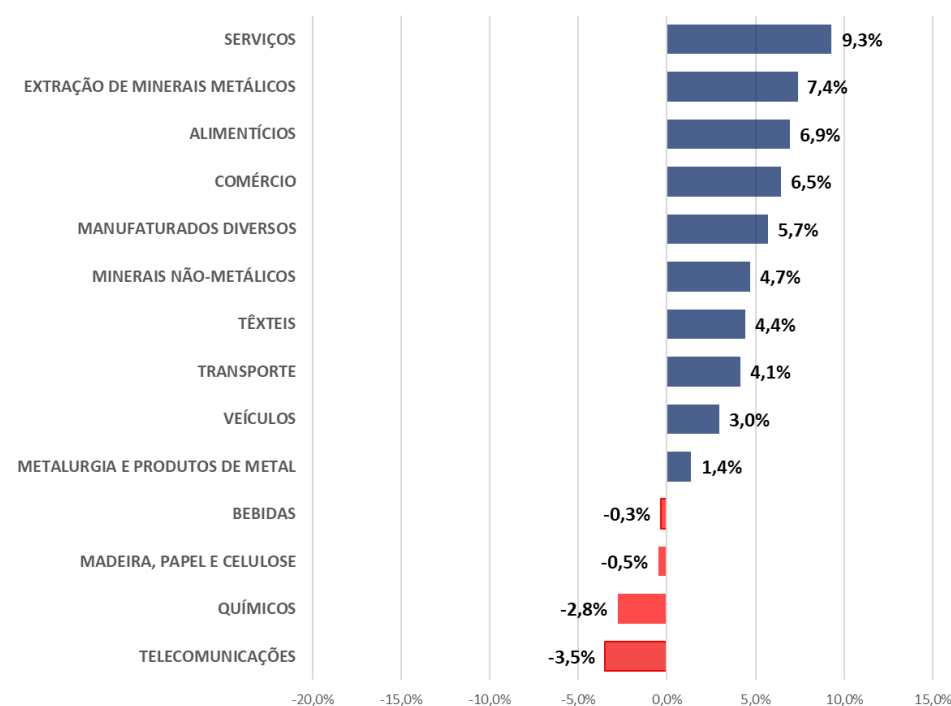
⁹ Não inclui o consumo de geração de 101,95MW médios para setembro/2025

Gráfico 5 – Evolução mensal do consumo no ACL por ramo de atividade



* consumo do ramo / consumo total do mês em análise

Gráfico 6 – Comparativo do consumo do ACL por ramo de atividade – acumulado no ano (expurgando o efeito das cargas novas)



O gráfico 6 traz o comportamento por ramo de atividade acumulado no ano, **expurgando o efeito da migração entre os ambientes de contratação**, com os setores de serviço e extração de minerais metálicos registrando os maiores aumentos em 2025.

Nas tabelas 6 e 7 são listados os consumidores livres e especiais com o maior número de unidades modeladas na CCEE e com os maiores consumos de energia no mês¹⁰, enquanto na tabela 8 são apresentados, para os comercializadores varejistas, o maior número de unidades modeladas, o maior o consumo e os maiores agentes com representados na CCEE:

Tabela 6 – Consumidores livres e especiais com o maior número de unidades modeladas em setembro/25 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	SABESP	SANEPAR
2º	WMS SUPER	CUTRALE I
3º	SANEPAR	BRADESCO
4º	ATACADAO	CORSAN
5º	HIPER MATEUS	SABESP
6º	SDB ALIMENTOS	CLARO
7º	MUFFATO	SESI-SP
8º	CAESB	AGUAS GUARIROBA
9º	TRANSPETRO	B2W CE
10º	ATAKAREJO	ITAU CL5

Tabela 7 – Consumidores livres e especiais com o maior consumo em setembro/25 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ALBRAS	ASSAI ATACADISTA
2º	CVRD	CUTRALE I
3º	ARCELOR JF COM	EMBASA
4º	BRASKEM	COMPESA
5º	KLABIN PUMA	CORSAN
6º	SOUTH32	CBD
7º	SABESP	SANEPAR
8º	WHITE MARTINS	TELEFONICA
9º	CSN SIDERURGIC	SABESP
10º	BRF	SUPER BH 001

Tabela 8 – Comercializadores varejistas com maior quantidade de representados, consumo e novas modelagens

