



**ANO-BASE 2023**

# **4º INVENTÁRIO DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS EM USINAS TERMELÉTRICAS**

**Geração de eletricidade, emissões e lista de empresas proprietárias das termelétricas a combustíveis fósseis do Sistema Interligado Nacional**



## 4º INVENTÁRIO DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS EM USINAS TERMELÉTRICAS:

geração de eletricidade, emissões e lista de empresas proprietárias das termelétricas a combustíveis fósseis do Sistema Interligado Nacional (ano-base 2023)

Dezembro de 2024

### Coordenação:

Raissa Gomes

### Revisão e edição:

Helen Sousa  
Ingrid Graces  
Raissa Gomes

### Equipe técnica:

André Luis Ferreira  
Felipe Barcellos e Silva  
Helen Sousa  
Ingrid Graces  
Raissa Gomes  
Ricardo Baitelo

### Comunicação:

Isis Rosa Nóbile Diniz  
Nicole Dejarmes Silva

### Projeto gráfico:

Fabio Bosquê  
Mario Kanno

### Apoio:

Charles Stewart Mott Foundation

### Foto da capa:

Freepik

### Sobre o IEMA:

O Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) fundada no Brasil em 2006. O IEMA tem como foco a produção e a divulgação de conhecimento técnico-científico para subsidiar a formulação e a avaliação de políticas públicas, atuando com o propósito de qualificar os processos decisórios para que os sistemas de transporte e de energia no país assegurem o uso sustentável de recursos naturais com desenvolvimento social e econômico.

### Quem somos:

André Luis Ferreira  
David Shiling Tsai  
Fabio Galdino  
Felipe Barcellos e Silva  
Gabrielly de Castro Alves  
Helen Sousa  
Ingrid Graces  
Isis Rosa Nóbile Diniz  
Mônica Takeda  
Nicole Dejarmes Silva  
Raissa Gomes  
Ricardo Baitelo  
Rodrigo Pimenta  
Vinicius Oliveira

### Fale conosco:

Rua Artur de Azevedo, 1212, sala 91, Pinheiros, São Paulo (SP), CEP 05404-003  
Telefone: +55 11 3476-2850

<https://energiaambiente.org.br/>

[energiaambiente@energiaambiente.org.br](mailto:energiaambiente@energiaambiente.org.br)

### Acompanhe nossas redes sociais:



[https://twitter.com/iema\\_instituto](https://twitter.com/iema_instituto)



<https://www.linkedin.com/company/instituto-de-energia-e-meio-ambiente/>



<https://www.facebook.com/institutoenergiaambiente/>



<https://www.instagram.com/energiaambiente/>



<https://bsky.app/profile/iema.bsky.social>



# APRESENTAÇÃO

**D**esde o início dos anos 2000, a matriz elétrica brasileira passa por uma transição na qual a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétrica dá lugar a uma crescente diversificação das fontes de geração. Se, por um lado, observa-se uma ampliação marcante das fontes biomassa, eólica e solar, por outro, verifica-se a expansão do uso de combustíveis fósseis para geração de eletricidade. Ainda que essa geração tenha caído para os mesmos níveis da década de 2010 nos últimos dois anos, a produção de energia elétrica por termelétricas fósseis saiu de 35 TWh em 2002 para quase 64 TWh em 2023, praticamente dobrando.

Tendo em vista as implicações ambientais, sociais e econômicas dessa transição, o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) vem se dedicando a um conjunto de estudos e análises com o intuito de chamar a atenção do governo, de organizações não governamentais, de formadores de opinião, de pesquisadores e da sociedade em geral para os impactos ambientais das usinas termelétricas. Os resultados têm sido divulgados visando fornecer subsídios ao processo de avaliação, licenciamento ambiental e habilitação de empreendimentos a leilões de energia. Além disso, busca-se contribuir com o compartilhamento de informações e com a tomada de decisão sobre a viabilidade de novos projetos.

Por exemplo, a geração termelétrica e a sua correlação com emissões de poluentes foi abordada em duas das primeiras publicações: [“Regulação ambiental da termelétrica no Brasil – controle de emissão de poluentes”](#) (2015) e [“Geração termoelétrica e emissões atmosféricas: poluentes e sistemas de controle”](#) (2016). Mais recentemente, também exposta no [“Boletim Leilão de Energia Elétrica”](#) (publicado continuamente) e na nota técnica [“Qualidade do Ar em Macaé \(RJ\)”](#) (2021).

Com esses estudos, consolidou-se uma base de dados com parâmetros técnicos e ambientais das usinas, tais como: combustível utilizado, ciclo termodinâmico, tipos de sistemas de controle adotados, potencial de emissões atmosféricas e uso de água para resfriamento. Em seguida, aprimorou-se uma metodologia de consolidação de dados, incluindo critérios para casos de informações ausentes ou pouco consistentes. **O presente documento sistematiza esses dados em rankings de emissões de usinas termelétricas fósseis que forneceram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2023, bem como de seus respectivos proprietários.**

A publicação deste inventário, já em sua quarta edição, é oportuna ao se atentar para o médio e longo prazo. O jabuti da [Lei 14.182/2021](#) que previa a instalação de 8.000 MW em termelétricas a gás nas Regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil — que deveriam entrar no sistema entre 2026 e 2030 — foi adaptado para o [Projeto de Lei 576/21](#). O documento propõe um marco regulatório para as eólicas offshore, mas recebeu jabutis indicando a instalação de 4,25 GW de termelétricas inflexíveis a gás, além da extensão de contratos de termelétricas a carvão que venceriam até 2028 para 2050. Vale destacar também a já aprovada postergação de subsídios e da vida útil de usinas a carvão mineral até 2040, conforme [Lei 14.299/2022](#).

**Assim, o contexto atual do setor elétrico apresenta riscos para seus planos de descarbonização rumo a uma matriz 100% renovável, também para a melhoria da qualidade do ar no país.** Com esta quarta edição do inventário, o IEMA provê informações qualificadas e de observador crítico de impactos ambientais ocorridos nos últimos anos e previstos para as próximas duas décadas.

# RESUMO EXECUTIVO

## GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### Matriz elétrica em transição

- **A geração termelétrica proveniente do conjunto de 67 usinas contidas neste estudo (usinas termelétricas, UTEs, a combustíveis fósseis que forneceram eletricidade ao SIN) foi de 26,9 TWh em 2023. Ao todo, 18,7 TWh foram produzidos a partir do gás natural (42 plantas), correspondendo a 69% do total.**
- Segundo em participação no total inventariado, **o carvão mineral foi responsável pela geração de 7,6 TWh, representando 28% da produção de eletricidade fóssil, seis pontos percentuais a mais que em 2022.** Já o óleo combustível teve participação tímida, representando apenas 2% da geração inventariada. As usinas a óleo diesel tiveram geração inexpressiva em 2023.
- **A geração inventariada (eletricidade fóssil injetada no Sistema Interligado Nacional) que já apresentava queda entre 2021 e 2022, continuou com essa tendência em 2023.** A variação negativa foi de 13% entre 2022 e 2023, com a produção caindo de 31,1 TWh, em 2022, para 26,9 TWh, em 2023. Essa redução absoluta de 4,1 TWh teve como principais fatores uma diminuição de 20% na operação das usinas a gás natural, que contribuiu significativamente para a queda, enquanto a geração de usinas a carvão mineral teve um aumento de 11%.
- **A geração termelétrica fóssil voltou aos níveis alcançados antes da crise hídrica de 2014, com o menor valor em 12 anos.** Em 2023, a produção dessa fonte foi inferior a 64 TWh, sendo superada, pelo segundo ano consecutivo, pela geração eólica, que atingiu 96 TWh.
- Ainda que a geração termelétrica fóssil tenha caído em 2023 por conta da retomada dos reservatórios hidrelétricos, tem se observado um aumento da produção e da proposição de novos projetos termelétricos nos últimos anos.
- A matriz elétrica brasileira passa por uma transição caracterizada pela crescente ampliação da participação de renováveis não hídricas, como biomassa e eólica, e pela expansão do uso de combustíveis fósseis. **De 2002 a 2023, a geração total de energia elétrica cresceu 105%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica experimentou uma ampliação de apenas 49%.** Ainda assim, a hidroeletricidade ainda ocupa a posição de mais importante fonte de geração da matriz elétrica brasileira, representando 60% de toda eletricidade gerada em 2023.
- **A geração solar experimentou um crescimento de 68% de um ano para outro e um crescimento acumulado de 661% em cinco anos.**



### Geração por usina termelétrica

- **Apenas cinco usinas responderam por mais de 42% da geração termelétrica inventariada:** Mauá 3, com 2,6 TWh (9,7%); Parnaíba II, com 2,4 TWh (8,8%); Jorge Lacerda IV, a carvão mineral, com 2,3 (8,6%); Termorio, a gás natural, com 2,3 TWh (8,3%), e Candiota III, a carvão mineral, com 1,9 TWh (6,9%)
- Além disso, 65% da geração inventariada foi proveniente de apenas dez usinas e **a quase totalidade da eletricidade produzida em 2023 (96%) foi disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por somente 34 usinas.**

### Eficiência energética

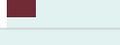
- **Entre as seis usinas com menor eficiência energética – que corresponde à porcentagem da energia liberada pela queima de um combustível convertida em eletricidade – quatro são movidas a carvão mineral:** Candiota III (RS), com apenas 30% de eficiência, além de Pampa Sul (RS), Jorge Lacerda I e II (SC) e Jorge Lacerda III (SC), todas com eficiência inferior a 33%. As outras duas, que ocupam as últimas posições no *ranking*, são usinas a gás natural: Termopernambuco (25%) e Santa Cruz (27%)
- **Entre aquelas com maior eficiência, encontram-se 11 usinas a gás natural nas primeiras posições do *ranking*, sendo nove delas a ciclo combinado.**

### Distribuição da geração no território

- O subsistema Norte é aquele com maior representatividade (39%) no total de eletricidade fóssil injetada no SIN, disponibilizando 10,5 TWh à rede.
- A geração elétrica se concentra em poucas unidades da federação: 83% da eletricidade inventariada foi produzida em apenas cinco estados: Amazonas, Rio de Janeiro, Maranhão, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.
- As termelétricas a combustíveis fósseis ligadas ao SIN estão distribuídas em 35 municípios, mas **74% da geração de 2023 esteve concentrada em apenas cinco: Manaus (AM), Santo Antônio dos Lopes (MA), Capivari de Baixo (SC), Candiota (RS) e Duque de Caxias (RJ).**

### RANKING DE GERAÇÃO POR USINA TERMELÉTRICA

● Gás natural ● Carvão mineral

	Usina		Geração [GWh]		
1	<b>Mauá 3</b> Manaus	AM	<b>2.624</b>	9,7%	
2	<b>Parnaíba II</b> Santo Antônio dos Lopes	MA	<b>2.358</b>	8,8%	
3	<b>Jorge Lacerda IV</b> Capivari de Baixo	SC	<b>2.306</b>	8,6%	
4	<b>Termorio</b> Duque de Caxias	RJ	<b>2.247</b>	8,3%	
5	<b>Candiota III</b> Candiota	RS	<b>1.859</b>	6,9%	
6	<b>Parnaíba I + Parnaíba V</b> Santo Antônio dos Lopes	MA	<b>1.768</b>	6,6%	
7	<b>Pampa Sul</b> Candiota	RS	<b>1.526</b>	5,7%	
8	<b>Cubatão</b> Cubatão	SP	<b>1.140</b>	4,2%	
9	<b>Jorge Lacerda III</b> Capivari de Baixo	SC	<b>1.008</b>	3,7%	
10	<b>Jorge Lacerda I e II</b> Capivari de Baixo	SC	<b>702</b>	2,6%	

## GASES DE EFEITO ESTUFA

### Emissões por usina termelétrica

- **As 67 usinas inventariadas emitiram 17,9 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e) em 2023, representando uma redução de 8% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2022.** Essa diminuição nas emissões, observada tanto em 2022 quanto em 2023, reflete um contexto de condições climáticas favoráveis à geração hidrelétrica (após a crise hídrica), além do crescimento de outras fontes renováveis de energia.
- **Apenas dez usinas emitiram 71% dos gases de efeito estufa (GEE),** cinco movidas a carvão mineral como combustível principal e outras cinco a gás natural. Quase a totalidade do CO<sub>2</sub>e inventariado (96%) foi proveniente de somente 34 plantas, representando quase metade das usinas fósseis do SIN inventariadas no ano-base de 2023.
- Assim como em 2022, a usina Candiota III se destaca em 2023 como a maior emissora de GEE, sendo responsável por 12,5% das emissões totais registradas.

### Taxa de emissões (tCO<sub>2</sub>e/GWh)

- A taxa de emissão é determinada pela divisão entre as emissões e a geração de eletricidade de uma planta. A figura ao lado apresenta as dez usinas termelétricas que apresentaram maiores taxas de emissões em 2023. As nove maiores taxas de emissão são de térmicas a carvão.
- **A taxa de emissão média das usinas termelétricas conectadas ao SIN passou de 640 tCO<sub>2</sub>e/GWh em 2022 para 671 tCO<sub>2</sub>e/GWh em 2023** devido, principalmente, à maior participação de usinas a carvão na geração de eletricidade.
- Para o Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo — hidrelétricas, eólicas, solares, termelétricas nucleares, renováveis e fósseis — a diminuição na geração fóssil em favor do crescimento de fontes renováveis ocasionou uma queda na taxa de emissão global em 2023: 25 tCO<sub>2</sub>e/ GWh, cerca de 70% do valor de 2022 (32 tCO<sub>2</sub>e/ GWh) e menos de um terço daquele alcançado em 2021 (92 tCO<sub>2</sub>e/ GWh).

### RANKING DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA

- Gás natural
- Carvão mineral
- Óleo diesel
- Óleo combustível

	Usina		Emissões [mil de toneladas de CO <sub>2</sub> e]		
1	Candiota III Candiota	RS	2.240	12,5%	
2	Jorge Lacerda IV Capivari de Baixo	SC	2.078	11,6%	
3	Pampa Sul Candiota	RS	1.787	10,0%	
4	Mauá 3 Manaus	AM	1.106	6,2%	
5	Termorio Duque de Caxias	RJ	1.093	6,1%	
6	Jorge Lacerda III Capivari de Baixo	SC	1.075	6,0%	
7	Parnaíba II Santo Antônio dos Lopes	MA	939	5,2%	
8	Cubatão Cubatão	SP	827	4,6%	
9	Parnaíba I + Parnaíba V Santo Antônio dos Lopes	MA	763	4,3%	
10	Jorge Lacerda I e II Capivari de Baixo	SC	728	4,1%	

Nota: As usinas Termorio e Cubatão são usinas de cogeração de eletricidade e vapor. Por isso, parte de suas emissões podem ter sido provenientes da geração de vapor e não de eletricidade.

### TAXA DE EMISSÕES POR USINA TERMELÉTRICA

- Gás natural - Ciclo combinado
- Carvão mineral - Ciclo rankine

	Usina		Taxa de emissões [tCO <sub>2</sub> e/GWh]	
1	Candiota III Candiota	RS	1.205	
2	Pampa Sul Candiota	RS	1.171	
3	Jorge Lacerda III Capivari de Baixo	SC	1.067	
4	Jorge Lacerda I e II Capivari de Baixo	SC	1.037	
5	Porto do Itaqui São Luís	MA	981	
6	Porto do Pecém I São Gonçalo do Amarante	CE	955	
7	Figueira Figueira	PR	931	
8	Porto do Pecém II São Gonçalo do Amarante	CE	918	
9	Jorge Lacerda IV Capivari de Baixo	CE	901	
10	Termopernambuco Ipojuca	PE	810	



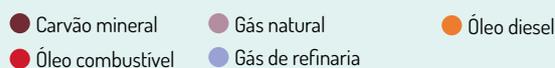
### Emissões por empresas geradoras

- A geração termelétrica fóssil e as emissões de CO<sub>2</sub>e foram alocadas em empresas geradoras de acordo com suas respectivas participações acionárias em cada usina inventariada. Apesar de haver uma quantidade relativamente grande de empresas geradoras, **quase 74% de toda geração fóssil inventariada para 2023 foi de responsabilidade de apenas cinco empresas:** Petrobras (21%), Eneva (17%) e Fram Capital Energy (15%), Eletrobras (13%) e BTG (8%).
- **As emissões de GEE também ficaram concentradas em um pequeno grupo de empresas: 73% das emissões foram de responsabilidade de cinco companhias –** Fram Capital Energy (22%), Petrobras (19%), Âmbor Energia (12%), Eneva (11%) e Eletrobras (9%).

### Taxa de emissões por empresa geradora (tCO<sub>2</sub>e/GWh)

- **Com relação à taxa de emissões de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e), a Âmbor Energia foi a empresa que mais emitiu GEE por eletricidade gerada, com 1.205 tCO<sub>2</sub>e/GWh – quase o dobro da média observada no SIN (671 tCO<sub>2</sub>e/GWh). Em 2023, essa empresa se tornou responsável por 100% da Candiota III.**
- Mesmo sendo a segunda maior emissora em termos absolutos de 2022, a Petrobras apresentou uma taxa de emissão de 455 tCO<sub>2</sub>e/GWh, 32% menor que a média das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN. Isso porque grande parte das usinas por ela controladas empregam tecnologias com maiores eficiências energéticas.

### RANKING DE EMISSÕES POR EMPRESAS GERADORAS



	Empresa	Emissões [mil de toneladas de CO <sub>2</sub> e]	
1	Fram Capital Energy	3.881	21,7%
2	Petrobras	3.330	18,6%
3	Âmbor Energia S.A.	2.240	12,5%
4	Eneva S.A.	1.974	11,0%
5	Eletrobras*	1.598	8,9%
6	BTG Pactual	1.557	8,7%
7	Starboard	894	5,0%
8	Ceiba Energy LP	609	3,4%
9	Global Part. em Energia S.A	283	1,6%
10	Karpowership Brasil Energia	240	1,3%

\*Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

### Emissões de GEE no território

- O subsistema Sul foi o maior emissor de 2023, sendo responsável por 45% do total, principalmente, devido ao importante montante de energia produzido nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, mais especificamente, nos municípios de Capivari de Baixo (22,5%) e Candiota (22%), sedes de usinas a carvão mineral.
- Em 2023, o subsistema Norte foi responsável por uma emissão de 4,8 milhões de toneladas de GEE (27% do total), colocando-se como o segundo que mais emitiu no ano-base deste inventário, devido à grande geração que houve no estado do Amazonas.
- **Cinco municípios responderam por quase 77% das emissões inventariadas:** Candiota (RS), Capivari de Baixo (SC), Manaus (AM), Santo Antônio dos Lopes (MA) e Duque de Caxias (RJ). Assim como no ano anterior, Candiota se destaca como município mais emissor.

