

1. OBJETIVO

Este relatório tem como objetivo avaliar as operações de energia elétrica do **SIN** para o mês de **dezembro de 2024** 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 dezembro, o consumo e a geração de energia apresentaram queda de **2,2%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **71.399 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

(-) Temperatura: o cenário meteorológico no mês de dezembro de 2024 apresentou um comportamento típico para o período, com chuvas distribuídas em todas as regiões do país, exceto no Nordeste. As chuvas na região Sul registraram os maiores acumulados, com anomalias positivas nas bacias dos rios Uruguai, Iguaçu, Paranapanema e no baixo Paraná. Dado o cenário das chuvas, as temperaturas máximas estiveram abaixo da média no Sul e em parte do Sudeste. Nas demais regiões as temperaturas estiveram acima da média, exceto em áreas isoladas do Norte e Nordeste. Quando comparado com dezembro de 2023, as temperaturas máximas estão inferiores em todos os estados, exceto em áreas isoladas no Nordeste e Norte. Com o fenômeno El Niño em neutralidade no ciclo corrente, as chuvas associadas a frentes frias avançaram mais ao norte, impactando no cenário de chuvas e temperaturas das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte ante ao cenário verificado em 2023, com o fenômeno El Niño em curso.

(+) Economia: No acumulado de 2024 a produção industrial nacional apresentou alta de 3,1%. As principais influências positivas no total da indústria foram registradas por veículos automotores, reboques e carrocerias (12,5%), equipamentos de

informática, produtos eletrônicos e ópticos (14,7%), máquinas, aparelhos e materiais elétricos (12,2%), produtos alimentícios (1,5%) e produtos químicos (3,3%).

Neste mês, o ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou queda de **-9,2%** e o ambiente de comercialização livre (ACL), crescimento de **10,8%**.

Não houve exportação no período analisado, enquanto a importação de 21,36 MW médios não altera as variações observadas.



O Consumo/Geração atingiu **71.399 MW médios**



Queda de **8,6%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **45.996 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **86,06%**



Aumento de **35,0%** na geração das usinas fotovoltaicas



225.139 MW médios de contratos transacionados



16.063 agentes participaram da contabilização



Contabilizados **15.900 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 147,1 milhões**



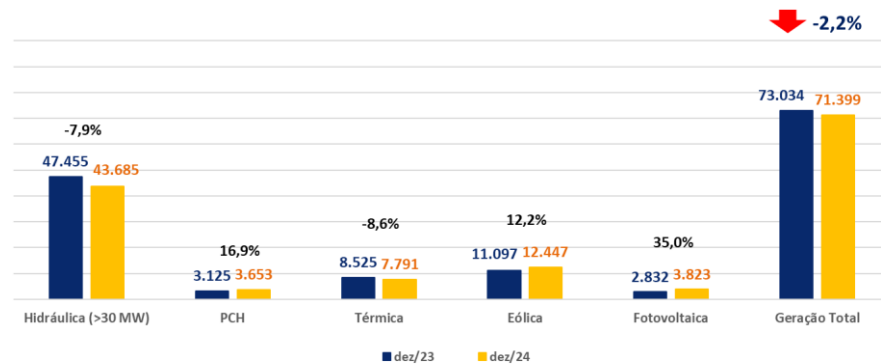
O total a liquidar foi de **R\$ 2,23 bilhões**

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

3. GERAÇÃO²

No mês, a geração registrou **71.399 MW médios³**, montante **-2,2%** 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 fotovoltaicas (**35,0%**), PCHs (**16,9%**) e eólicas (**12,2%**), enquanto houve retração para as grandes hidráulicas (**-7,9%**) e térmicas (**-8,6%**).

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2024, a geração cresceu **3,1%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses avançou **3,1%**.

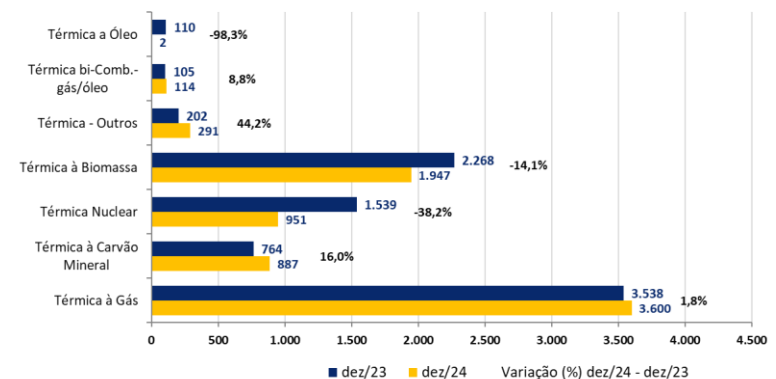
A tabela 1 apresenta o comparativo da fonte hidráulica do mês, ante o mesmo período do ano anterior. No geral, a geração hídrica apresentou queda de **-6,4%** no período.