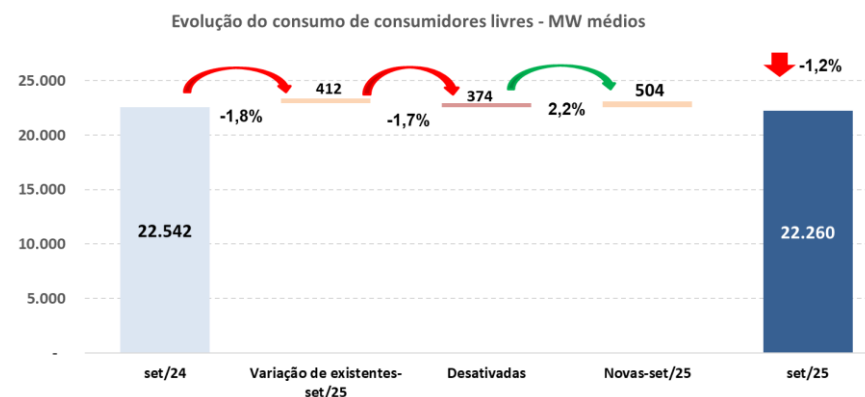
Posição	Maior volume consumido	Nº de UCs representadas	Novas UCs no mês*
1º	CEMIG GERACAO	CEMIG GERACAO	ULTRAGAZ COM
2º	MATRIX COM	ULTRAGAZ COM	RAIZEN POWER
3º	ULTRAGAZ COM	MATRIX COM	NC ENERGIA
4º	EDP SMART	CPFL BRASIL VAREJISTA	CEMIG GERACAO
5º	CPFL BRASIL VAREJISTA	RAIZEN POWER	AUREN
6º	SOLENERGIAS	NC ENERGIA	MATRIX COM
7º	ENEL TRADING	ENEL TRADING	GUD COM
8º	RAIZEN POWER	ENGIE BR CVE	ENGIE BR CVE
9º	NC ENERGIA	SOLENERGIAS	ESFERA COM
10º	ENGIE BR CVE	EDP SMART	SOLENERGIAS

*Representa o número de novas UCs efetivas no mês.

*Inclui as migrações via API.

Os gráficos 7, 8 e 9 decompõem os valores que impactaram o crescimento dos consumidores livres, especiais e comercializadores.

Gráfico 7 – Consumidores livres



¹⁰A coluna de Consumidores Livres da tabela 6 foi atualizada, adotando como segundo critério de classificação o consumo em MWh.