### RANKING DE EMISSÕES POR MUNICÍPIO

● Gás natural ● Carvão mineral

	Município	Emissões [mil de toneladas de CO <sub>2</sub> e]	
1	<b>Candiota</b> RS	<b>4.027</b> 22,5%	
2	<b>Capivari de Baixo</b> SC	<b>3.881</b> 21,7%	
3	<b>Manaus</b> AM	<b>2.927</b> 16,3%	
4	<b>Santo Antônio dos Lopes</b> MA	<b>1.811</b> 10,1%	
5	<b>Duque de Caxias</b> RJ	<b>1.093</b> 6,1%	
6	<b>Cubatão</b> SP	<b>827</b> 4,6%	
7	<b>Macaé</b> RJ	<b>474</b> 2,6%	
8	<b>São Francisco do Conde</b> BA	<b>434</b> 2,4%	
9	<b>Alto do Rodrigues</b> RN	<b>334</b> 1,9%	
10	<b>Ipojuca</b> PE	<b>312</b> 1,7%	

## ÓXIDOS DE NITROGÊNIO (NO<sub>x</sub>)

- **Foram listadas as emissões de poluentes do ar (NO<sub>x</sub>) de apenas 35 das 67 termelétricas a combustíveis fósseis.** Para as demais usinas, as informações não estavam presentes na plataforma de dados abertos do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) ou eram inconsistentes.
- **As dez termelétricas com maiores emissões de NO<sub>x</sub> disponibilizadas estão localizadas, respectivamente, nos seguintes municípios: Capivari de Baixo (SC), Duque de Caxias (RJ), Cubatão (SP), Candiota (RS), Linhares (ES) São Francisco do Conde (BA) e Paulínia (SP).**
- **Dos 35 municípios incluídos neste inventário, 16 não possuem estações de monitoramento oficiais, evidenciando a defasagem da rede de monitoramento da qualidade do ar brasileira.**
- A julgar pelos projetos de termelétricas cadastrados nos recentes leilões de energia elétrica, o adensamento de usinas em um mesmo território parece ser uma tendência para o futuro próximo, o que pode causar impactos ainda mais relevantes na qualidade do ar dessas localidades. Tal situação tem se verificado próximo de complexos industriais e portuários integrados a terminais de gás natural liquefeito (GNL).



## ESCOPO

- A base de dados de geração termelétrica utilizada para listar as usinas inventariadas contém termelétricas de serviço público e autoprodutoras – usinas acopladas a indústrias para suprirem essencialmente suas próprias demandas por eletricidade – que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) nos anos de 2020, 2021, 2022 e 2023, excluindo as plantas movidas a combustíveis renováveis e as unidades para as quais não foi possível identificar os combustíveis empregados. Nessa edição, usinas com menos de 2 GWh de geração não foram inventariadas, uma vez que representavam apenas 0,01% da geração total. A geração termelétrica nos Sistemas Isolados (Sisol), supridos por pequenas ou médias usinas com pouca disponibilidade de informações, também está fora do escopo desta terceira edição do inventário.
- Um desafio importante para a elaboração deste inventário foi a dificuldade de obtenção de informações de qualidade e acessíveis publicamente, especialmente no que se refere a indicadores ambientais das usinas termelétricas e de seus controladores. Ficou evidente que há uma longa distância a percorrer no Brasil, tanto para uma efetiva gestão pública do meio ambiente quanto para a implementação transparente e consistente das recentes práticas manifestas de Governança Ambiental, Social e Corporativa (ESG - Environmental, Social and Corporate Governance) por parte das empresas do setor elétrico.



# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

**Aneel:** Agência Nacional de Energia Elétrica

**BEN:** Balanço Energético Nacional

**CH<sub>4</sub>:** Metano

**CO:** Monóxido de Carbono

**CO<sub>2</sub>:** Dióxido de Carbono

**CO<sub>2</sub>e:** Dióxido de Carbono Equivalente

**CTF/APP:** Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Naturais

**EDP:** EDP Energias do Brasil S.A.

**EEA:** *European Environment Agency*

**EIA:** Estudo de Impacto Ambiental

**Eletrobras:** Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

**Engie:** Engie Brasil Energia

**EPE:** Empresa de Pesquisa Energética

**ESG:** *Environmental, Social and Corporate Governance*

**FC:** Fator de Capacidade

**GEE:** Gases de Efeito Estufa

**GNL:** Gás Natural Liquefeito

**GWh:** Gigawatt-hora

**Ibama:** Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

**IPCC:** Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima

**J:** Joule

**kg:** Quilogramas

**MCTI:** Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações

**MME:** Ministério de Minas e Energia

**MP:** Material Particulado

**N:** Norte

**N<sub>2</sub>O:** Óxido Nitroso

**NE:** Nordeste

**NO<sub>x</sub>:** Óxidos de Nitrogênio

**Oema:** Órgão Estadual de Meio Ambiente

**OMS:** Organização Mundial da Saúde

**ONS:** Operador Nacional do Sistema Elétrico

**Petrobras:** Petróleo Brasileiro S.A.

**Rapp:** Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais

**S:** Sul

**S.A.:** Sociedade Anônima

**SE/CO:** Sudeste/Centro-Oeste

**Siga:** Sistema de Informações de Geração da Aneel

**Sigel:** Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico

**SIN:** Sistema Interligado Nacional

**Sisol:** Sistema Isolado

**SO<sub>x</sub>:** Óxidos de Enxofre

**t:** tonelada

**TCFA:** Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental

**tep:** tonelada equivalente de petróleo

**TJ:** Terajoule

**TWh:** Terawatt-hora

**UNFCCC:** Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

**UTE:** Usina Termelétrica



# SUMÁRIO

<b>RESUMO EXECUTIVO.....</b>	<b>5</b>
<b>GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>5</b>
Matriz elétrica em transição .....	5
Geração por usina termelétrica.....	6
Eficiência energética .....	6
Distribuição da geração no território .....	6
<b>GASES DE EFEITO ESTUFA .....</b>	<b>7</b>
Emissões por usina termelétrica .....	7
Taxa de emissões (tCO <sub>2</sub> e/GWh) .....	7
Emissões por empresas geradoras .....	8
Taxa de emissões por empresa geradora (tCO <sub>2</sub> e/GWh) .....	8
Emissões de GEE no território.....	9
<b>ÓXIDOS DE NITROGÊNIO (NO<sub>x</sub>).....</b>	<b>9</b>
ESCOPO .....	10
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....</b>	<b>11</b>
<b>1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>13</b>
1.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil.....	13
1.2 Geração de eletricidade nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023 .....	17
1.2.1 Geração de eletricidade por subsistema, estado e município .....	22
<b>2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA .....</b>	<b>25</b>
2.1 Emissões de gases de efeito estufa nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023.....	25
2.1.1 Emissões de gases de efeito estufa por subsistema, estado e município .....	28
2.2 Eficiência energética das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023 .....	29
2.3 Taxas de emissão de CO <sub>2</sub> e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023.....	32
<b>3. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA POR EMPRESAS GERADORAS .....</b>	<b>36</b>
3.1 Taxas de emissão de CO <sub>2</sub> e das empresas geradoras .....	42
<b>4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS.....</b>	<b>44</b>
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>48</b>
<b>6. METODOLOGIA DETALHADA.....</b>	<b>50</b>
6.1 Fontes de informação.....	50
6.1.1 Lista de termelétricas inventariadas e respectivas gerações de eletricidade .....	50
6.1.2 Identificação dos proprietários das usinas termelétricas inventariadas.....	51
6.1.3 Consumo de combustíveis fósseis por usina inventariada .....	52
6.1.4 Emissões de óxidos de nitrogênio por usina inventariada .....	54
6.2 Procedimentos de cálculo.....	55
6.2.1 Fator de capacidade por usina .....	55
6.2.2 Eficiência energética.....	55
6.2.3 Emissões de gases de efeito estufa por usina .....	56
6.2.4 Taxa de emissão.....	57
6.2.5 Alocação da geração de eletricidade e das emissões aos proprietários das usinas.....	58
6.3 Alterações de metodologia considerando o inventário de ano-base 2022.....	58
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>59</b>
<b>ANEXO Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência .....</b>	<b>61</b>



# 1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

## 1.1 Evolução da geração de energia elétrica no Brasil

Desde o início dos anos 2000, a matriz elétrica brasileira passa por uma transição na qual a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétrica ocorre a taxas inferiores às observadas historicamente. No gráfico da Figura 1, é possível observar que, a partir de 2011, começa a ocorrer um certo descolamento entre as curvas referentes à geração hidráulica e à geração total brasileira. Assim, de 2002 a 2023, **a geração total de energia elétrica cresceu 105%, enquanto a geração por meio da fonte hidráulica experimentou uma ampliação de apenas 49%.**

Tal fato está atrelado à estabilização da geração hidráulica, que desde 2006 se encontra em uma faixa de 350 a 430 TWh; e à diversificação das fontes de geração, puxada por fontes renováveis não hídricas como biomassa, eólica e solar e pela expansão do uso de combustíveis fósseis.

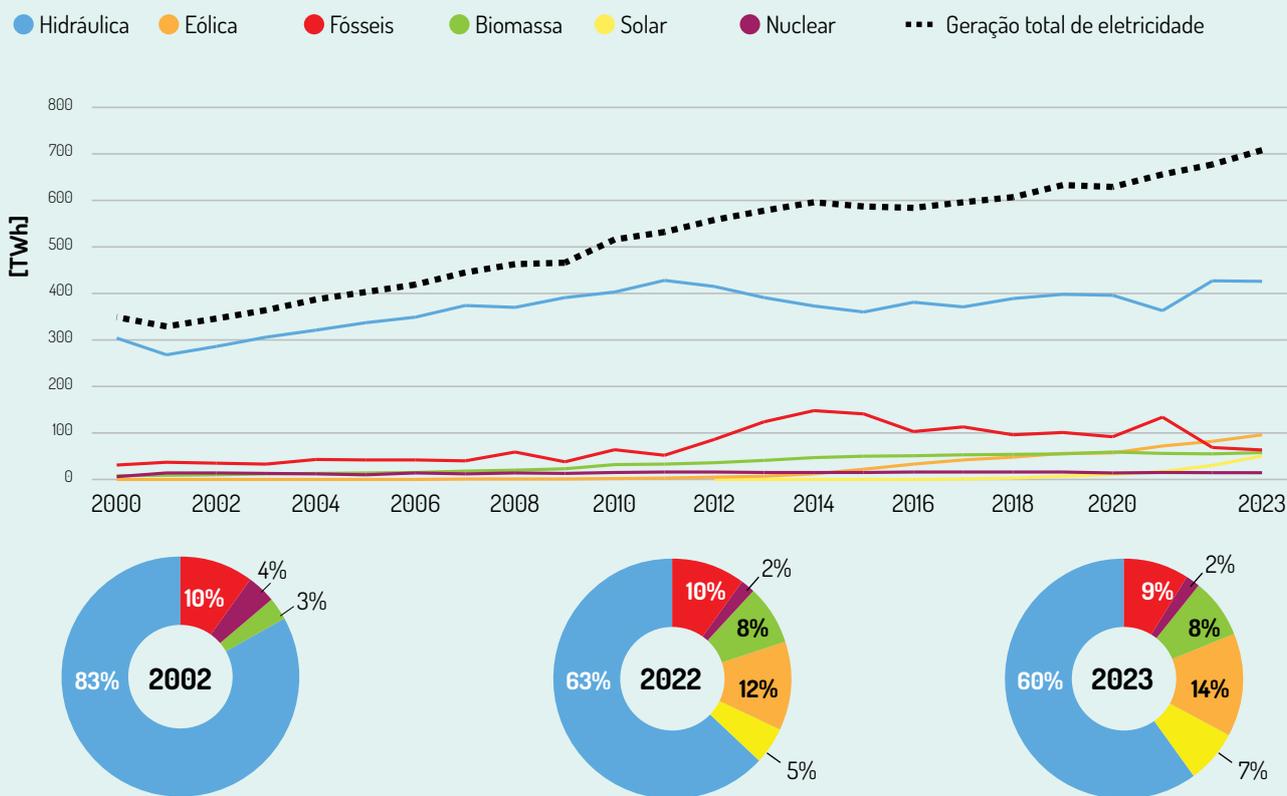
A hidroeletricidade ainda ocupa, com folga, a posição de mais importante fonte de geração da matriz elétrica brasileira, representando 60% de toda geração em 2023. Nesse sentido, é sabido que o regime hidrológico tem grande influência sobre a produção nacional de eletricidade. Se, em 2021, a forte crise hídrica reduziu a geração hidrelétrica em 8% em comparação a 2020 (maior queda desde 2001), a recuperação dos reservatórios nos anos de 2022 e 2023 fez com que a geração hidroelétrica alcançasse seu segundo e terceiro maior patamar histórico (427 e 426 TWh).

Como consequência, a geração termelétrica fóssil, que em 2021 havia representado 20% da produção total de eletricidade (135 TWh), registrou quedas expressivas nos anos seguintes. Em 2023, a geração fóssil correspondeu a 9% da geração, com quase 64 TWh, sendo, inclusive, ultrapassada pelo segundo ano consecutivo pela geração eólica, que atingiu 14% da geração em 2023 (96 TWh).

Ainda que essa elevada participação fóssil em 2021 e a subsequente queda em 2022 e 2023 possam ser consideradas pontuais por refletirem um momento atípico na geração hidrelétrica, nota-se um crescimento consistente na capacidade instalada de termelétricas fósseis no decorrer dos anos, tendo esta aumentado 83% de 2005 a 2023.



**FIGURA 1** Geração de eletricidade por fonte energética em centrais elétricas de serviço público ou de autoprodução

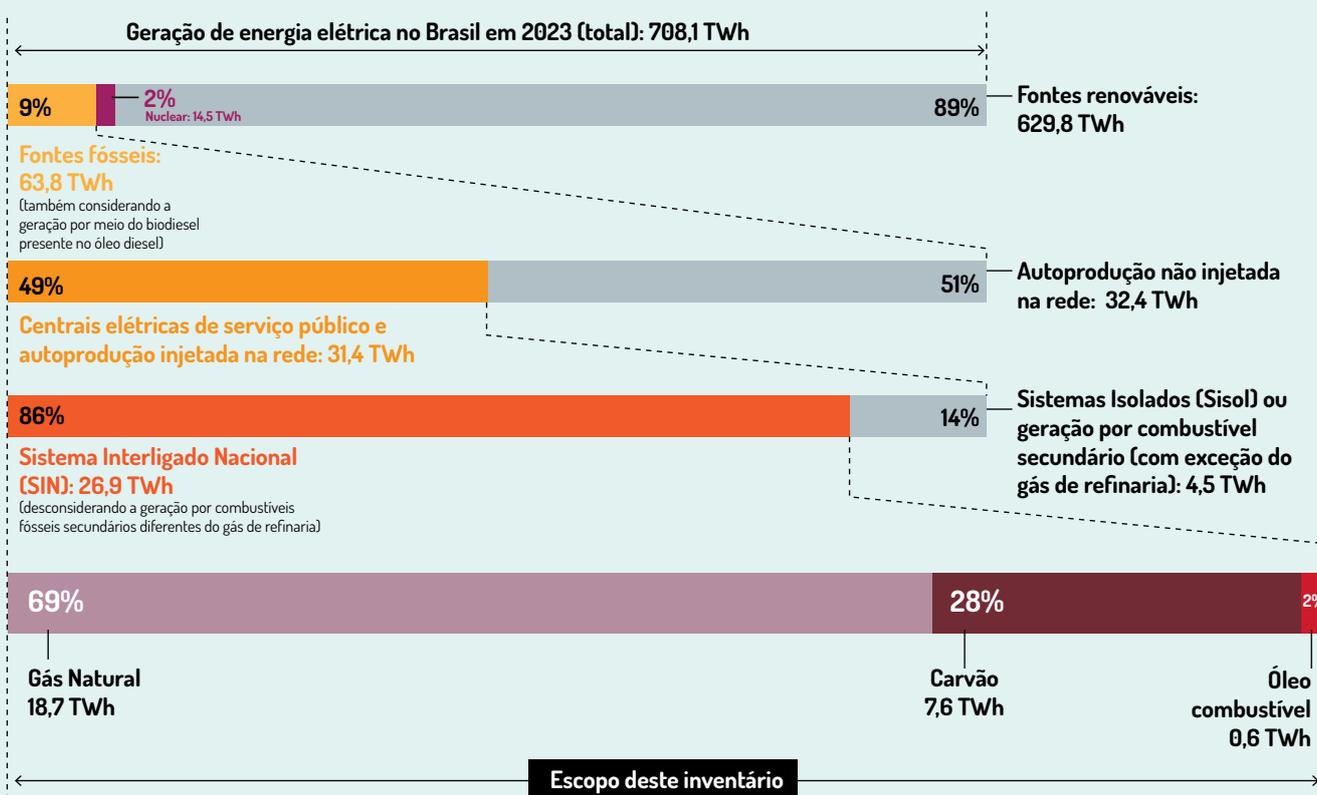


Nota: A geração atribuída ao biodiesel presente no óleo diesel foi alocada dentro da geração termelétrica fóssil  
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2024b.

Vale lembrar que a termelétricidade fóssil pode ser proveniente tanto de usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), centrais elétricas de serviço público ou centrais elétricas autoprodutoras com excedente de geração e aptas a comercializarem eletricidade, quanto de usinas que não injetam nesse sistema, isto é, plantas dos denominados Sistemas Isolados (Sisol)<sup>1</sup> ou autoprodutoras que geram apenas para consumo próprio (BOX 1).