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Geração Hidráulica (MW médios)	dez/24	dez/23	Variação (%) dez/24 - dez/23
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	37.806	39.472	-4,2%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	5.796	7.913	-26,8%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	0	
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	83	71	17,5%
Subtotal	43.685	47.455	-7,9%
PCH participantes do MRE não cotas	2.398	2.064	16,2%
PCH participantes do MRE cotas	20	14	46,2%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	1.235	1.047	17,9%
Subtotal	3.653	3.125	16,9%
Total	47.338	50.580	-6,4%

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 as retrações das térmicas nuclear (**-38,2%**) e térmicas a biomassa (**-14,1%**).

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 58.921 MW médios participantes do rateio de perdas

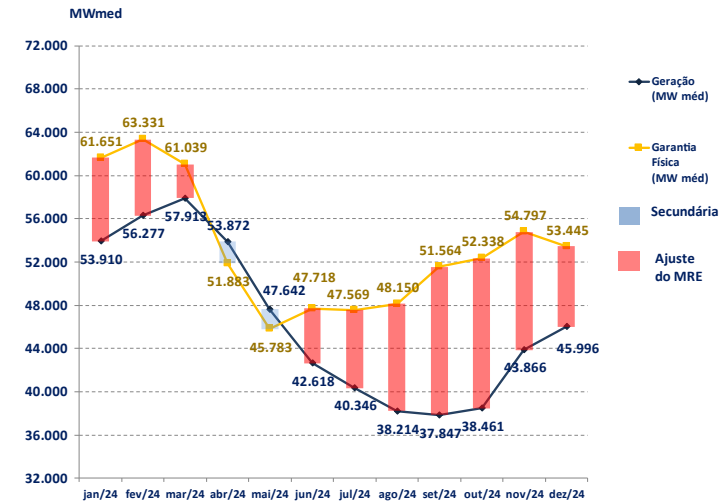
⁴ Não houve exportação em dezembro/2024, e apenas 21,36 MW médios de importações no mesmo período.

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	ENBPARG
2º	ENGIE BR GER
3º	ELETRONORTE
4º	CHESF
5º	ELETROBRAS-G
6º	COPEL GET
7º	REPESA
8º	SANTO ANTONIO
9º	NESA
10º	ESBR

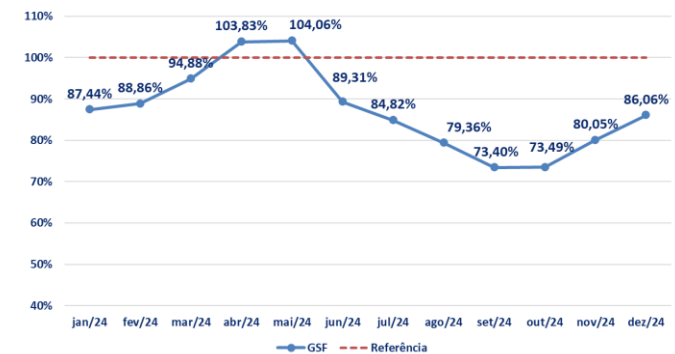
Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE



4. MRE

A geração das usinas participantes do MRE apresentou retração de **-7,0%** quando comparada ao mês de dezembro do ano anterior. Com geração inferior à garantia física (Gráfico 3), o fator de ajuste do MRE foi de **86,06%** (Gráfico 4). Em 2024 o fator de ajuste médio do MRE foi de **87,12%**

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	-4.736,028	4.588,022	0,000	6.086,292
SUL	-1.422,961	1.404,380	0,000	3.826,826
NORDESTE	-1.352,980	98,792	0,000	129,183
NORTE	-3.046,093	468,244	0,000	515,761

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	1.350,264
SUL	2.403,865
NORDESTE	-1.223,796
NORTE	-2.530,332

5. CONSUMO⁶

O consumo contabilizou **71.299 MW médios⁷** e apresentou queda de **-2,2%⁸** em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR registrou queda de **-9,2%**, enquanto o ACL apresentou crescimento de **10,8%**.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou queda de **-4,8%** e o ACL aumento de **2,6%**.