Gráfico 8 – Consumidores especiais

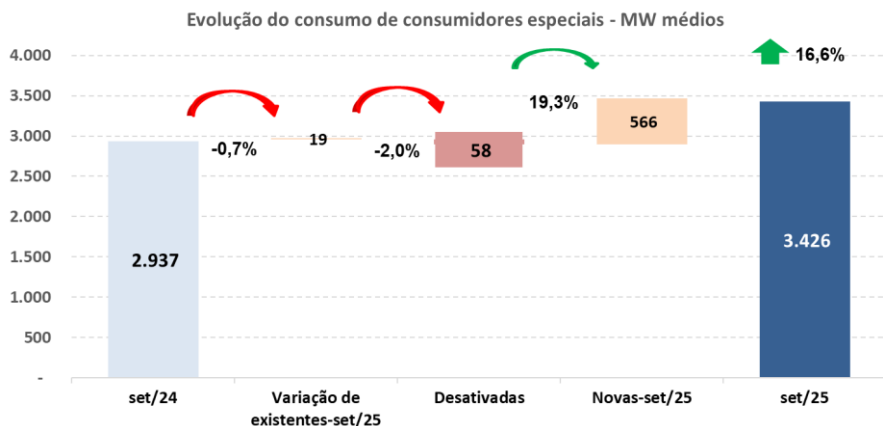


Gráfico 9 – Comercializadores varejistas

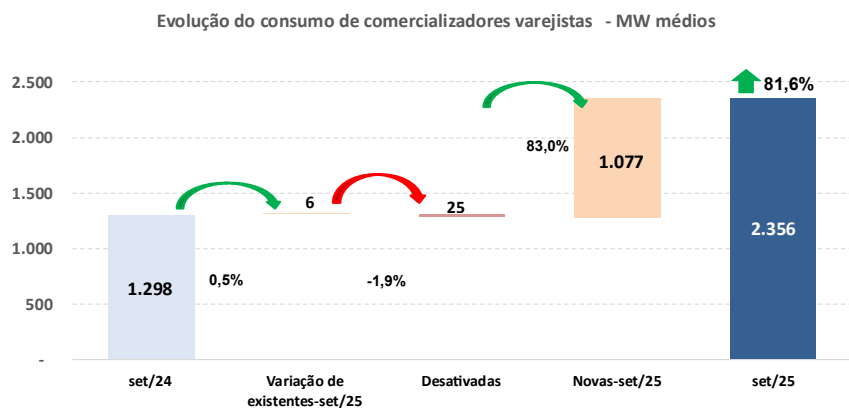
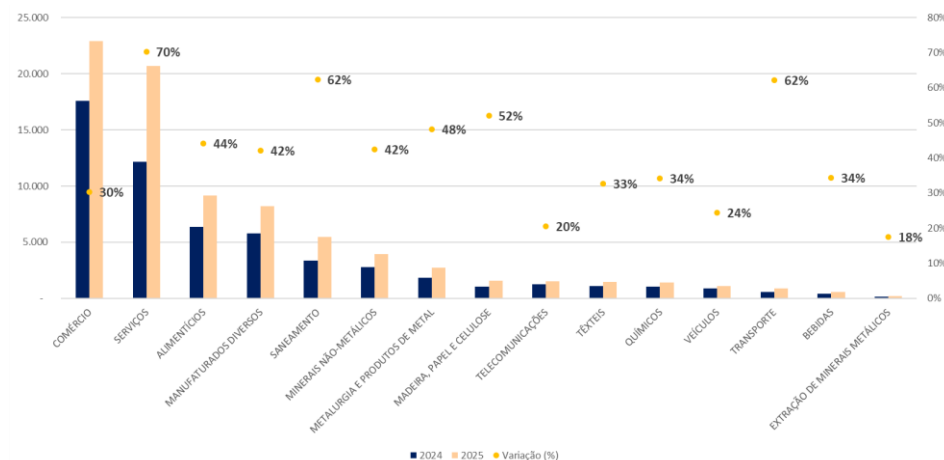
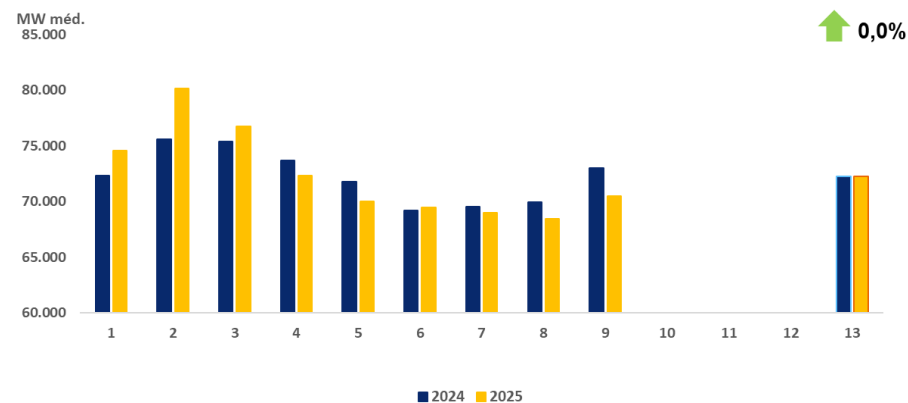


Gráfico 10 – Migração por ramo de atividade por quantidade de cargas modelados



No Gráfico 11, observa-se o comportamento do consumo mensal, em relação ao mesmo período do ano anterior, e o acumulado no ano.

Gráfico 11 – Comparativo de consumo acumulado no ano



No ano, o consumo apresenta estabilidade de **0,0%**, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou oscilação negativa de **0,2%**

O Gráfico 10 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de setembro em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos percentuais foram registrados nos ramos de serviços (**70%**), seguido por saneamento e transporte (**70%**).

6. CONTRATOS

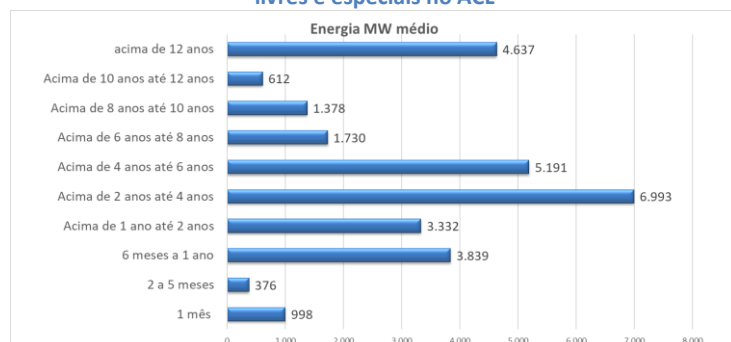
Foram transacionados cerca de **233.174 MW médios**, sendo que **79%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 9.