A base de dados de geração termelétrica utilizada para listar as usinas aqui inventariadas (ONS, 2024) apresentava apenas usinas conectadas ao SIN despachadas pela ONS, impossibilitando, portanto, a apresentação de informações relacionadas às usinas do Sisol ou àquelas de autoprodução que não injetaram energia na rede pública de transmissão e distribuição de eletricidade. Dessa forma, é importante frisar que, conforme ilustra a figura a seguir, **este inventário tem como escopo as termelétricas a combustíveis fósseis que disponibilizaram energia ao SIN entre 2020 e 2023**<sup>2</sup> (excluindo as plantas cujos combustíveis não foi possível determinar<sup>3</sup>). Além disso, nessa edição, usinas com menos de 2 GWh de geração não foram inventariadas, uma vez que representavam apenas 0,01% da geração total.

- Os sistemas isolados se encontram principalmente em municípios distantes das linhas de transmissão e que ainda não puderam ser conectados ao SIN por motivos técnicos e/ou econômicos.
- Embora as térmicas autoprodutoras que injetaram no SIN em 2023 estejam aqui incluídas, vale ressaltar que apenas 0,2% da geração inventariada é de responsabilidade dessa categoria de usinas.
- Algumas usinas listadas na base de dados da ONS possuíam informações divergentes a respeito do combustível empregado, o que impossibilitava a estimativa de emissões. Por isso, tais usinas foram retiradas deste inventário. Mais informações podem ser acessadas no capítulo referente a metodologia deste trabalho.

**FIGURA 2 Escopo coberto neste inventário (ano-base 2023)**


Fonte: Elaboração própria a partir de ONS, 2024b; e EPE, 2024b.

**As usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis conectadas ao SIN geraram 26,9 TWh em 2023**, dos quais 18,7 TWh (69%) foram produzidos a partir do gás natural. O carvão mineral, segundo em geração, foi responsável por 7,6 TWh, contribuindo, portanto, com 28% da produção de eletricidade fóssil. Já o óleo combustível teve uma participação muito mais discreta, com produção menor que 1 TWh.

A próxima figura evidencia o papel preponderante que o gás natural tem assumido na geração fóssil. Nota-se que, mesmo em tempos de baixa geração termelétrica como em 2023, quando a geração a gás natural caiu para menos de um terço da produzida em 2021, as usinas movidas a esse combustível são as mais acionadas entre as representantes do parque fóssil brasileiro, mantendo participação elevada na geração proveniente de combustíveis não renováveis.

#### BOX 1 - CENTRAIS ELÉTRICAS DE AUTOPRODUTORES

Autoprodutores são consumidores que investem em centrais elétricas próprias para suprir total ou parcialmente suas demandas por eletricidade. Quando a geração de energia elétrica em uma usina de autoprodutor é maior do que o montante consumido, é possível comercializar e injetar o excedente nas redes públicas de transmissão e distribuição.

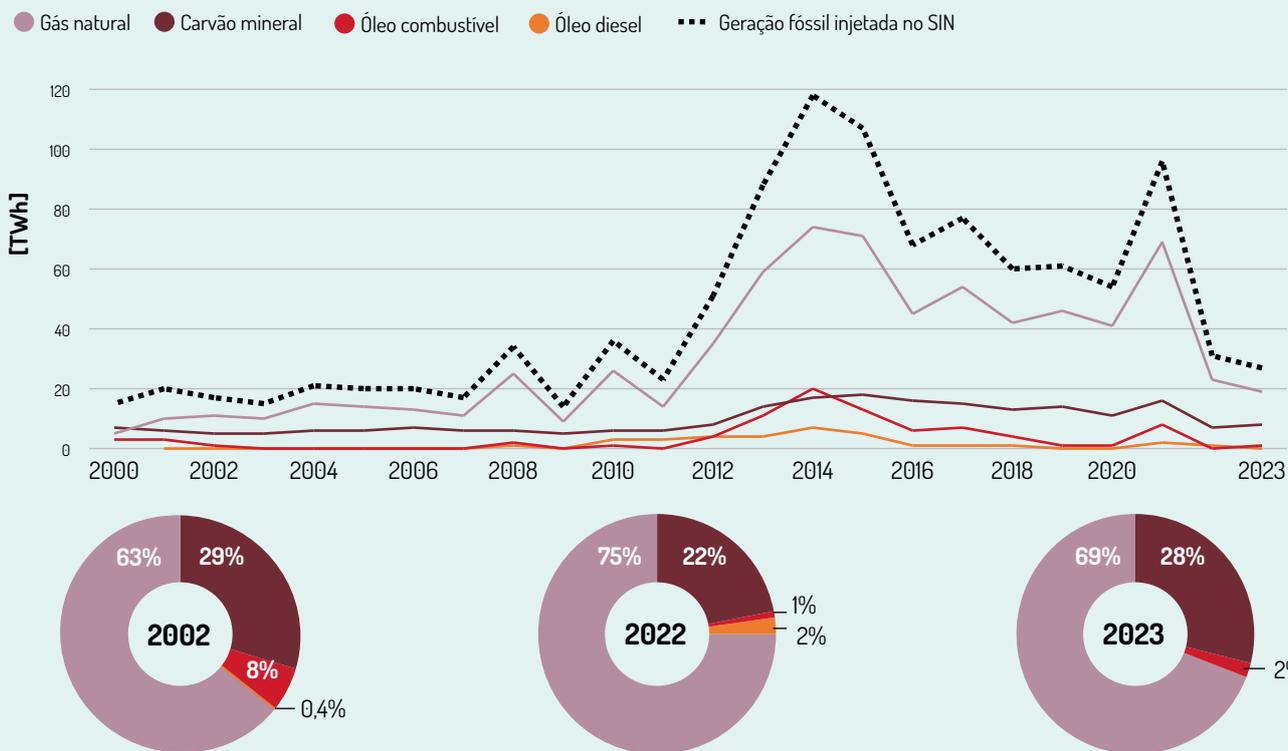
Em 2023, as usinas de autoprodutores geraram 142,3 TWh, o que equivale a 20% do total de energia elétrica ofertado no Brasil (EPE, 2024b).

Considerando apenas a termelétricidade fóssil, o montante de energia gerada em 2023 nas mais de 60 térmicas fósseis de autoprodutores foi de 33,4 TWh, valor que representou 50% de toda geração fóssil no país (EPE, 2024b).

Diversas instalações industriais utilizam autoprodução de eletricidade, muitas vezes para reduzir custos e aproveitar fontes energéticas vinculadas ao processo industrial em questão (exploração de petróleo e gás, produção de açúcar e álcool, siderurgia, etc.).

A produção de combustíveis é a principal atividade econômica a utilizar autoprodução fóssil: em 2023, 74% (20,6 TWh) da eletricidade gerada nessa modalidade foi proveniente de usinas vinculadas à exploração de petróleo e gás ou ao refino de petróleo (EPE, 2023a). O gás natural é a principal fonte energética utilizada na geração dedicada de energia elétrica para a indústria de combustíveis. Uma prática bastante comum, por exemplo, é a utilização do gás diretamente retirado dos poços de petróleo para geração de eletricidade a ser utilizada no maquinário da própria planta de exploração.

**FIGURA 3 Geração fóssil de eletricidade por combustível em centrais elétricas do SIN**

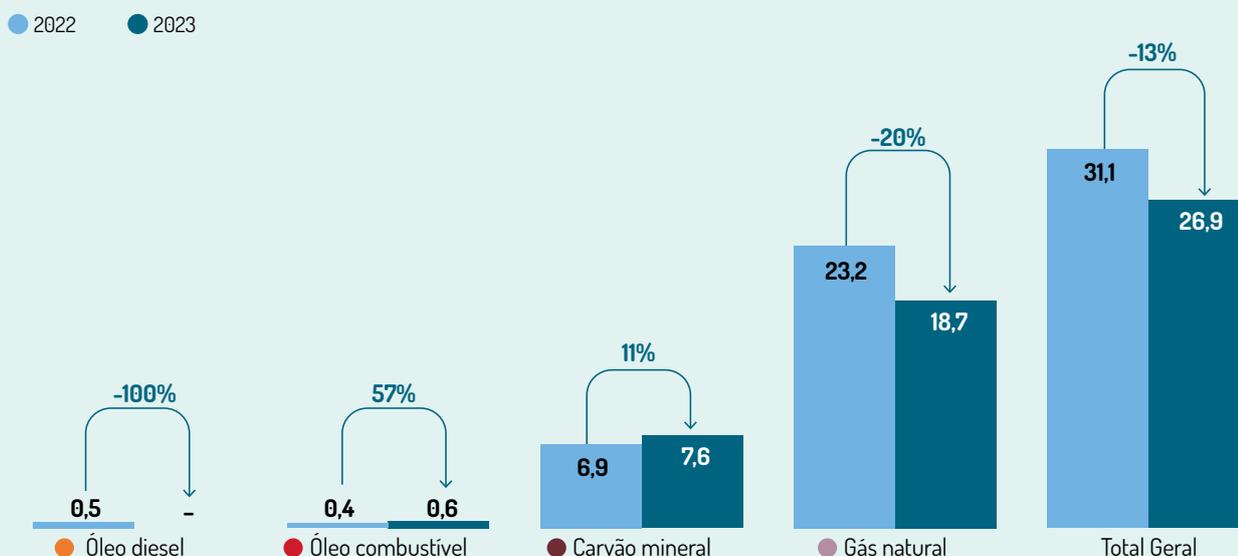


Fonte: Elaboração própria a partir de ONS, 2024b.

De maneira geral, a geração fóssil injetada no SIN continua com uma tendência de queda entre 2022 e 2023, com uma variação bruta de 4 TWh, muito puxada pela diminuição na geração a gás natural (-20%). As termelétricas a carvão mineral, por outro lado, apresentaram aumento em sua geração (11%) passando a representar 28% da geração inventariada. Tais variações podem ser melhor observadas na figura a seguir.



**FIGURA 4** Variação de geração por combustível nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em 2022 e 2023 [TWh]



## 1.2 Geração de eletricidade nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023

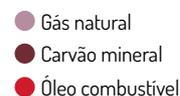
Em 2023, 67 termelétricas a combustíveis fósseis operaram no Sistema Interligado Nacional (SIN), gerando 26,9 TWh: 42 plantas movidas a gás natural como combustível principal, nove a carvão mineral e 16 a óleo combustível. As gerações de cada uma delas, os respectivos combustíveis principais utilizados e os locais onde estão instaladas são explicitados na próxima figura.

Um ponto a destacar é a concentração da geração em um número relativamente pequeno de usinas. A tabela 1 mostra que cinco usinas responderam por 42% da geração termelétrica aqui inventariada. Essas termelétricas são: As usinas a gás natural Mauá 3, com 2,6 TWh (9,7%); Parnaíba II, com 2,4 TWh (8,8%); Jorge Lacerda IV, a carvão mineral, com 2,3 (8,6%); Termorio, a gás natural, com 2,3 TWh (8,3%), e Candiota III, a carvão mineral, com 1,8 TWh (6,9%). Além disso, vale destacar que 65% da geração total inventariada provieram de apenas dez usinas, e a quase totalidade da eletricidade disponibilizada ao SIN em 2023 (96%) foi produzida por um pouco mais da metade do conjunto total de usinas (34 usinas).



**FIGURA 5** Eletricidade gerada por termelétrica fóssil do SIN em 2023, com destaque para o combustível principal de cada planta

	Usina	Município	UF	Geração [GWh]		
1	Mauá 3	Manaus	AM	2.624,0	10%	
2	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	2.357,9	9%	
3	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	2.305,8	9%	
4	Termorio	Duque de Caxias	RJ	2.247,0	8%	
5	Candiota III	Candiota	RS	1.858,7	7%	
6	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	1.767,8	7%	
7	Pampa Sul	Candiota	RS	1.525,7	6%	
8	Cubatão	Cubatão	SP	1.140,2	4%	
9	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.007,6	4%	
10	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	701,9	3%	
11	Aparecida Parte I	Manaus	AM	688,0	3%	
12	Termobahia	São Francisco do Conde	BA	644,5	2%	
13	Cristiano Rocha	Manaus	AM	584,2	2%	
14	Manauara	Manaus	AM	541,0	2%	
15	Tambaqui	Manaus	AM	540,0	2%	
16	Jaraquí	Manaus	AM	538,9	2%	
17	Ponta Negra	Manaus	AM	533,0	2%	
18	Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	518,4	2%	
19	Norte Fluminense	Macaé	RJ	486,5	2%	
20	Marlim Azul	Macaé	RJ	474,1	2%	
21	Povoação 1	Linhares	ES	408,6	2%	
22	U-50	Ipojuca	PE	350,3	1%	
23	Karkey 013	Itaguaí	RJ	301,9	1%	
24	GNA I	São João da Barra	RJ	253,5	0,9%	
25	Viana 1	Viana	ES	204,2	0,8%	
26	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	203,9	0,8%	
27	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	201,7	0,7%	
28	Termomacaé	Macaé	RJ	200,0	0,7%	
29	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	148,7	0,6%	
30	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	136,4	0,5%	
31	Karkey 019	Itaguaí	RJ	126,1	0,5%	
32	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	118,8	0,4%	
33	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	104,1	0,4%	
34	Termopernambuco	Ipojuca	PE	98,2	0,4%	
35	Seropédica	Seropédica	RJ	96,3	0,4%	
36	Ibirité	Ibirité	MG	86,3	0,3%	
37	Fortaleza	Caucaia	CE	77,9	0,3%	
38	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	77,8	0,3%	
39	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	66,6	0,2%	
40	Termoçarã	Caucaia	CE	50,5	0,2%	
41	Figueira	Figueira	PR	46,0	0,2%	
42	REFAP	Canoas	RS	45,2	0,2%	
43	Porto do Itaquí	São Luís	MA	33,0	0,1%	
44	Prosperidade III	Camaçari	BA	30,6	0,1%	
45	Barra Bonita I	Pitanga	PR	29,8	0,1%	
46	Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	28,9	0,1%	
47	Porsud II	Itaguaí	RJ	28,6	0,1%	
48	Prosperidade II	Camaçari - BA	BA	25,8	0,1%	
49	Nova Piratininga	São Paulo	SP	25,6	0,1%	
50	Porsud I	Itaguaí	RJ	24,9	0,1%	
51	Termoparaíba	João Pessoa	PB	22,2	0,1%	
52	Rhodia Paulínia	Paulínia	SP	21,8	0,1%	
53	Termonordeste	João Pessoa	PB	20,9	0,1%	
54	Viana	Viana	ES	18,7	0,1%	
55	Pernambuco III	Igarassu	PE	17,7	0,1%	
56	Campina Grande	Campina Grande	PB	15,1	0,1%	
57	Geramar II	Miranda do Norte	MA	14,7	0,1%	
58	Geramar I	Miranda do Norte	MA	14,6	0,1%	
59	Maracanaú I	Maracanaú	CE	11,4	0,04%	
60	Muricy	Camaçari	BA	9,7	0,04%	
61	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	9,3	0,03%	
62	Prosperidade I	Camaçari	BA	8,7	0,03%	
63	Global II	Candeias	BA	8,6	0,03%	
64	Global I	Candeias	BA	8,1	0,03%	
65	Arembepe	Camaçari	BA	7,9	0,03%	
66	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	5,3	0,02%	
67	Prosperidade IV	Camaçari	BA	2,2	0,01%	





A grande variação entre o montante de energia gerado por cada usina resulta de uma série de fatores: potência, custo de geração, restrições no sistema de transmissão, inflexibilidade (tempo mínimo de operação) declarada pelos empreendedores, disponibilidade de combustível, manutenções preventivas ou corretivas, etc<sup>4</sup>. Nesse sentido, os fatores de capacidade<sup>5</sup> das usinas podem variar consideravelmente.

A figura 6 evidencia esse aspecto em 2023. Nota-se um número reduzido de usinas com fatores de capacidade superiores a 50%, enquanto grande parte das usinas (33) operaram em menos de 5% de suas capacidades máximas, possivelmente tendo sido acionadas apenas para comprovação de disponibilidade<sup>6</sup>.