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

Submercado	dez/23			dez/24			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	26.845	15.028	41.873	23.816	16.500	40.317	-11,3%	9,8%	-3,7%
	8.196	4.467	12.663	7.194	4.880	12.074	-12,2%	9,2%	-4,7%
NE	8.644	3.023	11.667	8.339	3.491	11.831	-3,5%	15,5%	1,4%
N	3.960	2.785	6.745	3.908	3.170	7.078	-1,3%	13,8%	4,9%
total SIN	47.646	25.303	72.948	43.257	28.042	71.299	-9,2%	10,8%	-2,3%

Na contabilização de dezembro/2024, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, os ramos de telecomunicações **(-6,1%)**, comércio **(-3,5%)** e bebidas **(-3,1%)** apresentaram as maiores queda. Os maiores aumentos foram nos setores de metalurgia e produtos de metal **(7,2%)**, extração de minerais metálicos **(6,1%)** minerais não-metálicos **(4,8%)** e veículos **(4,7%)**.

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 61.191 MW médios participantes do rateio de perdas

⁸ Não houve exportação de energia nos meses analisados.

⁹ Não inclui o consumo de geração de 99,69 MW médios para dezembro/24

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

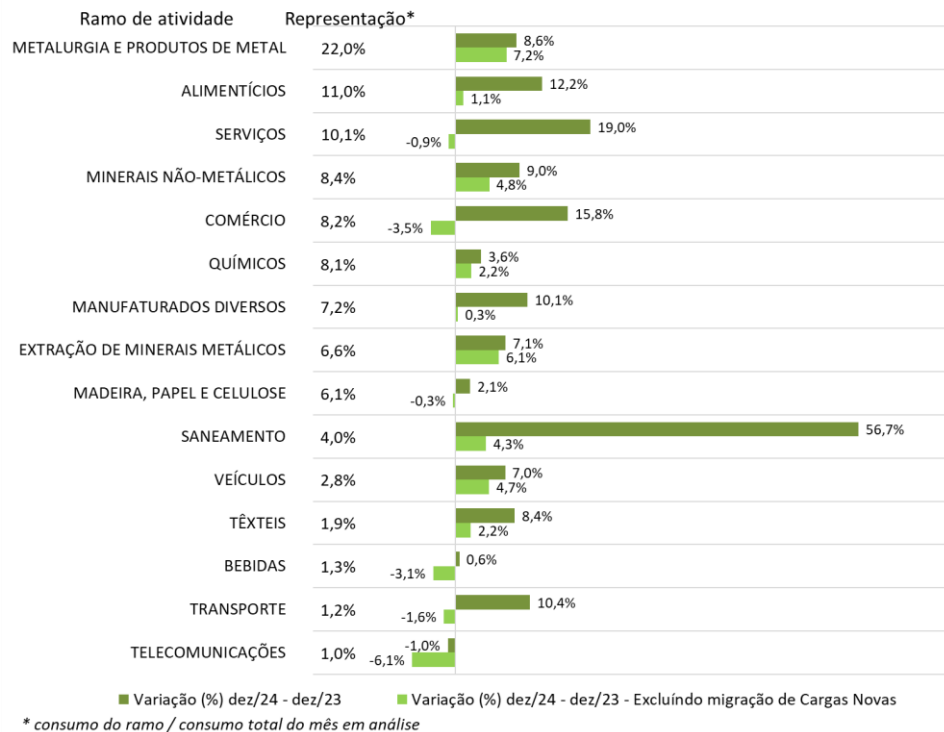
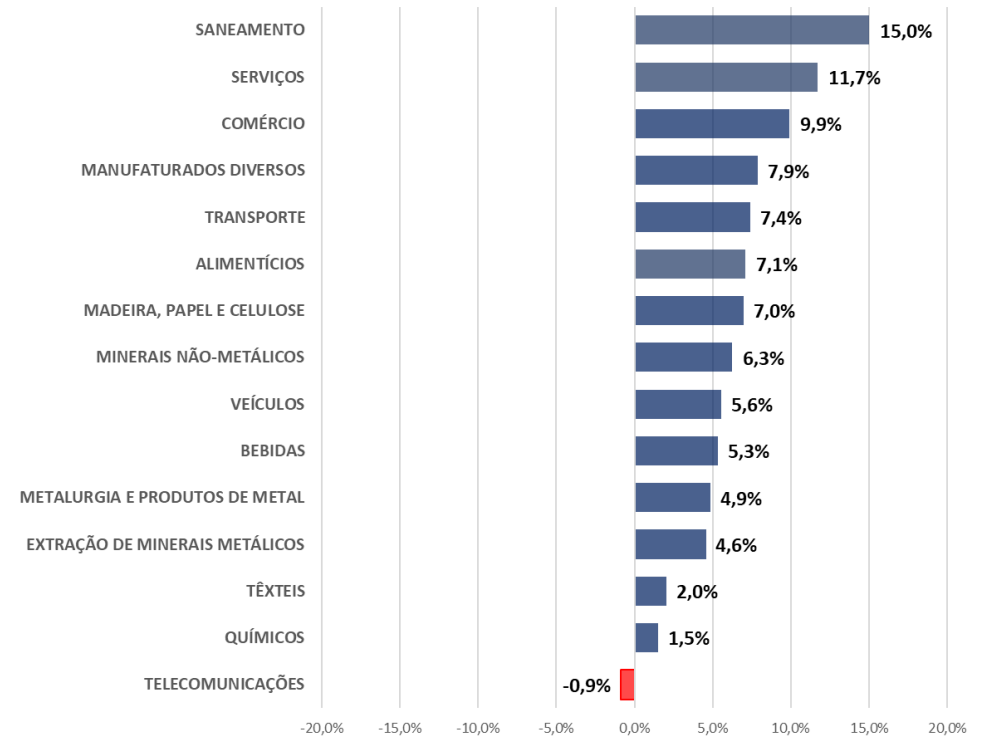