Tabela 9 – Contratação por classe e tipo de contrato (em MW médios)

Classe	CCEAL	CCEAR-D	CCEAR-Q	CCEN	CCGF	Itaipu	PROINFA	CBR	CCEAR-C	CEE	Total
Autoprodutor	3.414	-	-	-	-	-	22	-	-	-	3.436
Comercializador	127.776	-	-	-	-	-	61	-	-	-	127.837
Consumidor Especial	3.627	-	-	-	-	-	83	-	-	-	3.709
Consumidor Livre	25.459	-	-	-	-	-	433	8	-	-	25.899
Distribuidor	-	13.890	15.239	1.520	5.889	5.612	809	1.960	2.842	-	47.762
Gerador	4.070	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.070
Produtor Independente	20.409	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.409
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51	51
Total	184.755	13.890	15.239	1.520	5.889	5.612	1.407	1.967	2.842	51	233.174

No gráfico 12, a classificação da duração considera todo o período do contrato, independentemente do tempo já transcorrido. Nota-se que o montante contratado é maior no período de 2 a 4 anos.

Gráfico 12 – Duração e montante (MW médios) dos contratos¹¹ CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL



¹¹ A duração considera todo o período do contrato, independente da data de início e fim de suprimento e os montantes verificados no mês de referência

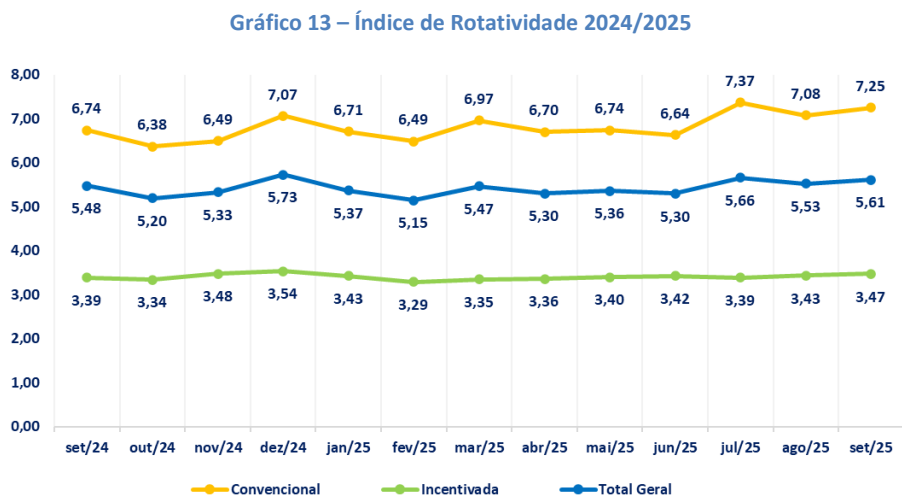
A tabela 10 apresenta os comercializadores com os maiores montantes de energia contratada no mês.

Tabela 10 – Comercializadores com maior montante de energia contratada

Posição	Comercializador - Compra	Comercializador - Venda
1º	BANCO BTG PACTUAL	BANCO BTG PACTUAL
2º	SANTANDER COM	SANTANDER COM
3º	AUREN	AUREN
4º	RAIZEN POWER	RAIZEN POWER
5º	COMERC ENERGIA SA	ENEL TRADING
6º	XP COMERCIALIZADORA	COMERC ENERGIA SA
7º	COPEL COM	XP COMERCIALIZADORA
8º	ENEL TRADING	COPEL COM
9º	CASA DOS VENTOS COM	ENEVA
10º	ENEVA	CASA DOS VENTOS COM

7. LIQUIDEZ

O índice de liquidez apresentado neste boletim fundamenta-se no princípio da rotatividade, comumente empregado em mercados de energia, tendo como base a relação entre o volume de energia elétrica transacionado e o volume consumido. No mercado livre de energia elétrica, considera-se como volume transacionado o total de energia negociada pelos agentes do ACL e como volume consumido o total de contratos de compra realizados pelos consumidores livres, especiais e autoprodutores.