**TABELA 1 Número de usinas e participação no total de geração termelétrica inventariada**

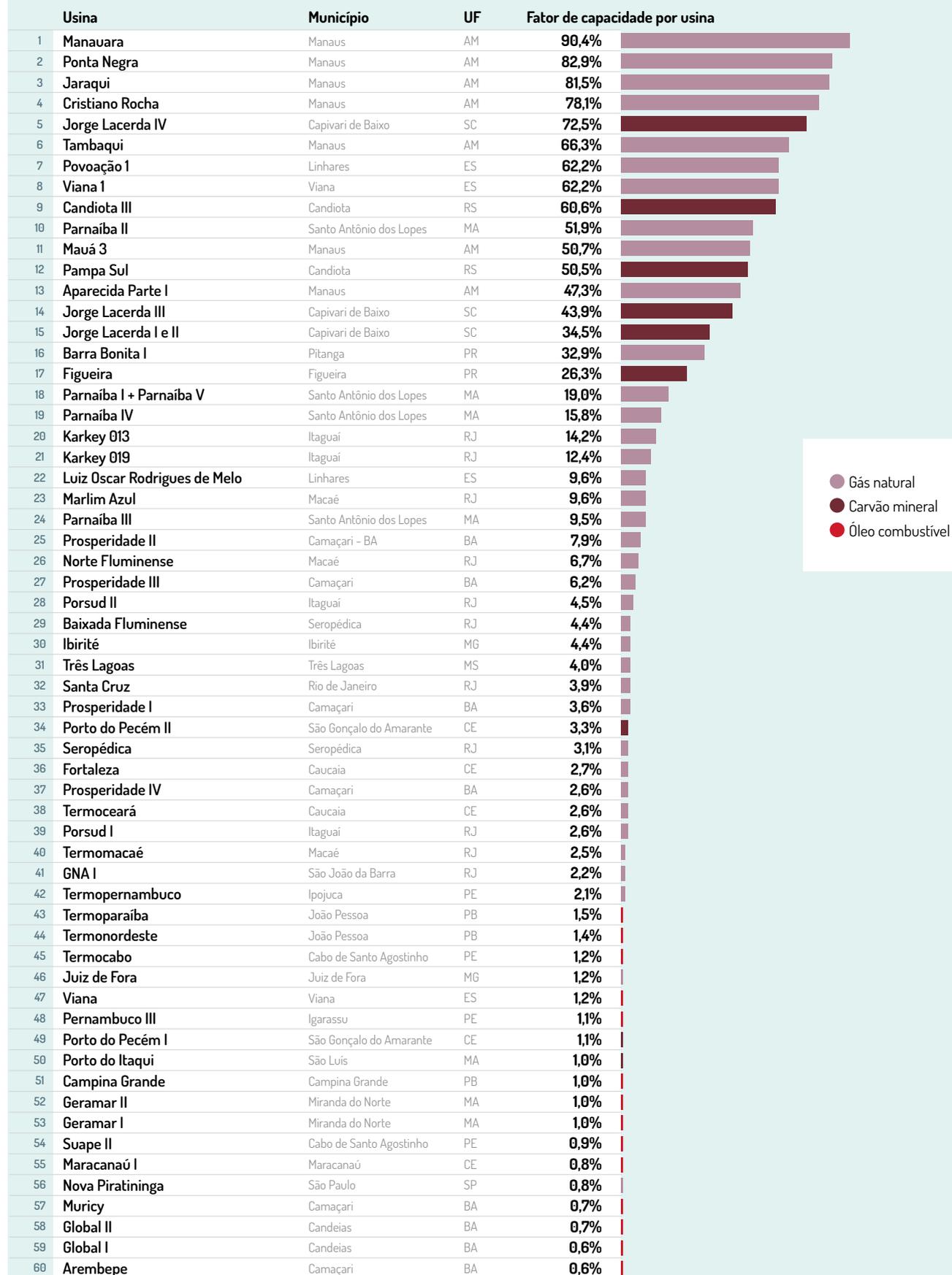
Número de usinas (em ordem decrescente de geração)	Geração do grupo de usinas	Participação no total de geração
67 (conjunto total de usinas)	<b>26,9 TWh</b>	<b>100%</b>
34 maiores geradoras	<b>25,9 TWh</b>	<b>96%</b>
10 maiores geradoras	<b>17,5 TWh</b>	<b>65%</b>
5 maiores geradoras	<b>11,4 TWh</b>	<b>42%</b>
3 maiores geradoras	<b>7,3 TWh</b>	<b>27%</b>
1 (maior geradora)	<b>2,6 TWh</b>	<b>10%</b>

4 O Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável por coordenar e controlar a geração e a transmissão de energia elétrica no SIN, otimiza operacionalmente o sistema, determinando o despacho (energia gerada) das usinas instaladas nas diferentes regiões do país.

5 Porcentagem de eletricidade gerada em uma planta em relação a sua capacidade máxima de produção em um determinado intervalo de tempo.

6 A comprovação de disponibilidade para usinas despacháveis centralizadamente consiste na geração plena da unidade geradora ou do grupo de unidades, supervisionada por um período mínimo de 4 horas ininterruptas (ONS, 2019).

**FIGURA 6 Fator de capacidade por termelétrica fóssil do SIN em 2023, com destaque para o combustível principal de cada planta**

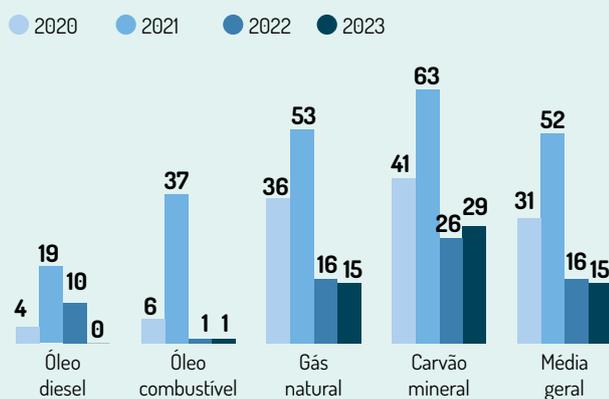


Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram representadas (vide item 6.2.1 da Metodologia).

Observa-se que usinas a gás natural apresentaram os maiores fatores de capacidade do país, especialmente aquelas localizadas em Manaus, onde estão cinco das dez térmicas com maior valor para esse parâmetro. A usina Manauara destaca-se como a planta que apresentou o maior fator de capacidade em 2023 (90,4%), mesmo ocupando apenas a 14ª posição no *ranking* de usinas que mais geraram (figura 5), indicando sua menor potência frente às outras usinas do SIN. No entanto, na média, assim como em 2022, as termelétricas a carvão mineral foram as que mais operaram em 2023, tendo alcançado um fator de capacidade médio de 29%, ainda assim muito aquém dos 63% de 2021, principalmente pelo declínio da geração das usinas movidas a este combustível no Nordeste.

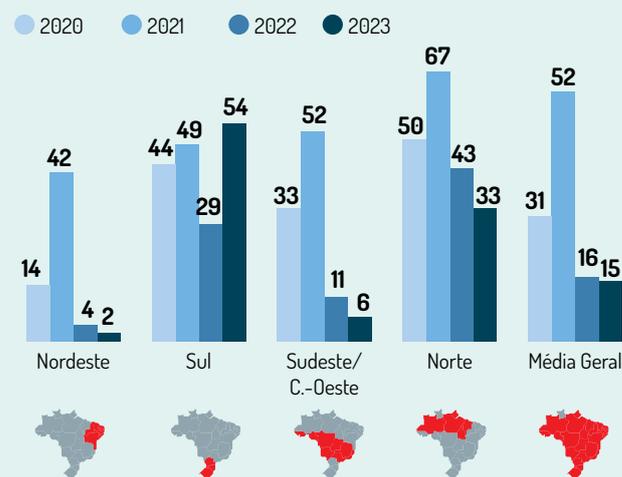
Destaca-se também uma grande diferença entre os subsistemas<sup>7</sup> do SIN quanto ao fator de capacidade médio de suas usinas. No subsistema Sul, as termelétricas operaram em 2023 com um fator de capacidade médio de 54%, bem superior ao alcançado pelos demais subsistemas – devido, principalmente, à inflexibilidade das UTEs a carvão ali presentes. Já os subsistemas Sudeste/ Centro-Oeste e Nordeste tiveram quedas em seus fatores de capacidade, tendo alcançado os valores de 6% e 2%, respectivamente.

**FIGURA 7 Fatores de capacidade médios das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN por combustível principal empregado (%)**



Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram consideradas. Vide item 6.2.1 da Metodologia.

**FIGURA 8 Fatores de capacidade médios das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN por subsistema (%)**



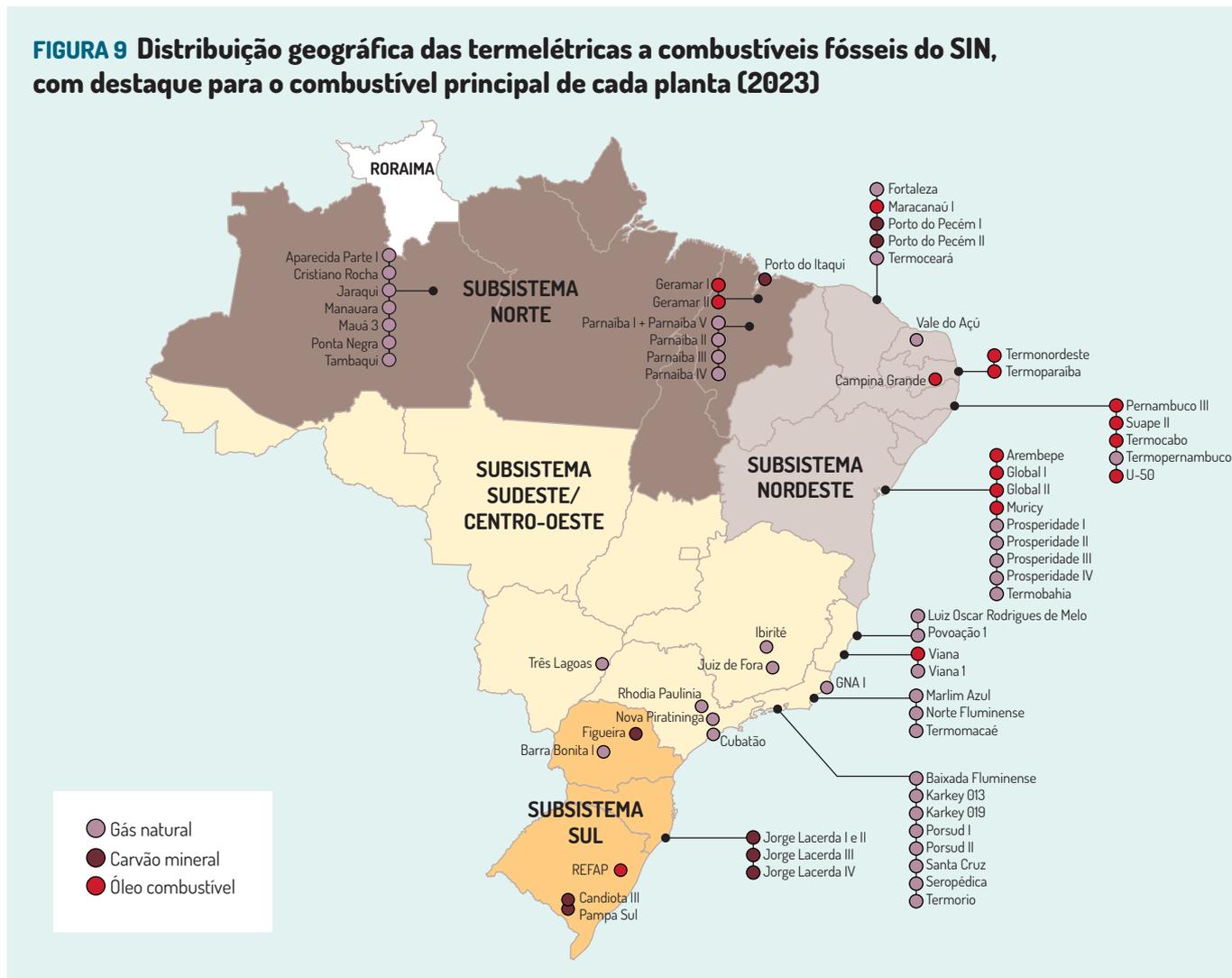
Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram consideradas. Vide item 6.2.1 da Metodologia.

<sup>7</sup> O SIN é composto por quatro subsistemas: Subsistema Sul (S), composto inteiramente pela Região Sul do Brasil; Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), formado pelas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, além dos estados do Acre e de Rondônia; Subsistema Nordeste (NE), composto pelos estados da Região Nordeste do país, com exceção do Maranhão; e Subsistema Norte (N), constituído pelos estados de Amapá, Amazonas, Pará, Tocantins e Maranhão. Roraima é o único estado sem nenhuma região conectada ao SIN e que, portanto, ainda não pertence a um subsistema.

### 1.2.1 Geração de eletricidade por subsistema, estado e município

A próxima figura ilustra os subsistemas e as regiões geográficas onde se localizam as usinas aqui inventariadas.

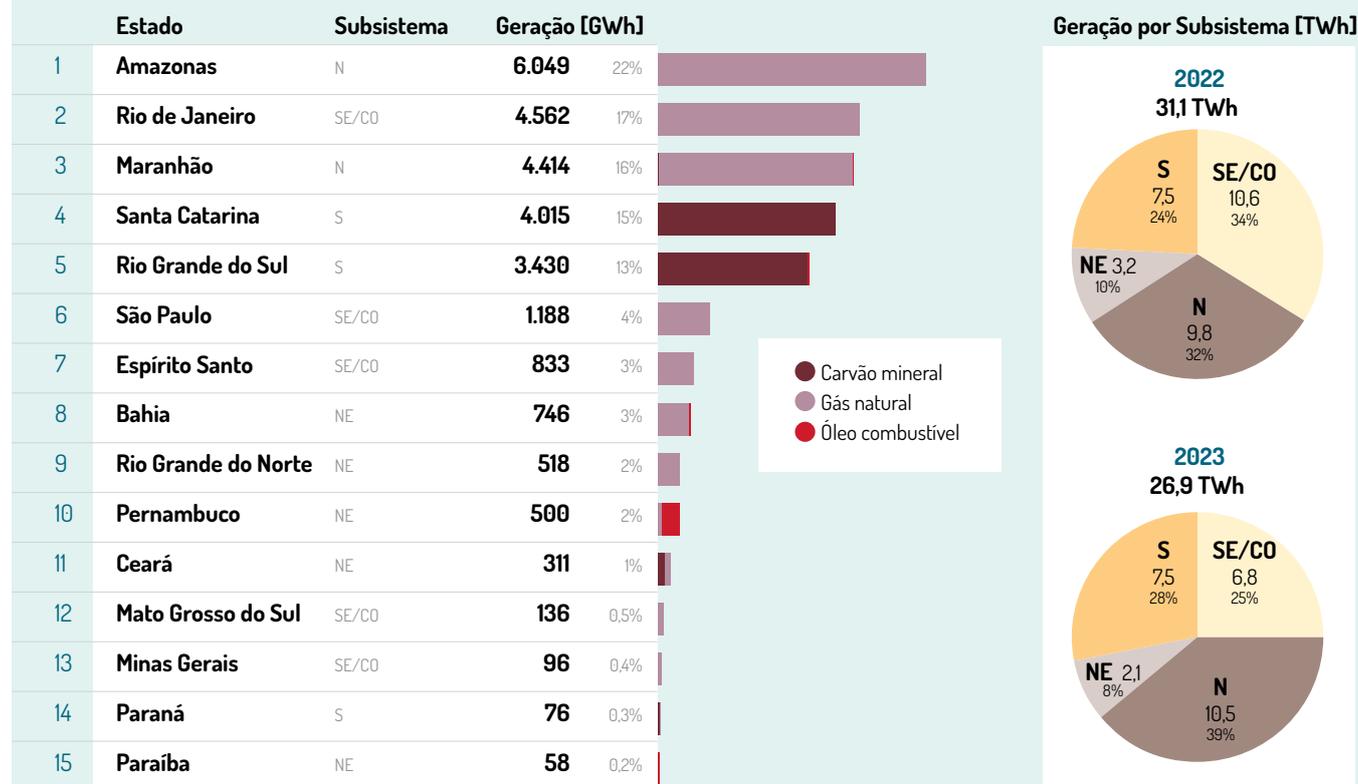
**FIGURA 9 Distribuição geográfica das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN, com destaque para o combustível principal de cada planta (2023)**



O Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste são os subsistemas com o maior número de usinas operantes em 2023, com 23 e 22 usinas, respectivamente. Por outro lado, o subsistema Sul, que possui o menor número de usinas, é responsável pela segunda maior representatividade na geração de energia fóssil, contribuindo com quase 30% da geração total do país, o que equivale a 7,5 TWh do total inventariado. O subsistema Norte, por sua vez, apesar de representar apenas 21% das unidades geradoras em 2023, passou a ser o mais representativo na geração de energia, respondendo por quase 40% da produção total, o que equivale a 10 TWh do total inventariado.

Chama a atenção a grande concentração da geração termelétrica em poucas unidades da federação: 83% da eletricidade inventariada foi produzida em apenas cinco estados - Amazonas, Rio de Janeiro, Maranhão, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Embora essa característica se repita nos últimos anos, observa-se que, entre 2022 e 2023, houve uma mudança na liderança da geração. Em 2022, o Rio de Janeiro era o maior gerador, com mais de 6,5 TWh, mas em 2023 essa produção caiu mais de 30%, chegando a 4,6 TWh. Já o Amazonas passou de 5,7 TWh para 6 TWh.