Gráfico 6 – Comparativo do consumo do ACL por ramo de atividade – acumulado no ano (expurgando o efeito das cargas novas)



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 saneamento e serviços registrando os maiores aumentos e o setor de telecomunicações apresentando queda em 2024.

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 dezembro/24 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	SANEPAR	EMBASA
2º	SABESP	SANEPAR
3º	ATACADAO	CUTRALE I
4º	WMS SUPER	CORSAN
5º	HIPER MATEUS	B2W CE
6º	CAESB	ITAU CL5
7º	COPASA	BRADESCO
8º	IRMAOS GONCALVES CE	SESI-SP
9º	TRANSPETRO	VIAVAREJO
10º	AURORA MATRIZ	SENAI-SP

Tabela 7 – Consumidores livres e especiais com o maior consumo em dezembro/24 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ALBRAS	ASSAI ATACADISTA
2º	CVRD	EMBASA
3º	BRASKEM	CBD
4º	ARCELOR JF COM	COMPESA
5º	KLABIN PUMA	TELEFONICA
6º	SOUTH32	BRASIL TELECOM
7º	CSN SIDERURGIC	CENCOSUD BRASIL
8º	WHITE MARTINS	SUPER BH 001
9º	SABESP	CORSAN
10º	BRF	B2W CE

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

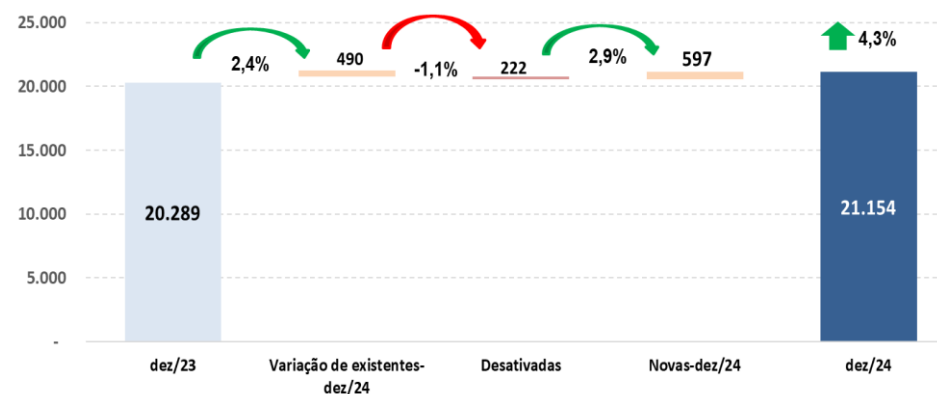
Posição	Maior volume consumido	Nº de UCs representadas	Novas UCs no mês*
1º	CEMIG GERACAO	CEMIG GERACAO	ULTRAGAZ COM
2º	MATRIX COM	ULTRAGAZ COM	MATRIX COM
3º	EDP SMART	MATRIX COM	CPFL BRASIL VAREJISTA
4º	ULTRAGAZ COM	CPFL BRASIL VAREJISTA	CEMIG GERACAO
5º	SOLENERGIAS	ENEL TRADING	RAIZEN POWER
6º	CPFL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

*Representa o número de novas UCs efetivas no mês.