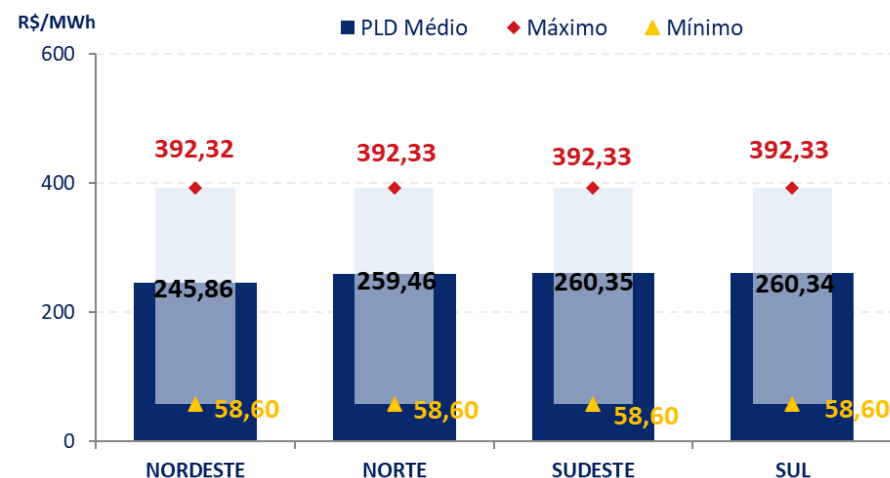
Comparado com o mês anterior (ago/2025), o índice apresenta alta de **1,5%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (set/2024), o índice geral apresenta um aumento de **2,4%**.

8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 3,49 bilhões** correspondentes a **18.899 MW médios**, que representa **26,8%** do consumo.

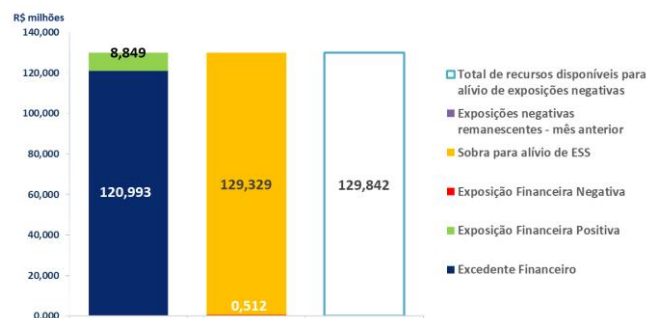
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou queda de **9,11%** em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$256,50** em setembro.

Gráfico 14 – Preço de Liquidação das Diferenças – PLD



A diferença de preços entre os submercados resultou em Excedente Financeiro. O montante de exposição positiva e os excedentes financeiros foram suficientes para aliviar os montantes de exposição negativa e para os ESS, conforme Gráfico 15.

Gráfico 15 – Excedente Financeiro



Do total de encargos (**R\$ 110,90 milhões**), **55,3%** (61,35 milhões) foi devido a restrição da operação, **26,1%** (28,91 milhões) de suporte de reativo, **10,2%** (11,31 milhões) de deslocamento hidráulico de perfis de geração, **2,8%** (3,10 milhões) de deslocamento hidráulico de perfis de consumo, **0,3%** (0,37 milhões) devido a importação e **5,3%** (5,85 milhões) por Resposta da Demanda Disponibilidade. Houve **R\$ 96,67 milhões** de alívio de encargos de serviços do sistema.

Tabela 11 – Encargos de Serviços de Sistema

	set/25	%	R\$ milhões
Total de Encargos			110,90
Consumo			3,10
Deslocamento Hidráulico Consumo		2,8%	3,10
Outros Serviços Ancilares Consumo		0,0%	0,00
Geração			101,95
Restrição de Operação		55,3%	61,35
Segurança Energética		0,0%	0,00
Suporte de Reativo		26,1%	28,91
Outros Serviços Ancilares Geração		0,0%	0,00
Deslocamento Hidráulico Geração		10,2%	11,31
Reserva de Potência Operativa		0,0%	0,00
Importação		0,3%	0,37
Demais encargos			5,85
Resposta da Demanda		0,0%	0,00
Resposta da Demanda Disponibilidade		5,3%	5,85
Montante de Encargos Aliviados			96,67
Total de Encargos Pago			14,22

9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 16.326 agentes totalizou **R\$ 2,90 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de **R\$2,53 bilhões**. Aproximadamente **R\$ 320 milhões** está relacionado a liminares do risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês). Os demais valores não pagos se referem a inadimplência, somando **R\$ 45,59 milhões**.