**FIGURA 10** Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2023, segundo combustível, estado e subsistema

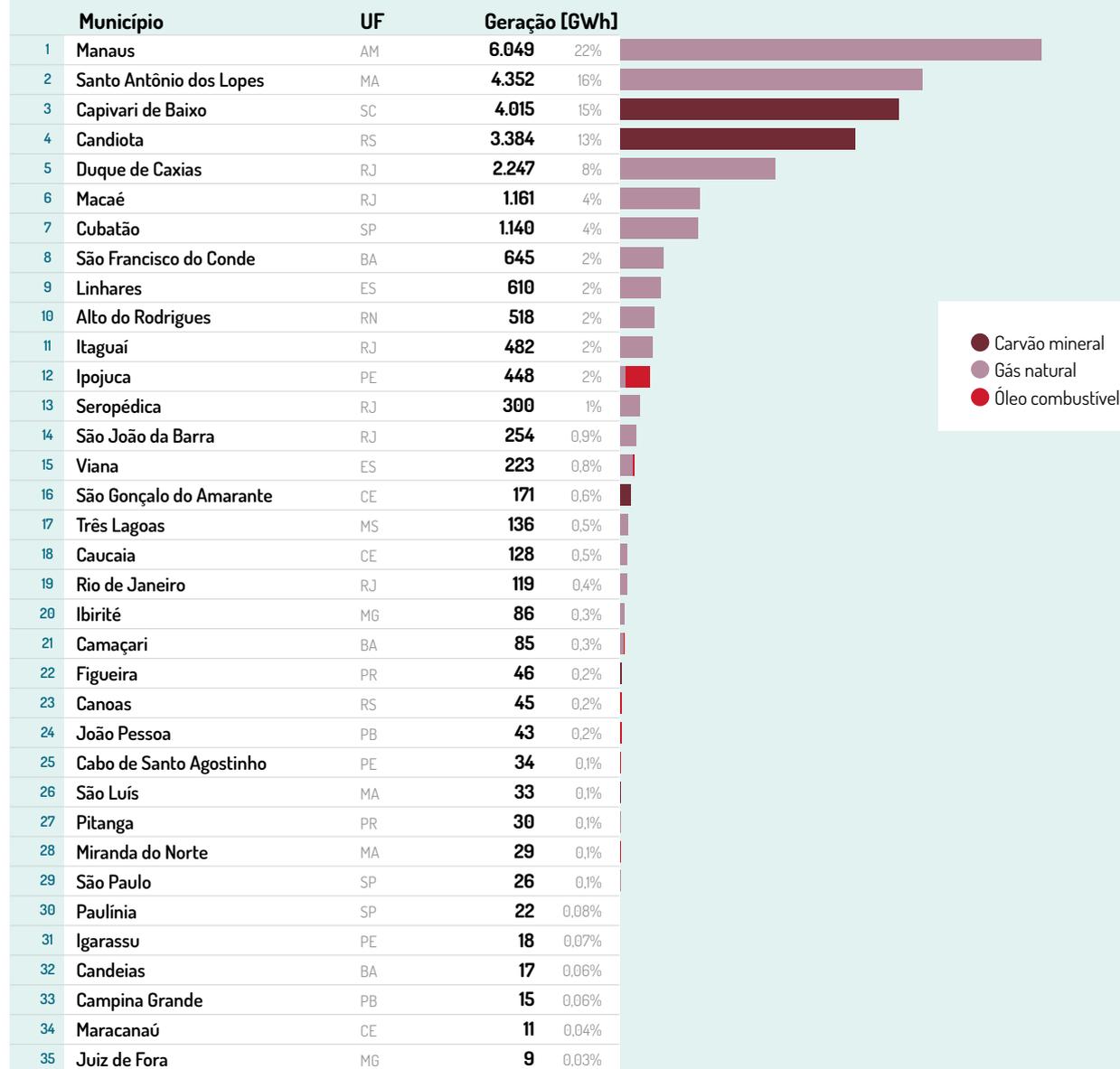


Assim como em 2022, as termelétricas a combustíveis fósseis do SIN estavam distribuídas em 35 municípios em 2023, entretanto, a geração se concentrou em poucos deles. Aproximadamente, 74% da energia inventariada foi gerada em apenas cinco cidades:

- **Manaus (AM):** local onde estão situadas as quatro usinas com maiores fatores de capacidade em 2023 e a maior geradora inventariada;
- **Santo Antônio dos Lopes (MA):** cidade onde está instalado o Conjunto Termelétrico Parnaíba de 1,8 GW de potência e abriga a segunda e a sexta usinas com maior geração em 2023;
- **Capivari de Baixo (SC):** município do conjunto a carvão mineral Jorge Lacerda, responsável por 15% da geração em 2023;
- **Candiota (RS):** município sede das usinas Candiota III e Pampa Sul, a carvão mineral;
- **Duque de Caxias (RJ):** onde está situada a usina Termorio, a quarta maior geradora de 2023.



**FIGURA 11** Geração fóssil de eletricidade em centrais elétricas do SIN no ano de 2023, segundo combustível e município

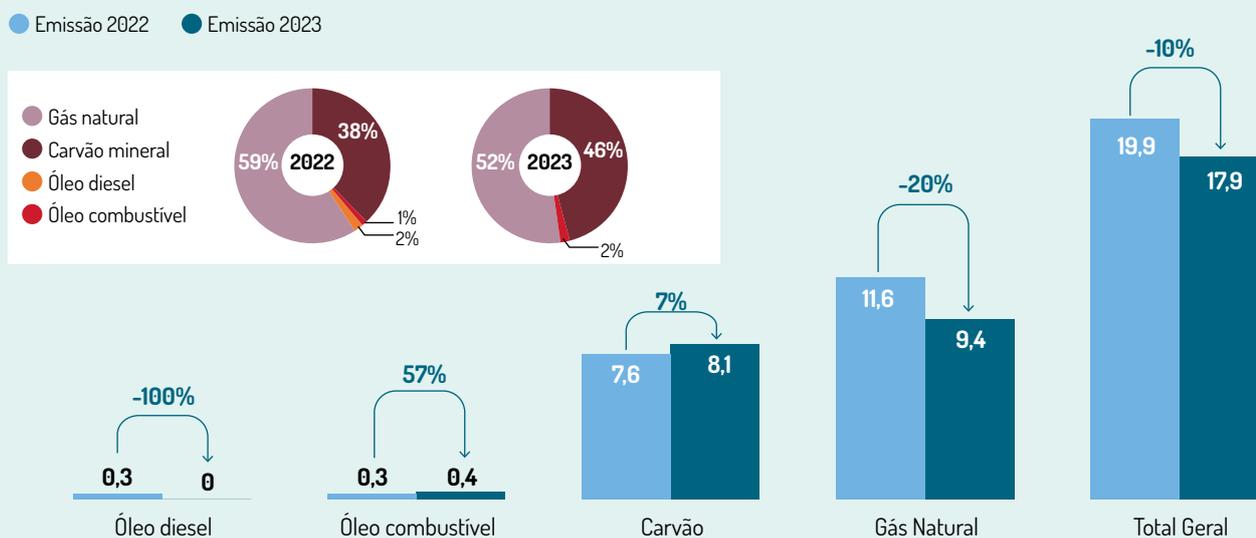


# 2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

## 2.1 Emissões de gases de efeito estufa nas termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023

Ao todo, as 67 usinas aqui inventariadas emitiram 17,9 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e) em 2023, representando uma redução de 10% em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do SIN em 2022. Essa diminuição de emissões é reflexo de um período de condições climáticas favoráveis à geração hidrelétrica após a crise hídrica de 2021, além do crescimento de outras fontes renováveis. Com isso, a queima de todos os combustíveis fósseis utilizados para geração elétrica caiu, com exceção do carvão mineral, conforme é possível observar na figura 12. Vale destaque para as emissões providas de usinas com óleo diesel como combustível principal que foram inexpressivas em 2023 já que não houve geração significativa por essa fonte.

**FIGURA 12 Participação e variação de emissões de gases de efeito estufa por combustível principal nas usinas termelétricas fósseis que injetaram eletricidade no SIN em 2022 e 2023 [milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e]**



Nota: As emissões estão distribuídas segundo combustível principal das usinas



Assim como nos outros anos inventariados, as emissões do setor elétrico brasileiro se concentraram em um número relativamente pequeno de termelétricas: 71% dos gases de efeito estufa emitidos em 2023 foram de responsabilidade de somente dez usinas. Além disso, a quase totalidade do CO<sub>2</sub>e inventariado (96%) foi proveniente de apenas 34 plantas, representando quase metade das usinas fósseis que disponibilizaram eletricidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Cabe destacar que as três usinas que mais emitiram em 2023 foram UTEs a carvão mineral localizadas no Sul do país, sendo Candiota III àquela mais emissora (2,2 milhões de tCO<sub>2</sub>e).

A figura 13 ilustra a distribuição das emissões de gases de efeito estufa por usina, além de especificar os combustíveis queimados – lembrando que, além do combustível principal, algumas usinas podem também utilizar combustíveis secundários e, por isso, apresentam emissões de mais de uma fonte energética. A tabela 2, por sua vez, quantifica o fato citado no parágrafo anterior: pequenos grupos de térmicas concentraram a maior parte das emissões.

**TABELA 2 Número de usinas e participação no total de emissões de gases de efeito estufa**

Número de usinas (em ordem decrescente de emissões)	Emissões do grupo de usinas [toneladas de CO <sub>2</sub> e]	Participação no total de emissões
67 (conjunto total de usinas)	<b>17,9 milhões</b>	<b>100%</b>
34 maiores geradoras	<b>17,2 milhões</b>	<b>96%</b>
10 maiores geradoras	<b>12,6 milhões</b>	<b>71%</b>
5 maiores geradoras	<b>8,3 milhões</b>	<b>46%</b>
3 maiores geradoras	<b>6,1 milhões</b>	<b>34%</b>
1 (maior emissora)	<b>2,2 milhões</b>	<b>12%</b>

**FIGURA 13 Emissões de gases de efeito estufa por termelétrica fóssil de serviço público do SIN em 2023, com destaque para os combustíveis utilizados em cada planta**

	Usina	Município	UF	Emissões [mil toneladas de CO <sub>2</sub> e]	
1	Candiota III	Candiota	RS	2.240	13%
2	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	2.078	12%
3	Pampa Sul	Candiota	RS	1.787	10%
4	Mauá 3	Manaus	AM	1.106	6%
5	*Termorio	Duque de Caxias	RJ	1.093	6%
6	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.075	6%
7	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	939	5%
8	*Cubatão	Cubatão	SP	827	5%
9	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	763	4%
10	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	728	4%
11	*Termobahia	São Francisco do Conde	BA	434	2%
12	Aparecida Parte I	Manaus	AM	402	2%
13	*Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	334	2%
14	Jaraqui	Manaus	AM	307	2%
15	Tambaqui	Manaus	AM	302	2%
16	Manauara	Manaus	AM	294	2%
17	Cristiano Rocha	Manaus	AM	259	1%
18	Ponta Negra	Manaus	AM	257	1%
19	*U-50	Ipojuca	PE	232	1%
20	*Rhodia Paulínia	Paulínia	SP	199	1%
21	Norte Fluminense	Macaé	RJ	197	1%
22	Povoação 1	Linhares	ES	193	1%
23	Marlim Azul	Macaé	RJ	185	1%
24	Karkey 013	Itaguaí	RJ	151	0,8%
25	GNA I	São João da Barra	RJ	97	0,5%
26	Viana 1	Viana	ES	97	0,5%
27	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	96	0,5%
28	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	95	0,5%
29	Termomacaé	Macaé	RJ	91	0,5%
30	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	90	0,5%
31	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	81	0,5%
32	Termopernambuco	Ipojuca	PE	80	0,4%
33	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	70	0,4%
34	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	65	0,4%
35	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	64	0,4%
36	Karkey 019	Itaguaí	RJ	63	0,4%
37	Seropédica	Seropédica	RJ	49	0,3%
38	Figueira	Figueira	PR	43	0,2%
39	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	39	0,2%
40	Fortaleza	Caucaia	CE	35	0,2%
41	Ibirité	Ibirité	MG	34	0,2%
42	Porto do Itaquí	São Luís	MA	32	0,2%
43	Termoceaná	Caucaia	CE	31	0,2%
44	*REFAP	Canoas	RS	30	0,2%
45	Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	20	0,1%
46	Nova Piratinga	São Paulo	SP	18	0,1%
47	Termoparaíba	João Pessoa	PB	15	0,1%
48	Prosperidade III	Camaçari	BA	15	0,1%
49	Termonordeste	João Pessoa	PB	15	0,1%
50	Porsud II	Itaguaí	RJ	14	0,1%
51	Barra Bonita I	Pitanga	PR	14	0,1%
52	Prosperidade II	Camaçari	BA	13	0,1%
53	Porsud I	Itaguaí	RJ	12	0,1%
54	Pernambuco III	Igarassu	PE	12	0,1%
55	Viana	Viana	ES	12	0,1%
56	Campina Grande	Campina Grande	PB	10	0,1%
57	Geramar II	Miranda do Norte	MA	10	0,1%
58	Geramar I	Miranda do Norte	MA	10	0,1%
59	Maracanaú I	Maracanaú	CE	7	0,04%
60	Muricy	Camaçari	BA	6	0,04%
61	Global II	Candeias	BA	6	0,03%
62	Arembepe	Camaçari	BA	6	0,03%
63	Global I	Candeias	BA	6	0,03%
64	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	5	0,03%
65	Prosperidade I	Camaçari	BA	4	0,02%
66	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	3	0,02%
67	Prosperidade IV	Camaçari	BA	1	0,01%



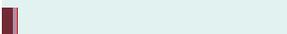
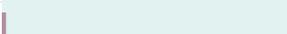
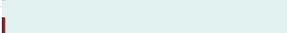
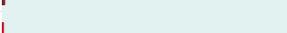
Nota: As usinas a cogeração de eletricidade e vapor e/ou de autoprodução estão destacadas com barras hachuradas e asteriscos em frente a seus nomes, uma vez que, devido aos seus arranjos tecnológicos, podem ter emissões diferentes das aqui apresentadas. Vide item 6.2.3 da Metodologia.

### 2.1.1 Emissões de gases de efeito estufa por subsistema, estado e município

O subsistema Sul foi o maior emissor de 2023, sendo responsável por 45% do total de emissões inventariadas, principalmente devido ao importante montante de energia produzida nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, mais especificamente nos municípios de Candiota (22,5%) e Capivari de Baixo (21,7%), como já dito, sedes de usinas relevantes a carvão mineral.

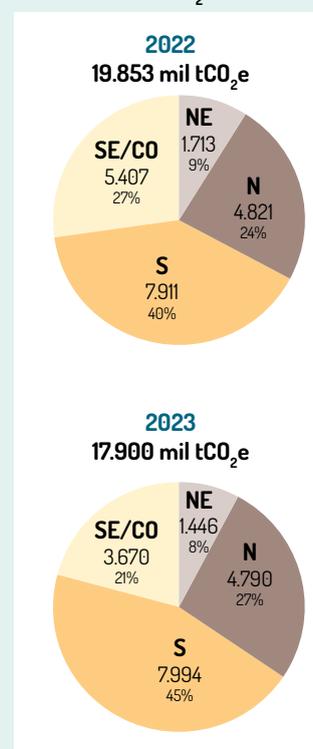
As próximas figuras ilustram esses e outros resultados por subsistema, estado e município.

**FIGURA 14 Emissões de gases de efeito estufa em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN no ano de 2023, segundo combustível, estado e subsistema**

	Estado	Subsistema	Emissão [mil toneladas de CO <sub>2</sub> e]		
1	Rio Grande do Sul	S	4.057	23%	
2	Santa Catarina	S	3.881	22%	
3	Amazonas	N	2.927	16%	
4	Rio de Janeiro	SE/CO	2.125	12%	
5	Maranhão	N	1.863	10%	
6	São Paulo	SE/CO	1.045	6%	
7	Bahia	NE	491	3%	
8	Espírito Santo	SE/CO	397	2%	
9	Pernambuco	NE	348	2%	
10	Rio Grande do Norte	NE	334	2%	
11	Ceará	NE	232	1%	
12	Mato Grosso do Sul	SE/CO	65	0,3%	
13	Paraná	S	57	0,4%	
14	Paraíba	NE	40	0,2%	
15	Minas Gerais	SE/CO	39	0,2%	

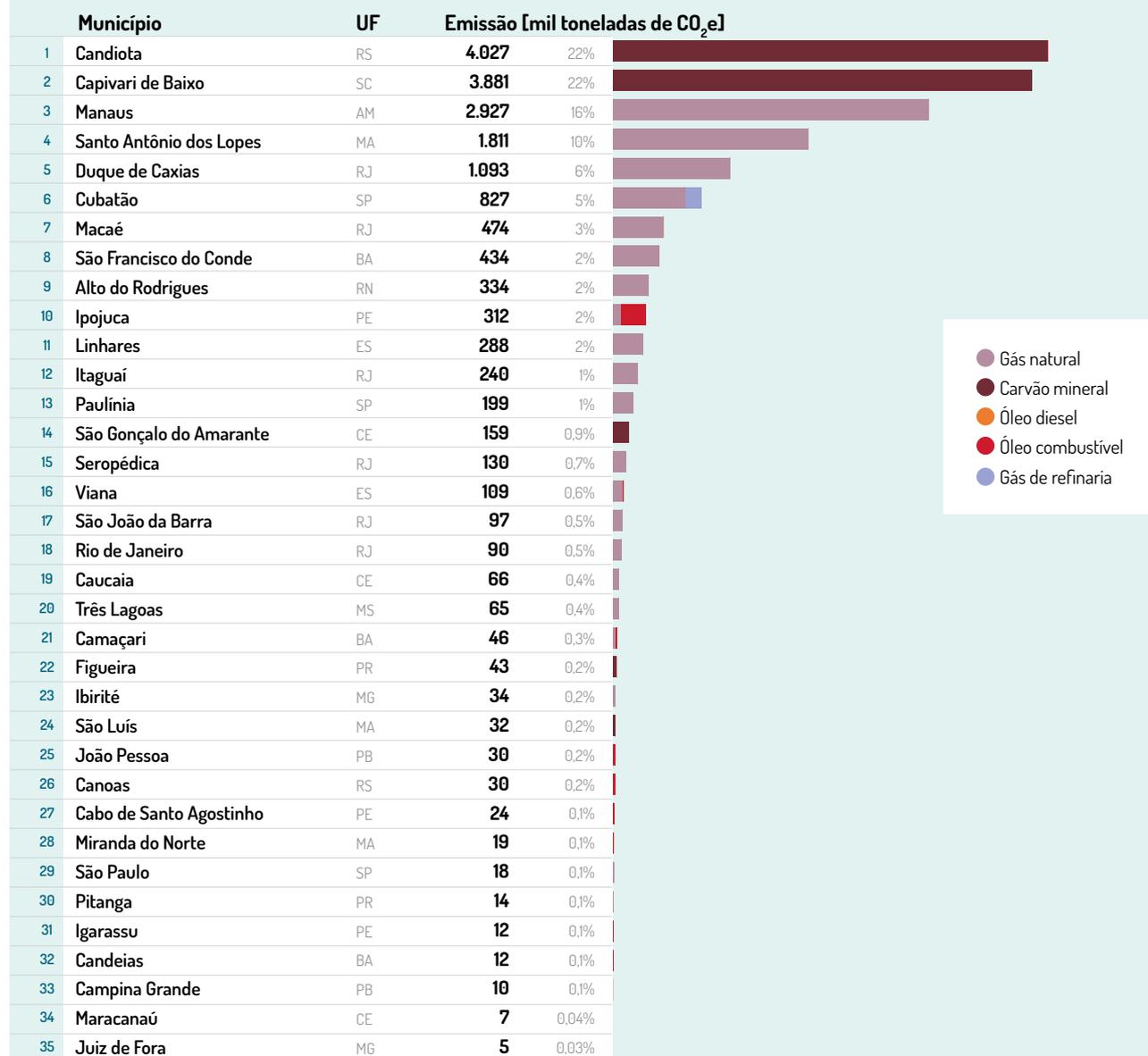


Emissões por Subsistema [mil tCO<sub>2</sub>e]





**FIGURA 15** Emissões de gases de efeito estufa em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN no ano de 2023, segundo combustível e município



## 2.2 Eficiência energética das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023

Comparando o *ranking* de eletricidade gerada por usina (figura 5) com o de emissões (figura 13), observa-se que o posicionamento de cada termelétrica não necessariamente é igual nas duas listagens. **A Parnaíba II (antiga Maranhão III), por exemplo, é a segunda térmica fóssil que mais produziu energia elétrica em 2023 (9% do total gerado no recorte deste inventário), mas é a sétima maior emissora, emitindo 5% do montante aqui inventariado. A usina Candiota III, por outro lado, está em primeiro lugar no *ranking* de emissões - respondendo por 13% do total em 2023 - e, no entanto, apresenta-se como a quinta em termos de geração elétrica - sendo responsável por apenas 7% da energia elétrica produzida.**



Isso ocorre porque as emissões de gases de efeito estufa de uma usina termelétrica não estão associadas apenas ao montante de energia elétrica gerada e ao tipo de combustível queimado<sup>8</sup> (carvão mineral, gás natural ou derivados de petróleo). A eficiência energética de operação de uma planta de geração também influencia fortemente suas emissões.