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

Gráfico 7 – Consumidores livres

Evolução do consumo de consumidores livres - MW médios



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

Gráfico 8 – Consumidores especiais

Evolução do consumo de consumidores especiais - MW médios

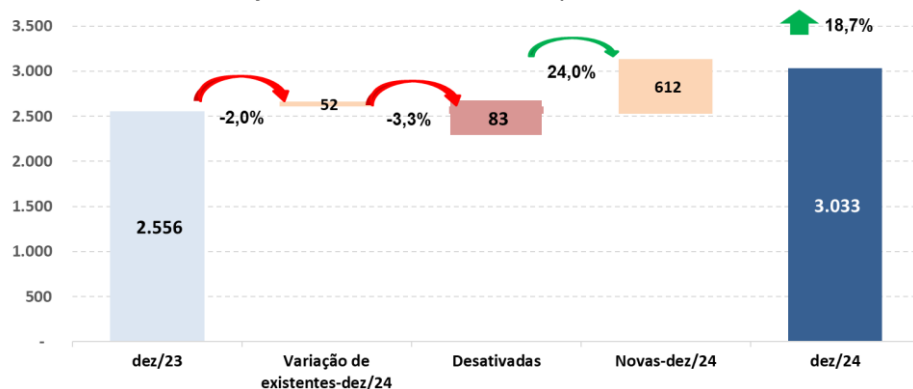
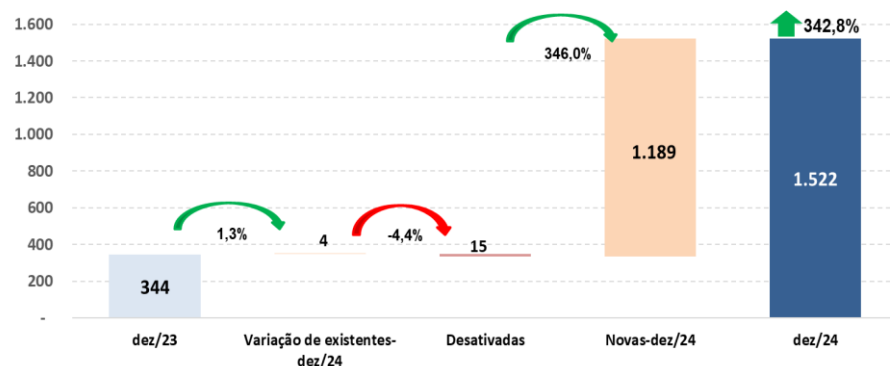


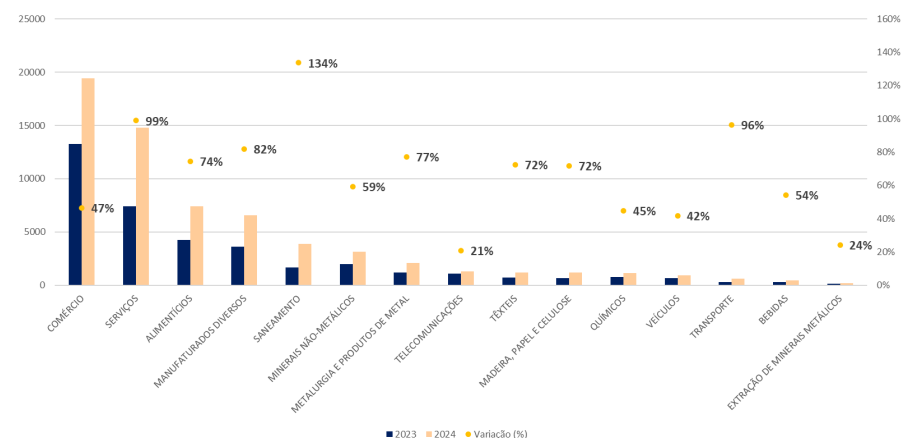
Gráfico 9 – Comercializadores varejistas