10. DEMAIS DADOS

A tabela 11 sumariza o resultado de energia de reserva transacionada em setembro de 2025. Em seguida apresenta-se um resumo para o proinfa e cotas.

Tabela 12 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	set/25
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 735.701.037,35
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.402.186.123,42
Fundo de garantia	R\$ 132.199.702,36
Encargo	R\$ 654.193.683,95
Saldo CONER	R\$ 144.948.375,41

Proinfa:

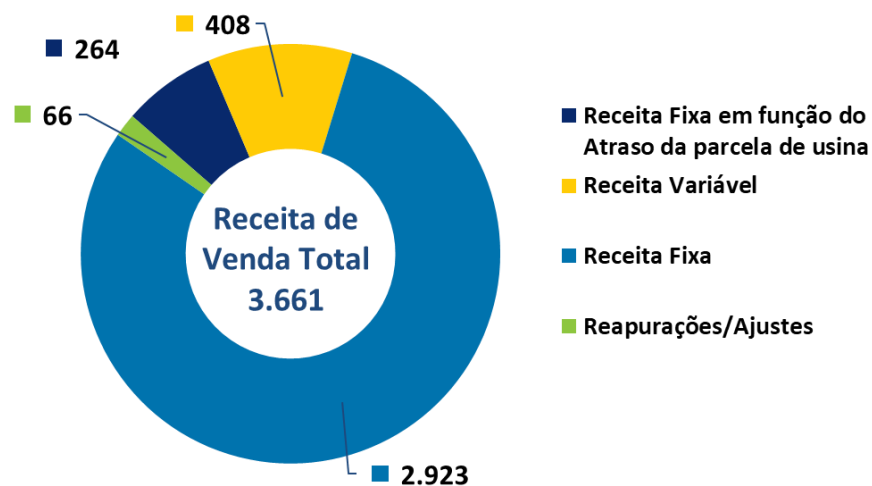
- ✓ 1.018 MW médios gerados
- ✓ 1.258 MW médios de garantia física
- ✓ 1.407 MW médios em contratos

Cotas:

- ✓ R\$ 345,80 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 845,70 milhões liquidados em cotas de garantia física

Os valores pagos decorrentes da venda dos leilões de disponibilidade no ACR são apresentados no gráfico 17.

Gráfico 16 – Valores Pagos de Receita de Venda dos Leilões de disponibilidade no ACR (em milhões R\$)



11. PENALIDADES

A tabela 12 apresenta os preços de referência para o cálculo da penalidade de insuficiência de lastro de energia para o histórico de 12 meses anteriores ao mês de referência.

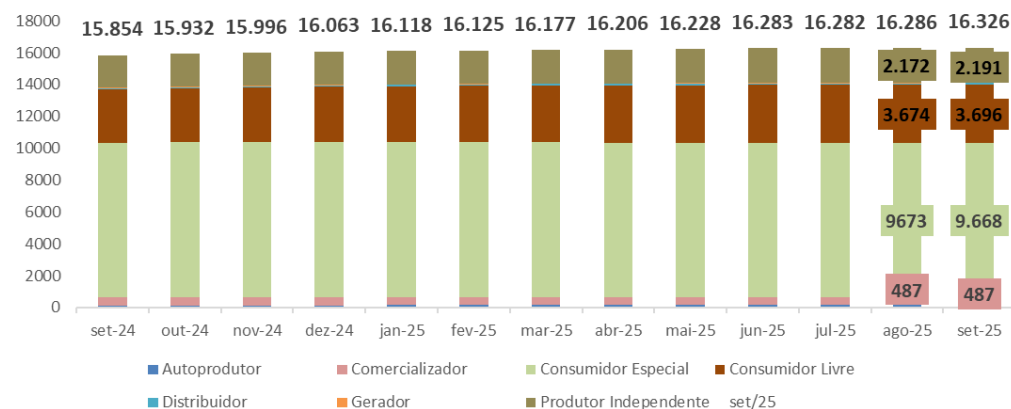
Tabela 13 – Preços de Referência apuração de Penalidades (R\$/MWh)

Preço de Referência para Penalização	set/25
Por Insuficiência de Lastro Energia Especial	231,47
Por Insuficiência de Energia Não Especial	231,47
Valor de Referência	231,47

12. AGENTES

O gráfico 18 apresenta a evolução dos agentes aderidos na CCEE. O número total de agentes aderidos subiu **3,0%** em relação a setembro de 2024, com um total de 472 novos agentes. O número de consumidores livres aumentou 10,6%, enquanto o número de consumidores especiais caiu 0,5% e o de agentes comercializadores caiu 3,4%.