A eficiência energética de uma usina termelétrica indica a parcela da energia liberada pelo combustível convertida em eletricidade. Assim, quanto menor a eficiência, maior é a parcela de energia contida no combustível rejeitada para o meio ambiente na forma de calor e, portanto, não convertida em eletricidade. Em termos mais concretos, usinas mais eficientes queimam menos combustível e emitem menos gases de efeito estufa por gigawatt-hora (GWh) produzido.

A eficiência energética de uma usina termelétrica é influenciada por vários fatores, tais como: condições de manutenção, tempo mínimo de operação, idade do empreendimento e temperatura ambiente. Mas o principal fator determinante é a tecnologia de conversão energética utilizada, comumente denominada como ciclo de potência. São quatro os ciclos de potência comercialmente mais utilizados – Rankine, Brayton (ou ciclo aberto), ciclo combinado e motor de combustão interna. Cada um desses ciclos apresenta faixas de eficiência energética específicas e é mais apropriado para determinados combustíveis (IEMA, 2016).

O parque termelétrico movido a combustíveis fósseis que forneceu energia elétrica ao SIN em 2023 foi formado por: 18 usinas a ciclo combinado, seis a ciclo Brayton, nove a Rankine e 34 utilizando motores de combustão interna<sup>9</sup>. Todas as usinas a ciclo combinado ou Brayton tiveram o gás natural como combustível principal. Já as térmicas a ciclo Rankine foram movidas a carvão mineral. Por fim, houve duas categorias de plantas que utilizam motores de combustão interna: as movidas a gás natural (18 unidades) e as movidas a óleo combustível (16 usinas).

A próxima figura traz o *ranking* de eficiência energética das usinas inventariadas, explicitando os respectivos ciclos de potência e os combustíveis principais utilizados. Nota-se que a eficiência, via de regra, está correlacionada ao ciclo de potência das usinas.

## BOX 2 - TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA - CICLOS DE POTÊNCIA

**Ciclo Rankine:** O ciclo Rankine é o ciclo de potência básico para geração de eletricidade com turbinas a vapor, ainda hoje utilizado na grande maioria das usinas termelétricas em operação no mundo. Praticamente todas as centrais elétricas a carvão mineral operam com esse ciclo, mas outros combustíveis também podem ser empregados. Nessa tecnologia, a queima do combustível em uma caldeira externa produz energia térmica, aquecendo um fluido interno, comumente água. Com o aumento de sua temperatura, esse fluido passa para o estado de vapor, superaquecido e a alta pressão. Esse vapor, por sua vez, movimenta uma turbina acoplada a um gerador elétrico, produzindo energia elétrica. Para fechar o circuito, o vapor é resfriado/condensado, voltando ao estado líquido, o que possibilita que o processo se reinicie quando o fluido for, então, reaquecido por meio da caldeira de combustão.

**Ciclo Brayton (ou aberto):** O ciclo Brayton é utilizado para geração de eletricidade com turbinas a gás. Nessa tecnologia, a queima do combustível, comumente gás natural, ocorre em uma câmara de combustão, gerando gases de exaustão em alta temperatura e pressão. Esses mesmos gases são injetados em uma turbina, acoplada a um gerador elétrico. A injeção desses gases rotaciona a turbina e, conseqüentemente, o gerador, produzindo eletricidade. Os gases de exaustão ainda quentes (entre cerca de 500 e 650 °C) são, então, liberados para a atmosfera por meio da chaminé da usina.

**Motor de combustão interna:** Os motores a combustão interna são aqueles nos quais o combustível é queimado dentro do equipamento, movimentando um mecanismo constituído por pistão, biela e virabrequim, a exemplo do que ocorre em veículos automotores. A produção de eletricidade se dá pelo acoplamento desses motores a geradores elétricos.

**Ciclo combinado:** Como o nome sugere, o ciclo combinado resulta da união entre os ciclos Rankine e Brayton. Os gases de exaustão a altas temperaturas da turbina a gás (ciclo Brayton), que antes seriam enviados para a atmosfera, são aproveitados como fonte de calor para gerar o vapor no ciclo Rankine. Assim, em condições usuais, usinas termelétricas que adotam essa tecnologia são mais eficientes do que usinas que operam isoladamente a ciclo Rankine ou a Brayton. Menos comumente, um arranjo em ciclo combinado pode acontecer a partir da combinação entre um módulo de motor de combustão interna e o ciclo Rankine.

8 Ao serem queimados, combustíveis com intensidade de carbono mais elevadas, como o carvão mineral, emitem maior quantidade de gases de efeito estufa para prover a mesma quantidade de energia que seria fornecida por fontes menos intensivas em carbono, como o gás natural.

9 A usina Barra Bonita I é descrita em seu Estudo de Impacto Ambiental (EIA) como uma usina que combina o motor a combustão com o ciclo Brayton. Como segundo a literatura a geração para o ciclo Brayton nessa esquematização é mínima e não se tinha dados exatos de consumo para essa UTE, considerou-se o ciclo dessa usina apenas como motor a combustão.



**FIGURA 16** Eficiência energética por termelétrica fóssil do SIN em 2023, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta

	Usina	Município	UF	Eficiência por usina	
1	GNA I	São João da Barra	RJ	52,9%	
2	Marlim Azul	Macaé	RJ	52,1%	
3	Ibirité	Ibirité	MG	51,8%	
4	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	51,1%	
5	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	51,1%	
6	Norte Fluminense	Macaé	RJ	50,2%	
7	Mauá 3	Manaus	AM	48,2%	
8	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	47,1%	
9	Cristiano Rocha	Manaus	AM	45,9%	
10	Fortaleza	Caucaia	CE	45,6%	
11	Termomacaé	Macaé	RJ	44,4%	
12	Viana	Viana	ES	44,1%	
13	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	44,0%	
14	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	43,3%	
15	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	43,0%	
16	Povoação 1	Linhares	ES	43,0%	
17	Viana 1	Viana	ES	42,9%	
18	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	42,9%	
19	Barra Bonita I	Pitanga	PR	42,4%	
20	Ponta Negra	Manaus	AM	42,2%	
21	Geramar II	Miranda do Norte	MA	41,9%	
22	Geramar I	Miranda do Norte	MA	41,9%	
23	Prosperidade I	Camaçari	BA	41,6%	
24	Prosperidade IV	Camaçari	BA	40,8%	
25	Prosperidade II	Camaçari	BA	40,8%	
26	Porsud I	Itaguaí	RJ	40,8%	
27	Karkey 013	Itaguaí	RJ	40,8%	
28	Karkey 019	Itaguaí	RJ	40,8%	
29	Porsud II	Itaguaí	RJ	40,8%	
30	Prosperidade III	Camaçari	BA	40,8%	
31	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	40,8%	
32	Campina Grande	Campina Grande	PB	40,6%	
33	Pernambuco III	Igarassu	PE	40,5%	
34	Seropédica	Seropédica	RJ	40,1%	
35	Termonordeste	João Pessoa	PB	39,3%	
36	Termoparaíba	João Pessoa	PB	39,3%	
37	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	38,5%	
38	Manauara	Manaus	AM	37,5%	
39	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	37,3%	
40	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	37,0%	
41	Figueira	Figueira	PR	36,7%	
42	Tambaqui	Manaus	AM	36,4%	
43	Jaraqui	Manaus	AM	35,9%	
44	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	35,5%	
45	Aparecida Parte I	Manaus	AM	34,8%	
46	Porto do Itaqui	São Luís	MA	34,8%	
47	Termo Ceará	Caucaia	CE	33,9%	
48	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	33,4%	
49	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	32,5%	
50	Pampa Sul	Candiota	RS	31,1%	
51	Candiota III	Candiota	RS	30,2%	
52	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	26,8%	
53	Termopernambuco	Ipojuca	PE	25,1%	



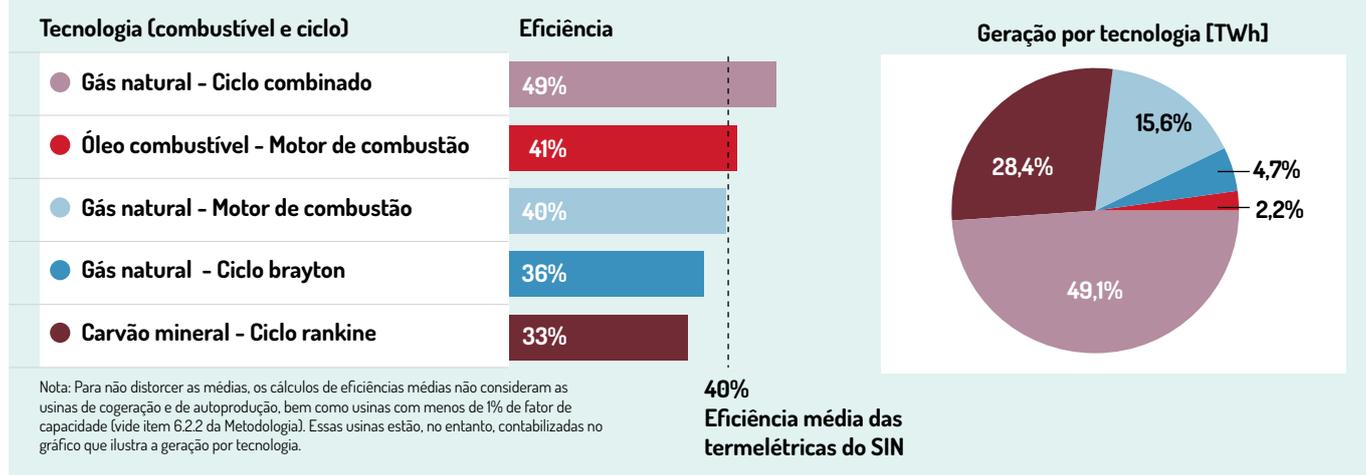
Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração não foram representadas, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1%. Vide item 6.2.2 da Metodologia.

As usinas a ciclo combinado se mostram como as mais eficientes, ocupando as oito primeiras colocações no *ranking* de eficiência do parque termelétrico fóssil do Sistema Interligado Nacional (SIN). Entretanto, ao contrário de outros anos em que a posição de usina menos eficiente ficou para uma termelétrica a carvão mineral, em 2023 foi também uma usina a ciclo combinado a menos eficiente dentre as inventariadas: a Termopernambuco. Essa UTE, que havia liderado o *ranking* de eficiência em 2020, apresentou uma eficiência de apenas 25%. Até o fechamento deste inventário, não foi identificada a razão para essa queda acentuada em sua eficiência, assim como não se conseguiu explicar a baixa performance da UTE Santa Cruz, uma usina a ciclo Brayton, em comparação aos anos anteriores.

A parte dessas exceções, as termelétricas a carvão mineral foram novamente aquelas com as menores eficiências, tendo 6 das 10 usinas com menores eficiências. No geral, a média de eficiência dessas usinas a carvão ficou em torno de 33%.

A eficiência média do conjunto de usinas que operaram em cada combinação combustível-ciclo, bem como a eficiência média de todo o parque inventariado em 2023 estão evidenciadas na próxima figura.

**FIGURA 17 Eficiência energética média e geração de eletricidade total por ciclo de potência e combustível das termelétricas do SIN em 2023**



## 2.3 Taxas de emissão de CO<sub>2</sub> e das termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023

Os níveis absolutos de emissão são úteis para entender as contribuições de cada usina no total emitido no SIN. Porém, para uma avaliação comparativa do desempenho dessas termelétricas, o indicador mais adequado é a taxa de emissão, determinada pela razão entre as emissões e a eletricidade gerada por uma planta.

As taxas de emissão para as usinas inventariadas estão apresentadas em ordem decrescente na figura a seguir, que destaca ainda o ciclo de potência e o combustível principal de cada empreendimento, duas características que, como discutido nos parágrafos acima, influenciam as emissões. Já a figura 19 consolida os valores médios de emissão do SIN para o ano de 2023 considerando cada ciclo e combustível.



**FIGURA 18 Taxa de emissão específica por termelétrica fóssil do SIN em 2023, com destaque para o ciclo de potência e o combustível principal de cada planta**

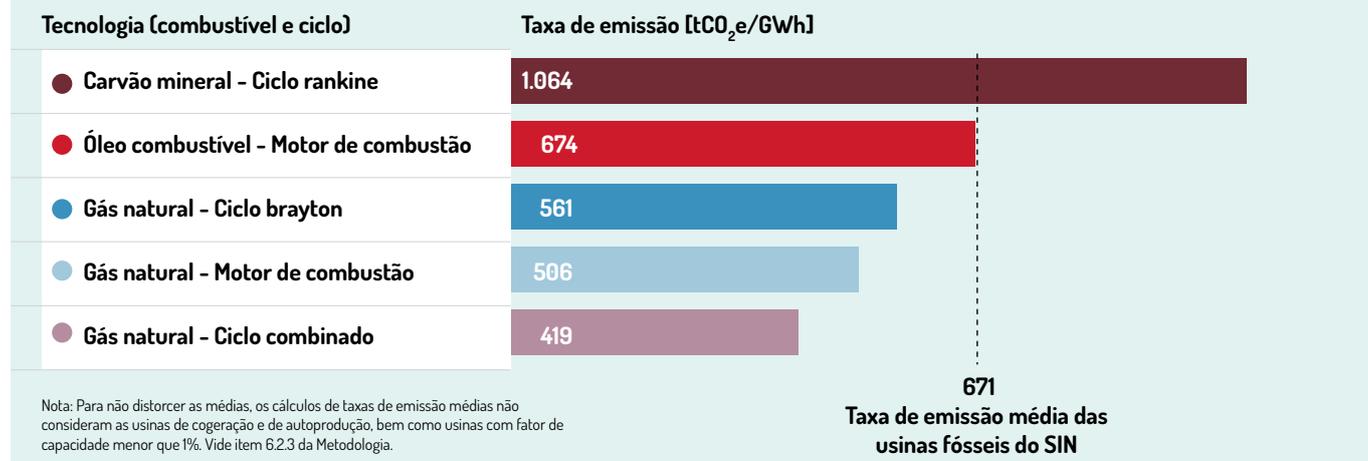
	Usina	Município	UF	Taxa de emissão por usina [tCO <sub>2</sub> e/GWh]	
1	Candiota III	Candiota	RS	1.205	
2	Pampa Sul	Candiota	RS	1.171	
3	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	1.067	
4	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	1.037	
5	Porto do Itaqui	São Luís	MA	981	
6	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	955	
7	Figueira	Figueira	PR	931	
8	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	918	
9	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	901	
10	Termopernambuco	Ipojuca	PE	810	
11	Santa Cruz	Rio de Janeiro	RJ	759	
12	Termoparaíba	João Pessoa	PB	697	
13	Termonordeste	João Pessoa	PB	697	
14	Campina Grande	Campina Grande	PB	688	
15	Pernambuco III	Igarassu	PE	684	
16	Geramar II	Miranda do Norte	MA	662	
17	Geramar I	Miranda do Norte	MA	662	
18	Viana	Viana	ES	633	
19	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho	PE	631	
20	Termo Ceará	Caucaia	CE	611	
21	Aparecida Parte I	Manaus	AM	584	
22	Jaraqui	Manaus	AM	569	
23	Tambaqui	Manaus	AM	559	
24	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	545	
25	Manauara	Manaus	AM	543	
26	Seropédica	Seropédica	RJ	508	
27	Karkey 019	Itaguaí	RJ	499	
28	Porsud II	Itaguaí	RJ	499	
29	Prosperidade II	Camaçari - BA	BA	499	
30	Karkey 013	Itaguaí	RJ	499	
31	Prosperidade IV	Camaçari	BA	499	
32	Porsud I	Itaguaí	RJ	499	
33	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes	MA	499	
34	Prosperidade III	Camaçari	BA	499	
35	Prosperidade I	Camaçari	BA	489	
36	Ponta Negra	Manaus	AM	482	
37	Barra Bonita I	Pitanga	PR	480	
38	Três Lagoas	Três Lagoas	MS	477	
39	Viana 1	Viana	ES	474	
40	Povoação 1	Linhares	ES	473	
41	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes	MA	473	
42	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	469	
43	Termomacaé	Macaé	RJ	458	
44	Fortaleza	Caucaia	CE	446	
45	Cristiano Rocha	Manaus	AM	443	
46	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	432	
47	Mauá 3	Manaus	AM	422	
48	Norte Fluminense	Macaé	RJ	405	
49	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	398	
50	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	398	
51	Ibirité	Ibirité	MG	393	
52	Marlim Azul	Macaé	RJ	391	
53	GNA I	São João da Barra	RJ	384	

- Gás natural  
Ciclo Brayton
- Gás natural  
Ciclo Combinado
- Gás natural  
Motor de Combustão
- Carvão mineral  
Ciclo Rankine
- Óleo combustível  
Motor de Combustão

Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1% não foram representadas. Vide item 6.2.3 da Metodologia.