Evolução do consumo de comercializadores varejistas - MW médios



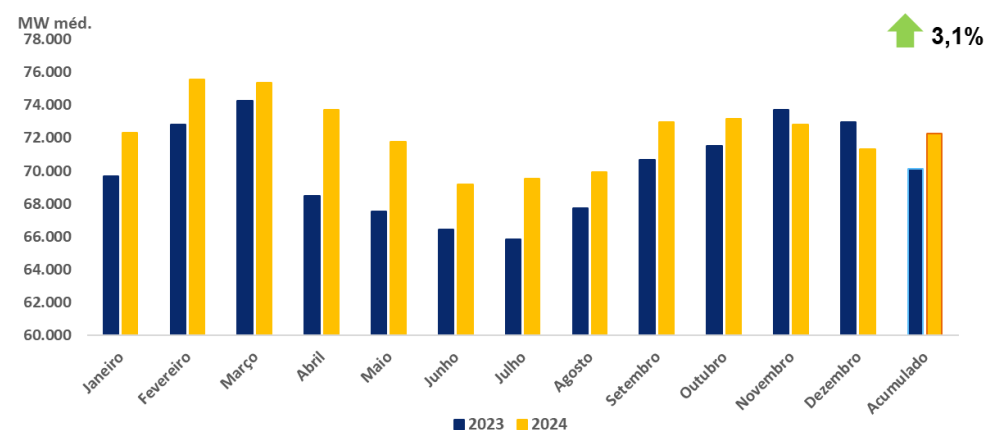
O Gráfico 10 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de dezembro em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos percentuais foram registrados nos ramos de saneamento (**134%**), seguido por serviços (**99%**).

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 alta de **3,1%**, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou crescimento de **3,1%**

6. CONTRATOS

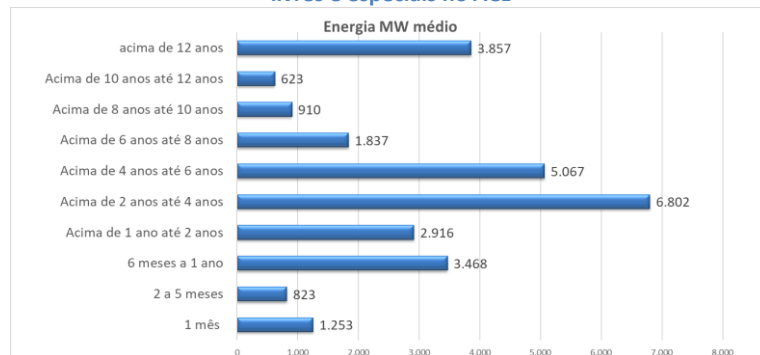
Foram transacionados cerca de **225.139 MW médios**, sendo que **79%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 9.

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	3.020	-	-	-	-	-	13	-	-	-	3.033
Comercializador	125.851	-	-	-	-	-	34	-	-	-	125.885
Consumidor Especial	3.321	-	-	-	-	-	65	-	-	-	3.386
Consumidor Livre	24.235	-	-	-	-	-	366	46	-	-	24.646
Distribuidor	-	13.570	13.701	1.531	7.231	5.739	754	2.458	2.171	-	47.155
Gerador	2.194	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.194
Produtor Independente	18.839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.839
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	177.460	13.570	13.701	1.531	7.231	5.739	1.231	2.504	2.171	-	225.139

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



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

Tabela 10 – Comercializadores com maior montante de energia contratada

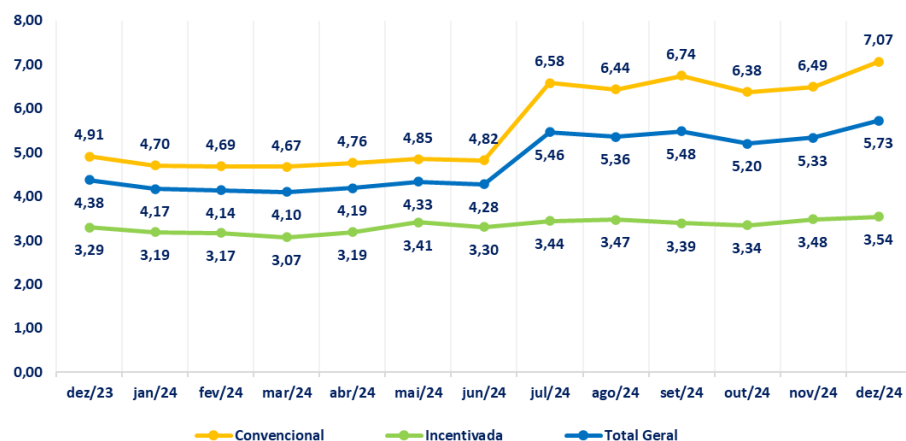
Posição	Comercializador - Compra	Comercializador - Venda
1º	BANCO BTG PACTUAL	BANCO BTG PACTUAL
2º	SANTANDER COM	SANTANDER COM
3º	AUREN	RAIZEN POWER
4º	RAIZEN POWER	AUREN
5º	ENEVA	ENEVA
6º	SERENA	ENEL TRADING
7º	ENEL TRADING	SERENA
8º	COPEL COM	COPEL COM
9º	MATRIX COM	MATRIX COM
10º	EDP C	COMERC ENERGIA SA