Gráfico 18 – Agentes aderidos na CCEE por classe



DEFINIÇÕES DOS PROCESSOS



Lista de termos:

- ✓ **MRE** – Mecanismo de Realocação de Energia
- ✓ **CCEAR** – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
- ✓ **CONER** – Conta de Energia de Reserva
- ✓ **RRV** – Reajuste de Receita de Venda
- ✓ **CCGF** – Contrato de Cotas de Garantia Física
- ✓ **CCEN** – Contrato de Cotas de Energia Nuclear



Prazos para divulgação dos resultados dos processamentos:

- ✓ Contabilização: até MS+21
- ✓ Liquidação do MCP: até MS + 26 d.u. (débito) e MS + 27 d.u. (crédito)

- MS: Mês seguinte
- d.u.: dias úteis

13. GLOSSÁRIO

MRE – Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do SIN, por meio do despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

CCEAR por Disponibilidade (CCEAR D) - Os Contratos de Disponibilidade de Energia são aqueles nos quais os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos compradores ou vendedores e eventuais exposições financeiras no MCP, positivas ou negativas, são assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

CCEAR por Quantidade (CCEAR Q) - Os Contratos de Quantidade de Energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos vendedores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados são assumidos pelo comprador.

CCEAR por Cessão (CCEAR C) - Transferência, por meio de Termos de Cessão, de direitos e obrigações inerentes aos montantes de energia elétrica de contratos regulados (CCEARs) do agente cedente para outro agente cessionário, proporcionalmente à sua energia contratada.

Cotas de Garantia física (CCGF) - As hidrelétricas que se enquadram nos critérios adotados na Lei 12.783/13 têm a totalidade de sua garantia física alocada, por meio de cotas, às distribuidoras de energia elétrica do SIN, e recebem remuneração por tarifa regulada pela Aneel.

Cotas de energia nuclear (CCEN) – Regime de distribuição, em cotas, da energia elétrica proveniente das usinas nucleares de Angra I e II para atendimento do mercado das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, sendo rateado entre as mesmas o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia nuclear.

Cessão – Os Contratos de Cessão são aqueles que permitem a cessão de energia e potência limitada à quantidade e ao prazo final do contrato original de compra e venda de energia elétrica a preço livremente negociados entre os agentes vendedores e compradores, tendo como cedente Consumidor Livre ou Consumidor Especial e como cessionário Consumidor Livre, Consumidor Especial ou Agente Vendedor.

Valor de Referência (VR) - Média dos preços dos leilões de energia nova A-3 e A-5, ponderada pela energia contratada em cada leilão. Representa o valor limite que pode ser repassado aos consumidores cativos pelos agentes de distribuição em função da contratação de energia elétrica, sendo um dos possíveis valores aplicados na valoração das penalidades de energia.

CONER – A Conta de Energia de Reserva é uma conta corrente específica administrada pela CCEE para realização de operações associadas à contratação e uso de energia de reserva.

RRV – A CCEE é responsável por realizar os reajustes das receitas fixas e variáveis dos contratos regulados por disponibilidade (CCEARs-D) de acordo com as regras estipuladas pelo Ministério de Minas e Energia – MME e pelos próprios CCEARs resultantes de cada leilão. Os reajustes serão realizados para os contratos regulados firmados na modalidade por disponibilidade a partir dos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Energia Existente (LEE). Além destes, o RRV promove reajustes para os CCEARs por quantidade, provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, além das receitas das usinas comprometidas com Leilões de Energia de Reserva (LER).

Excedente financeiro – A soma dos valores pagos em decorrência da diferença de preços entre os submercados, por conta das restrições de intercâmbio de energia. Este é um resultado do mercado e não de um agente em específico.

Média de Longo Termo (MLT) - A MLT é média de energia natural afluyente calculada com base em uma série histórica desde 1931. Esta média ligada à quantidade de chuvas que alimenta a vazão dos rios que suprem os reservatórios das hidrelétricas.