**FIGURA 19 Taxa de emissão média para as termelétricas a combustíveis fósseis do SIN por combustível principal e ciclo de potência**



Como é possível visualizar nas figuras acima, as termelétricas a carvão mineral ciclo rankine possuem taxa de emissão bem superior às outras tecnologias. Nesse sentido, o aumento da participação dessa categoria de usinas na geração termelétrica do SIN, já comentada anteriormente, ocasionou um aumento de 5% na taxa de emissão média inventariada, que subiu de 640 tCO<sub>2</sub>e/ GWh<sup>10</sup> em 2022 para 671 tCO<sub>2</sub>e/ GWh em 2023.

Já para o Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo, a diminuição na geração fóssil, em favorecimento de fontes renováveis, pelo segundo ano consecutivo, ocasionou uma queda na taxa de emissão global: usando a soma de toda eletricidade ofertada pelo SIN, ou seja, considerando a geração em todas as categorias de usinas (hidrelétricas, eólicas, solares e termelétricas nucleares, renováveis e fósseis) como denominador do indicador de taxa de emissão, chega-se a um valor de 25 tCO<sub>2</sub>e/ GWh para 2023, cerca de 70% do valor de 2022 (32 tCO<sub>2</sub>e/ GWh) e menos de um terço daquele alcançado em 2021 (92 tCO<sub>2</sub>e/ GWh). Salienta-se que as emissões utilizadas para o cálculo da taxa de emissão global se referem apenas às térmicas fósseis e, por serem consideravelmente menores, não foram contabilizadas as emissões provenientes de térmicas a biomassa (que, apesar de serem neutras em CO<sub>2</sub>, precisariam ter as emissões de CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O contabilizadas).

10 O valor apresentado difere daquele indicado no Inventário de ano-base 2022, uma vez que, no presente documento, optou-se por excluir da amostra, para todos os anos, as usinas que geraram menos de 2 GWh.

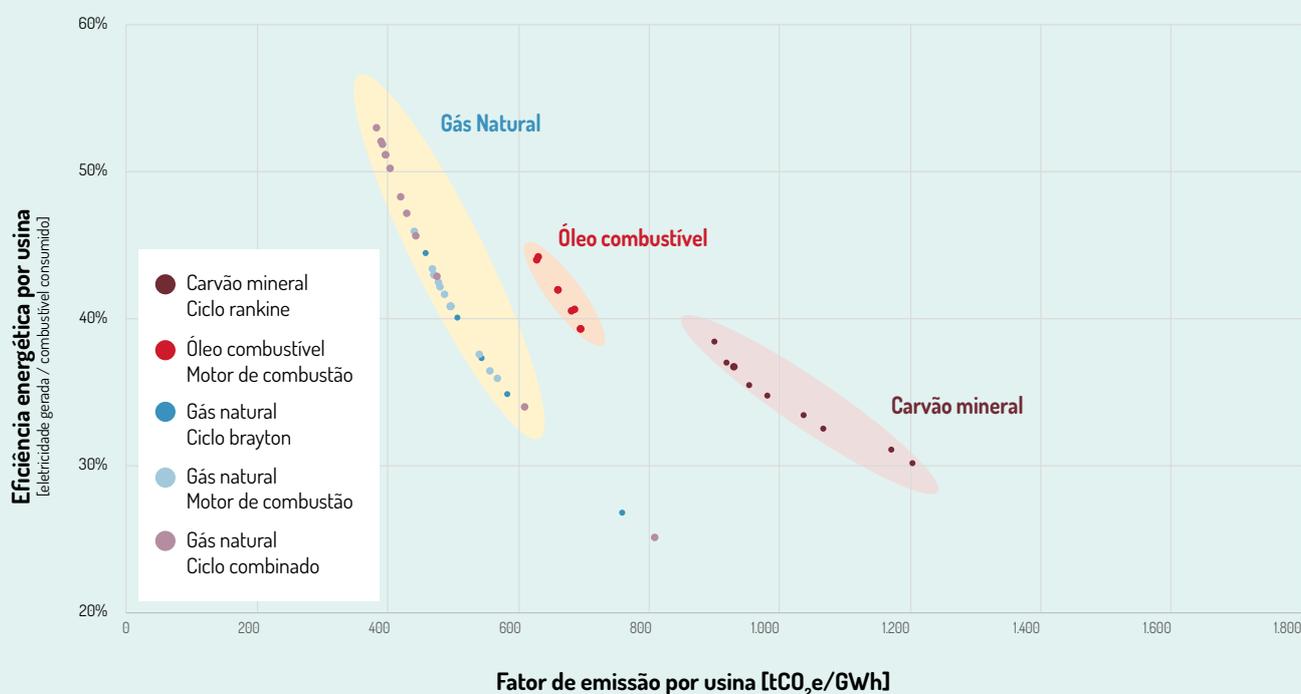


### BOX 3 - TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA E TAXAS DE EMISSÃO

A figura 20 relaciona a eficiência energética de cada usina à sua respectiva taxa de emissão de gases de efeito estufa – considerando os valores de 2023. Cada ponto representa uma usina e é possível perceber a formação de clusters (aglomerados/grupos). Os pontos referentes a usinas a carvão estão mais à direita, já que o carvão se trata de uma fonte mais intensiva em carbono emitido por quantidade de combustível queimado. Por outro lado, os pontos referentes a usinas a gás se concentram à esquerda do gráfico, uma vez que tal combustível é menos intensivo em carbono.

Dentro de cada cluster, as termelétricas mais eficientes se localizam na parte superior da figura. No aglomerado relativo ao gás natural, isso evidencia dois subgrupos: (i) usinas a ciclo combinado (eficiências mais altas) e (ii) usinas a motor de combustão interna e a ciclo Brayton (eficiências intermediárias a menores). As usinas a motor a combustão com óleo combustível operam em uma faixa de eficiência semelhante à do segundo subgrupo, mas, devido à maior intensidade de carbono do óleo combustível, as taxas de emissão dessas usinas são mais elevadas e, portanto, o cluster se encontra mais à direita.

**FIGURA 20** Relação entre eficiência energética e taxa de emissão específica de cada usina, com destaque para os ciclos de potência e combustíveis principais



Nota: Usinas de autoprodução e de cogeração, bem como usinas com fator de capacidade inferior a 1% não foram representadas. Vide item 6.2.3 da Metodologia.

# 3. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA POR EMPRESAS GERADORAS

Neste capítulo, são apresentados os resultados da alocação de geração elétrica fóssil e de emissões de CO<sub>2</sub>e aos proprietários das usinas térmicas (empresas geradoras). O critério adotado para a alocação foi a participação acionária de cada empresa nas termelétricas inventariadas.

Quatro fontes de informação da Aneel foram consultadas para identificar as empresas geradoras e suas respectivas participações acionárias nas usinas: o sistema Polímero (Aneel, 2024a), o Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel) (Aneel, 2024b), o Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2024c) e a planilha “Agentes de Geração de Energia Elétrica” (Aneel, 2024d). Além disso, com o intuito de preencher lacunas encontradas nas bases de dados, foram realizadas buscas em sites institucionais de empresas e/ou de usinas<sup>11</sup>. Os resultados são mostrados na tabela a seguir.

**TABELA 3 Empresas geradoras e suas respectivas participações de controle em termelétricas a combustíveis fósseis do SIN nos anos de 2022 e 2023**

Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2022	2023
<b>Âmbar Energia S.A.</b>	Candiota III (350 MW)		100%
	Uruguaiana (640 MW)	100%	
<b>Aruana Energia S.A</b>	Termonordeste (171 MW)	2%	2%
	Termoparaíba (171 MW)	2%	2%
	Xavantes Aruanã (54 MW)	100%	
<b>Bolognesi Energia S.A.</b>	Campina Grande (169 MW)		100%
	Cristiano Rocha (85 MW)	23%	23%
	Maracanaú I (168 MW)	100%	100%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	78%	
	Pernambuco III (183 MW)		78%
<b>Brasympe Energia S.A.</b>	Termocabo (50 MW)		60%
<b>BTG Pactual</b>	Geramar I (166 MW)		50%
	Geramar II (166 MW)		50%
	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (240 MW)	100%	100%
	Pampa Sul (345 MW)		50%

<sup>11</sup> No tópico 6.1.2 do capítulo 6 (Metodologia Detalhada) deste documento, encontram-se os procedimentos adotados e as referências utilizadas para identificação das empresas geradoras e suas respectivas participações acionárias nas usinas.



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2022	2023
<b>BTG Pactual</b>	Ponta Negra (73 MW)		100%
	Povoação 1 (75 MW)	100%	100%
	Viana (175 MW)	100%	100%
	Viana 1 (37 MW)	100%	100%
<b>Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A</b>	Prosperidade I (28 MW)		96%
	Prosperidade II (37 MW)		96%
	Prosperidade III (56 MW)		96%
	Prosperidade IV (9 MW)		96%
<b>Ceiba Energy LP</b>	Jaraqui (75 MW)	100%	100%
	Tambaqui (93 MW)	100%	100%
<b>Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras</b>	Aparecida Parte I (166 MW)	100%	100%
	Candiota III (350 MW)	100%	
	Mauá 3 (591 MW)	100%	100%
	Santa Cruz (350 MW)	100%	100%
<b>Companhia Paranaense de Energia - Copel</b>	Araucária (484 MW)	81%	
	Figueira (20 MW)	100%	100%
<b>Contour Global do Brasil Participações S.A</b>	Mogi (31 MW)	100%	
<b>CPFL Energia</b>	Termonordeste (171 MW)	53%	53%
	Termoparaíba (171 MW)	53%	53%
<b>Demais acionistas</b>	Aparecida Parte I (166 MW)	0,3%	
	Arembepe (150 MW)		11%
	Candiota III (350 MW)	0,04%	
	Cristiano Rocha (85 MW)	1%	1%
	Geramar I (166 MW)		4%
	Geramar II (166 MW)		4%
	Global I (149 MW)		11%
	Global II (149 MW)		11%
	Manauara (68 MW)	11%	11%
	Maracanaú I (168 MW)		11%
	Mauá 3 (591 MW)	0,3%	
	Muricy (147 MW)		11%
	Santa Cruz (350 MW)	0,3%	0,2%
<b>Ebrasil S.A</b>	Termocabo (50 MW)		24%
	Termonordeste (171 MW)	42%	42%
	Termoparaíba (171 MW)	42%	42%
<b>EDP Energias do Brasil S.A.</b>	Porto do Pecém I (720 MW)	100%	20%
<b>Électricité de France S.A.</b>	Norte Fluminense (827 MW)	100%	100%
<b>Eneva S.A.</b>	Fortaleza (327 MW)		100%
	Parnaíba I + Parnaíba V (1061 MW)	100%	
	Parnaíba II (519 MW)	100%	100%
	Parnaíba III (178 MW)	100%	100%
	Parnaíba IV (56 MW)	100%	100%
	Porto de Sergipe I (1593 MW)	100%	
	Porto do Itaquí (360 MW)	100%	100%
	Porto do Pecém II (365 MW)	100%	100%
<b>Engie Brasil Energia S.A</b>	Pampa Sul (345 MW)	100%	
<b>EPG Brasil Ltda</b>	Barra Bonita I (10 MW)	25%	25%



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2022	2023
<b>Fram Capital Energy</b>	Jorge Lacerda I e II (232 MW)	100%	100%
	Jorge Lacerda III (262 MW)	100%	100%
	Jorge Lacerda IV (363 MW)	100%	100%
<b>Fundo de Investimentos Pirineus</b>	Barra Bonita I (10 MW)	75%	75%
<b>Gaele Participações e Empreendimentos LTDA</b>	Prosperidade I (28 MW)		4%
	Prosperidade II (37 MW)		4%
	Prosperidade III (56 MW)		4%
	Prosperidade IV (9 MW)		4%
<b>Gás Natural Açú S.A.</b>	GNA I (1338 MW)	42%	42%
<b>Global Participações em Energia S.A</b>	Global I (149 MW)		89%
	Global II (149 MW)		89%
	Manauara (68 MW)	89%	89%
	Arembepe (150 MW)		89%
	Muricy (147 MW)		89%
<b>Grupo Solvay</b>	Rhodia Paulínia (14 MW)	100%	100%
<b>Hidrotérmica S.A.</b>	Cristiano Rocha (85 MW)	3%	3%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	22%	
	Pernambuco III (183 MW)		22%
<b>HS Investimentos S.A</b>	Geramar I (166 MW)		21%
	Geramar II (166 MW)		21%
<b>Infraestrutura Brasil Holding III S.A.</b>	Marlim Azul (566 MW)		50%
<b>J&amp;F Investimentos S.A</b>	Cuiabá (529 MW)	100%	
<b>Karpowership Brasil Energia Ltda.</b>	Karkey 013 (243 MW)	100%	100%
	Karkey 019 (116 MW)	100%	100%
	Porsud I (110 MW)	100%	100%
	Porsud II (72 MW)	100%	100%
<b>Mercurio Asset</b>	Porto do Pecém I (720 MW)		80%
<b>Mitsubishi Power Americas, INC.</b>	Marlim Azul (566 MW)		20%
<b>Multiner Fundo de Investimento em participações</b>	Cristiano Rocha (85 MW)	69%	69%
	Palmeiras de Goiás (176 MW)	0,0001%	
<b>Neoenergia S.A</b>	Termopernambuco (533 MW)	100%	100%
<b>OZ&amp;M Incorporação Participação Ltda</b>	Termocabo (50 MW)		2%
	Termonordeste (171 MW)	3%	3%
	Termoparaíba (171 MW)	3%	3%
<b>Petrobras</b>	Araucária (484 MW)	19%	
	Baixada Fluminense (530 MW)	100%	100%
	Canoas (249 MW)	100%	
	Cubatão (250 MW)	100%	100%
	Ibirité (226 MW)	100%	100%
	Juiz de Fora (87 MW)	100%	100%
	Nova Piratininga (386 MW)	100%	100%
	REFAP (72 MW)	100%	100%
	Seropédica (360 MW)	100%	100%
	Suape II (381 MW)		20%
	Termobahia (186 MW)	100%	100%
	Termo Ceará (220 MW)		100%
	Termomacaé (923 MW)	100%	100%
	Termorio (989 MW)	100%	100%
	Três Lagoas (386 MW)	100%	100%
U-50 (100 MW)	100%	100%	
Vale do Açú (323 MW)	100%	100%	



Empresa produtora	Usina (Potência Instalada)	Participação	
		2022	2023
<b>Radesca Participações Empresariais</b>	Cristiano Rocha (85 MW)	3%	3%
<b>Savana Spe Incorporação LTDA</b>	Suape II (381 MW)		80%
<b>Servtec Investimentos e Participações Ltda.</b>	Geramar I (166 MW)		25%
	Geramar II (166 MW)		25%
<b>Shell Gas B.V</b>	Marlim Azul (566 MW)		30%
<b>Siemens</b>	GNA I (1338 MW)	25%	25%
<b>SPIC Brasil</b>	GNA I (1338 MW)	33%	33%
<b>Starboard</b>	Pampa Sul (345 MW)		50%
<b>SZF Participações LTDA</b>	Termocabo (50 MW)		14%
<b>Termo Norte Energia Ltda.</b>	Termo Norte I (64 MW)	100%	
	Termo Norte II (349 MW)	100%	
<b>Vulcan Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia</b>	Ponta Negra (73 MW)	100%	

A tabela evidencia a participação de pelo menos 44 diferentes empresas geradoras no conjunto de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis que injetaram eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano de 2022 e/ou em 2023. Em 2022, um total de 59 usinas fósseis geraram energia ao SIN, sendo essas controladas, ao todo, por 32 diferentes empresas pelo menos. Já em **2023**, ano de referência dos resultados apresentados neste inventário, **o SIN foi alimentado por 67 termelétricas a combustíveis fósseis controladas por um grupo de 39 empresas acionistas (desconsiderando os não identificados contidos em “Demais acionistas”)**.