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

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.

Gráfico 13 – Índice de Rotatividade 2023/2024



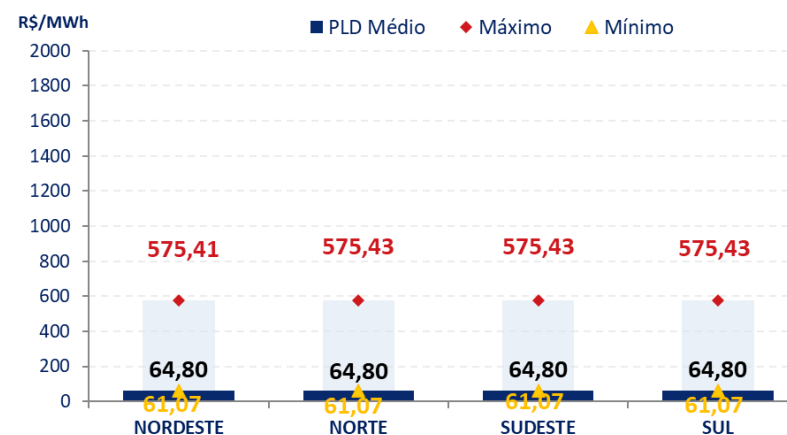
Comparado com o mês anterior (nov/24), o índice apresenta um aumento de **7,4%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (dez/23), o índice geral apresenta um aumento de **30,9%**.

8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 751,95 bilhões** correspondentes a **15.900 MW médios**, que representa **22,3%** do consumo.

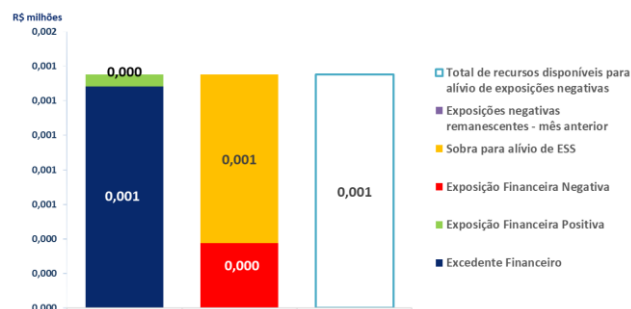
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou queda de **-37,2%** em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$64,80** em dezembro.

Gráfico 14 – Preço de Liquidação das Diferenças – PLD



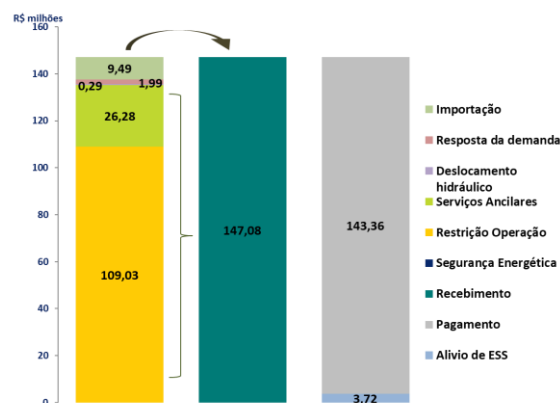
A diferença de preços entre os submercados resultou em Excedente Financeiro. O montante de exposição positiva e os excedentes financeiros foram suficientes para aliviar os montantes de exposição negativa e para os ESS, conforme Gráfico 15.

Gráfico 15 – Excedente Financeiro



Do total de encargos (**R\$ 147,08 milhões**), **74,13%** (109,03 milhões) foi devido a restrição da operação, **17,87%** (26,28 milhões) foi devido a serviços ancilares, **6,45%** (9,49 milhões) foi devido a encargo de importação, **1,36%** (1,99 milhões) de resposta da demanda e **0,19%** (0,29 milhões) de deslocamento hidráulico. Houve **R\$ 3,72 milhões** de alívio de encargos de serviços do sistema.

Gráfico 16 – Encargos de Serviços de Sistema



9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 16.063 agentes totalizou **R\$ 2,23 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de R\$ 0,78 bilhão. Do valor não pago, R\$ 1,11 bilhão está relacionado às liminares do risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês) e R\$ 203,11 milhões correspondem a parcelamentos. Além disso, R\$ 130,82 milhões referem-se a inadimplências.

10. DEMAIS DADOS

A tabela 11 sumariza o resultado de energia de reserva transacionada em dezembro de 2024. Em seguida apresenta-se um resumo para o proinfa e cotas.

Tabela 11 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	dez/24
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 262.648.547,60
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.594.141.665,78
Fundo de garantia	R\$ 145.537.356,74
Encargo	R\$ 1.260.420.260,74
Saldo CONER	R\$ 216.613.985,45

Proinfa:

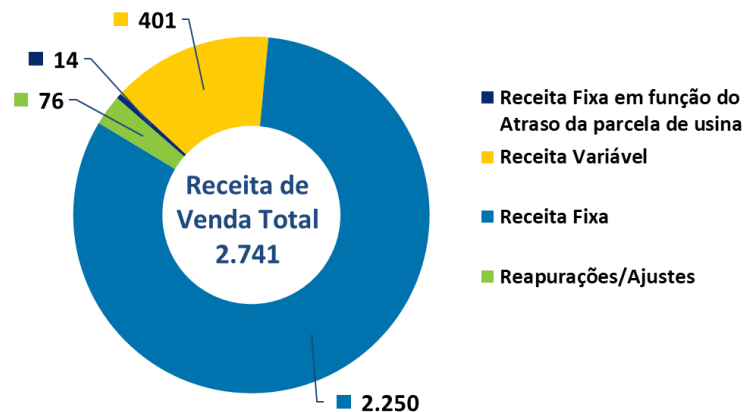
- ✓ 1.093 MW médios gerados
- ✓ 1.143 MW médios de garantia física
- ✓ 1.231 MW médios em contratos

Cotas:

- ✓ R\$ 383,10 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 926,44 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 17 – 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.

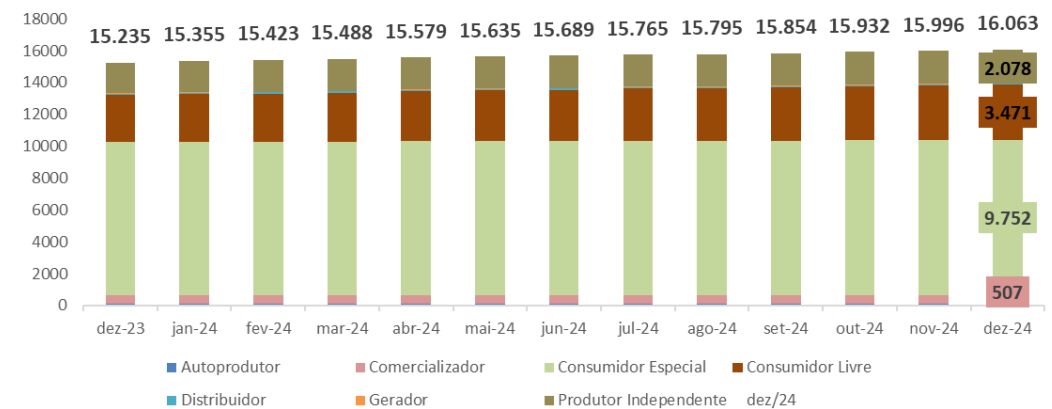
Tabela 12 – Preços de Referência apuração de Penalidades (R\$/MWh)

Preço de Referência para Penalização	dez/24
Por Insuficiência de Lastro Energia Especial	181,53
Por Insuficiência de Energia Não Especial	181,53
Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização	65,68
Valor de Referência	181,53

12. AGENTES

O gráfico 18 apresenta a evolução dos agentes aderidos na CCEE. O número total de agentes aderidos subiu **5,4%** em relação a dezembro de 2024, com um total de 828 novos agentes. O número de consumidores livres aumentou 19,1%, enquanto o número de consumidores especiais cresceu 0,8%.

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.