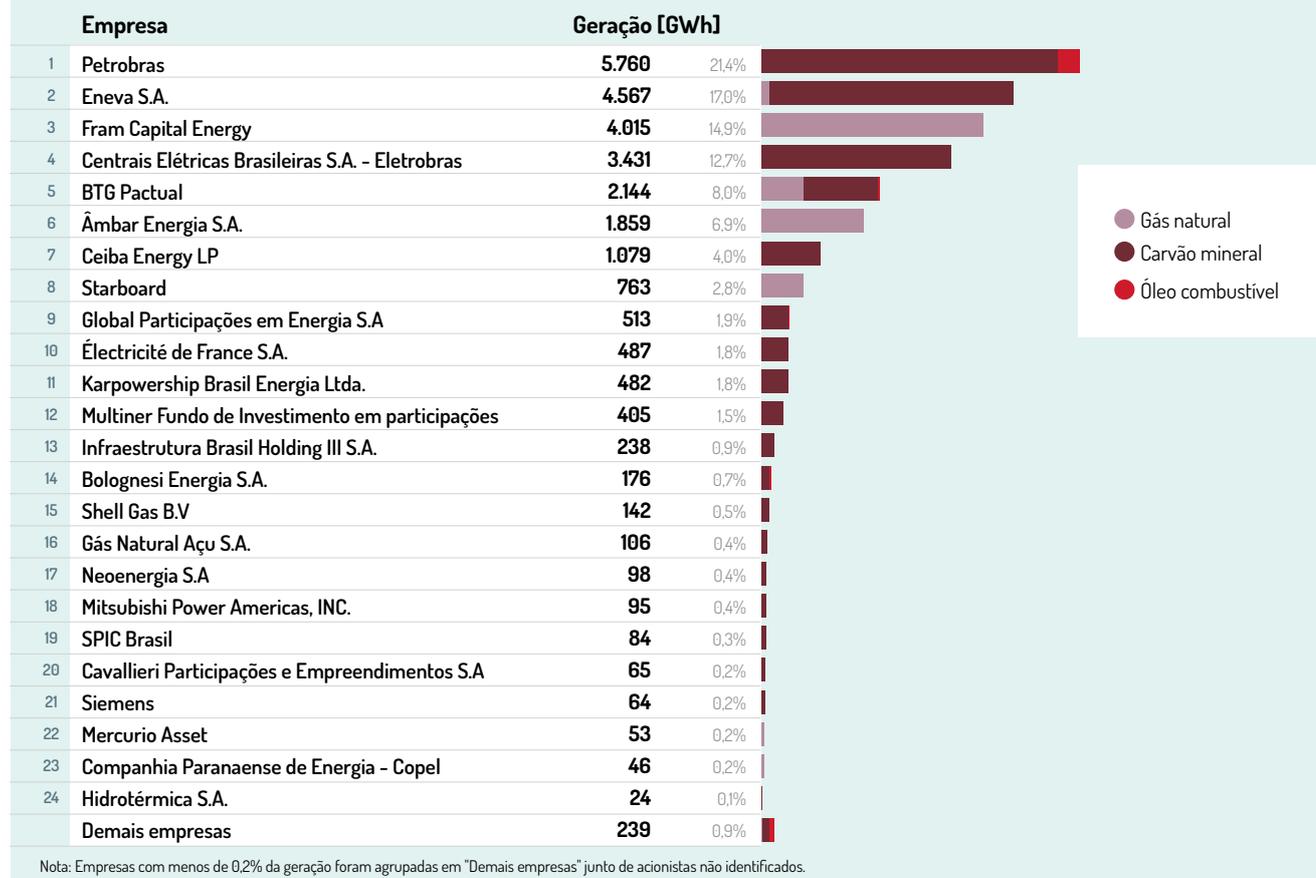
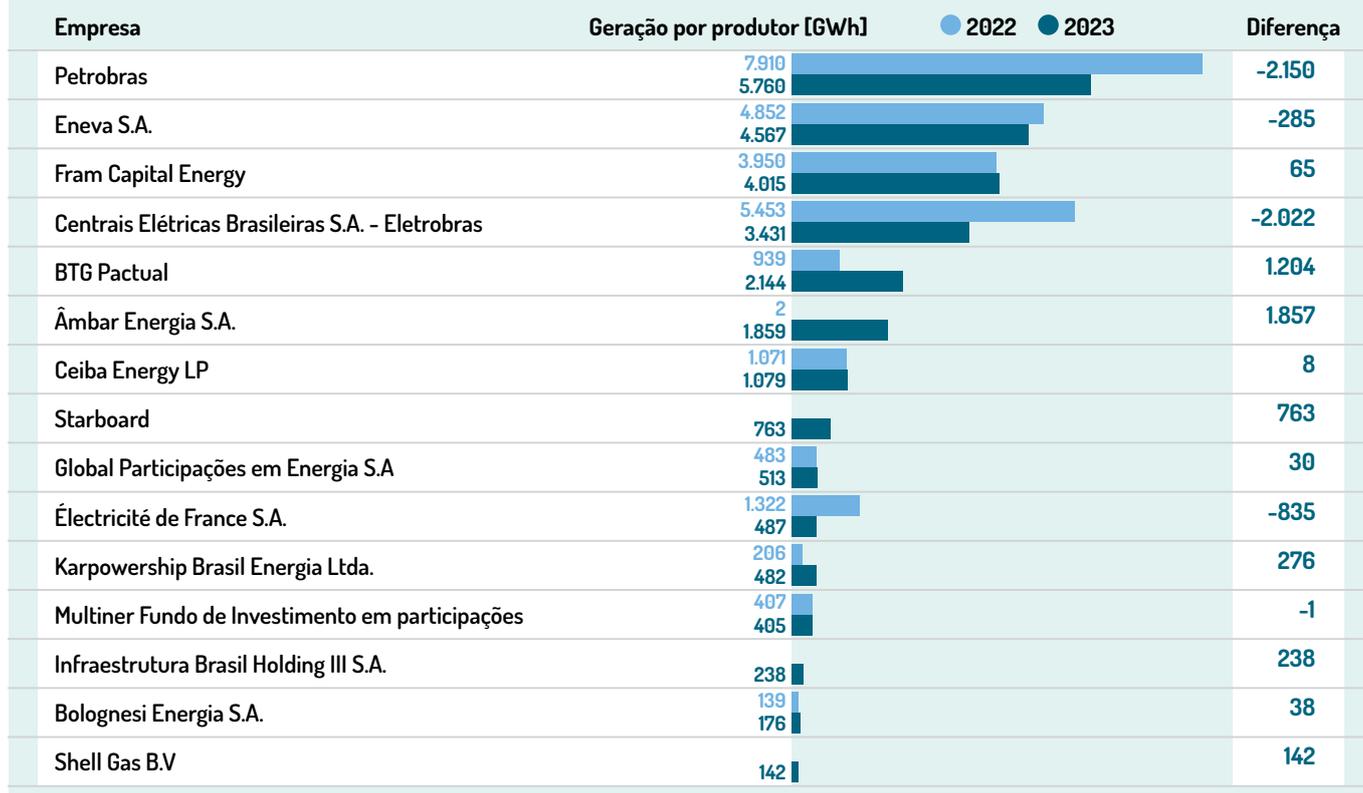
Um total de 27 empresas se mantiveram no mercado de 2022 para 2023, tendo algumas apresentado mudanças de portfólio. Dentre elas destaca-se a venda da UTE Candiota III, usina mais emissora do país, da Eletrobras para Âmbar Energia. Outras mudanças importantes foram a venda da Pampa Sul, migrando da Engie para Starboard e BTG Pactual (que também adquiriu a usina Ponta Negra e parte das UTEs Geramar I e II), e a venda de 80% da Porto do Pecém I da EDP para a Mercurio Asset. Além disso, a inauguração da UTE Marlin Azul em Macaé (RJ) ocasionou a entrada de 3 novos players no setor de geração termelétrica: Mitsubishi Power Americas, INC., Infraestrutura Brasil Holding III S.A. e Shell Gas B.V.

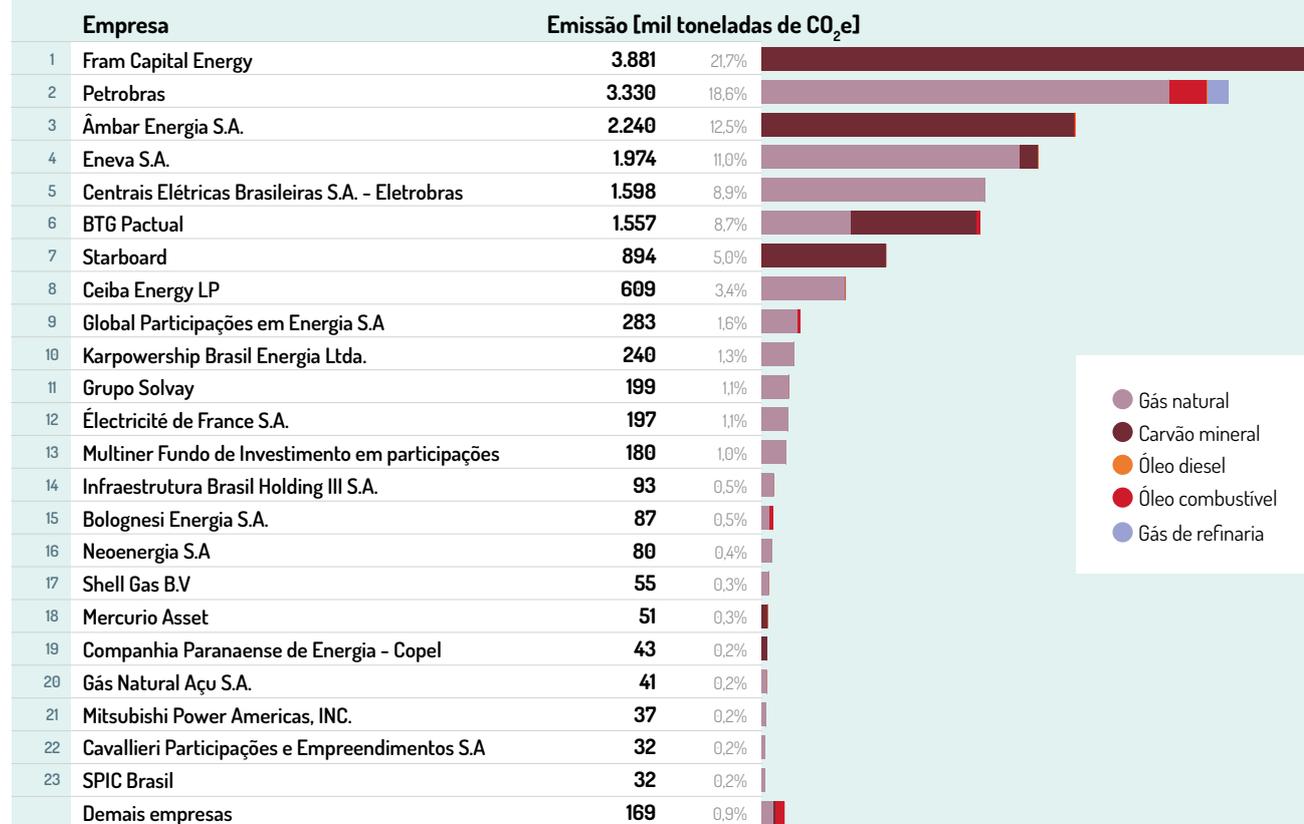
Apesar dessa quantidade relativamente grande de empreendedores, a eletricidade fóssil disponibilizada ao SIN em 2023 se revelou bastante concentrada em poucas empresas. A partir da figura a seguir, observa-se que **quase 66% de toda geração inventariada foi de responsabilidade de apenas quatro empresas: Petrobras (21%), Eneva (17%), Fram Capital Energy (15%) e Eletrobras (13%)**.

A Figura 21 traz a geração por empresa geradora. Nela, os empreendedores com menos de 0,2%<sup>12</sup> da produção elétrica foram agrupados na categoria “demais acionistas” junto aos empreendedores não identificados.

Diferentemente do que ocorreu de 2021 para 2022, em que grande parte das empresas tiveram quedas acentuadas na produção de termelétricidade devido a recuperação dos reservatórios hídricos, de 2022 para 2023 as mudanças na geração aconteceram principalmente por conta de mudanças societárias. A Âmbar Energia, que havia gerado apenas 2 GWh em 2022, gerou quase 2 TWh em 2023 com a aquisição da Candiota III. O BTG Pactual que assumiu ações em quatro novas usinas, além das quatro nas quais já possuía participação, teve um aumento de 128% da sua geração. A Petrobras, apesar de não ter mudado seu portfólio de usinas, teve uma diminuição de 27% em sua geração.

<sup>12</sup> As empresas Savana Spe Incorporação LTDA, CPFL Energia, Fundo de Investimentos Pirineus, Grupo Solvay, Ebrasil S.A, Radesca Participações Empresariais, EDP Energias do Brasil S.A., EPG Brasil Ltda, Servtec Investimentos e Participações Ltda., HS Investimentos S.A, Brasympe Energia S.A., Gaele Participações e Empreendimentos LTDA, OZ&M Incorporação Participação Ltda, Aruana Energia S.A, SZF Participações LTDA geraram menos de 0,2% do total cada e possuem pouca relevância para geração inventariada (menos de 0,9% em conjunto).

**FIGURA 21 Produção de termelétricidade fóssil em 2023 por empresa geradora e combustível principal das usinas controladas**

**FIGURA 22 Comparativo da produção de eletricidade nos dois últimos anos para as 15 empresas que mais geraram em 2023**



**FIGURA 23 Emissões de gases de efeito estufa em 2023 por empresa geradora e combustível queimado nas usinas controladas**


Nota: Empresas com menos de 0,2% das emissões foram agrupadas em "Demais empresas" junto de acionistas não identificados.

Assim como a geração de eletricidade, as emissões de CO<sub>2</sub>e em 2022 estiveram igualmente concentradas em poucas grandes empresas, como mostram a figura 23<sup>13</sup> e a tabela 4. **Apenas quatro empresas responderam por 64% das emissões: Fram Capital Energy (22%) Petrobras (19%), Âmbar Energia (12,5%) e Eneva (11%). Na sequência, para completar a lista das dez maiores emissoras, aparecem Eletrobras (9%), BTG Pactual (9%), Starboard (5%), Ceiba Energy (3%), Global Participações (2%) e Karpowership (1%). Somente essas dez empresas foram responsáveis por 93% das emissões de 2023, o que equivale a mais de 16,6 milhões de toneladas de gases de efeito estufa emitidas.**

**TABELA 4 Número de empresas geradoras e participação no total de emissões de gases de efeito estufa**

Número de empresas geradoras (em ordem decrescente de emissões)	Emissões do grupo de empresas geradoras [toneladas de CO <sub>2</sub> e]	Participação no total de emissões
39 empresas geradoras + parcela de emissões de proprietários não identificados	17,9 milhões	100%
10 mais emissoras	16,6 milhões	93%
5 mais emissoras	13,0 milhões	73%
3 mais emissoras	9,4 milhões	53%
1 (maior emissora)	3,9 milhões	22%

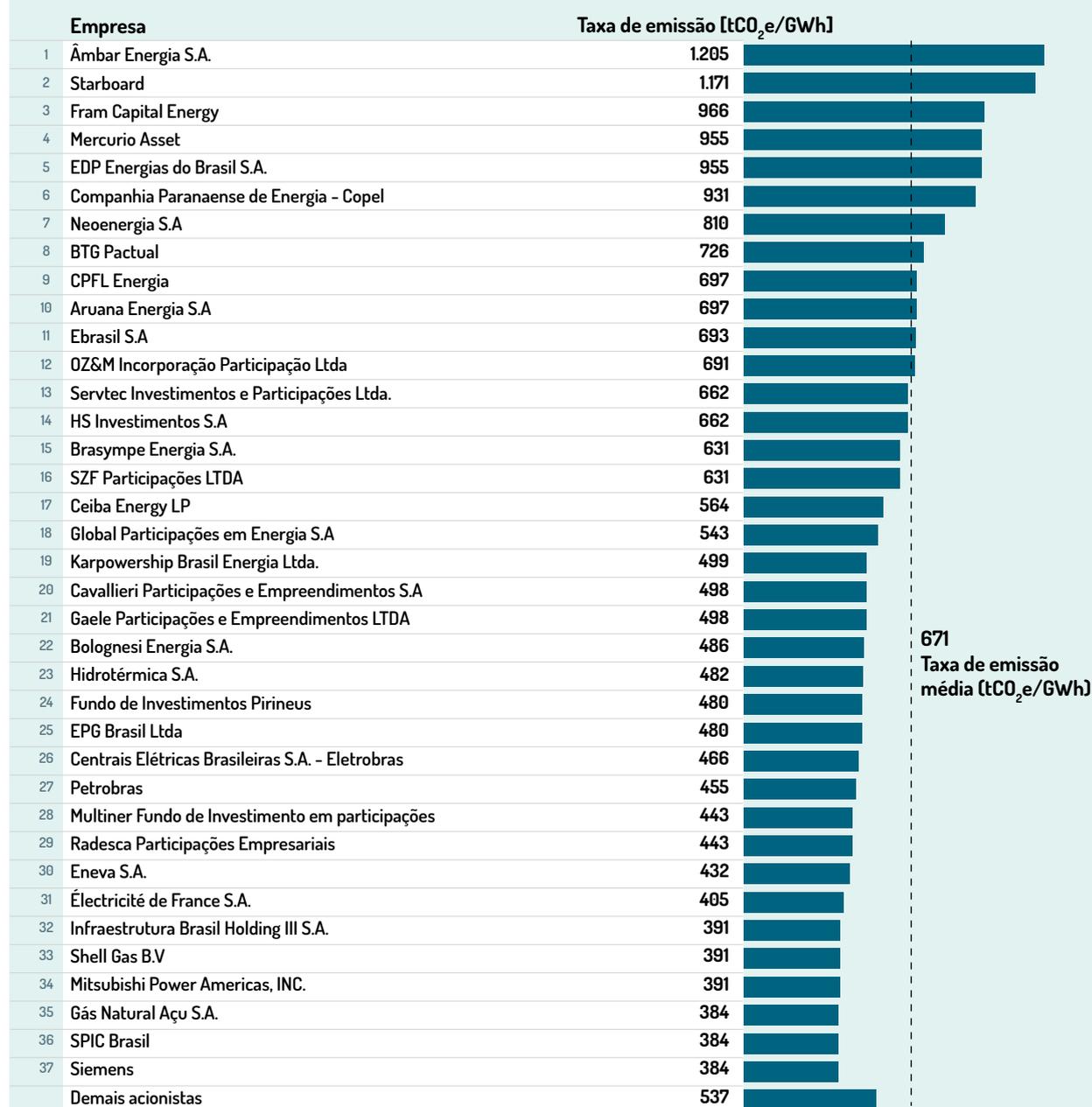
13 As empresas SPIC Brasil, Cavallieri Participações e Empreendimentos S.A, Siemens, Mercurio Asset, Companhia Paranaense de Energia - Copel, Hidrotérmica S.A., Savana Spe Incorporação LTDA, CPFL Energia, Fundo de Investimentos Pirineus, Grupo Solvay, Ebrasil S.A, Radesca Participações Empresariais, EDP Energias do Brasil S.A., EPG Brasil Ltda, Servtec Investimentos e Participações Ltda., HS Investimentos S.A, Brasympe Energia S.A., Galele Participações e Empreendimentos LTDA, OZ&M Incorporação Participação Ltda, Aruana Energia S.A, SZF Participações LTDA emitiram menos de 0,2% do total cada e possuem pouca relevância para as emissões inventariadas (menos de 1,6% em conjunto) e por isso foram agrupadas em "Demais empresas" junto aos acionistas não identificados.



### 3.1 Taxas de emissão de CO<sub>2</sub>e das empresas geradoras

A taxa de emissão, determinada pela razão entre emissões e eletricidade gerada, é um indicador adequado para comparação relativa do desempenho de empresas. Via de regra, a taxa de emissão de uma empresa considera tudo o que foi emitido e gerado em todo o seu portfólio de usinas, incluindo diferentes fontes energéticas (hidráulica, eólica, biomassa, fósseis, etc.). Porém, como o escopo deste inventário são termelétricas a combustíveis fósseis operando no SIN, as taxas de emissão para as empresas geradoras aqui calculadas consideram apenas esse universo. Nesse sentido, dentro desse trabalho, esse indicador é influenciado somente pelo combustível utilizado e pela eficiência energética das usinas nas quais as empresas são acionárias. As taxas de emissão das empresas geradoras para o ano de 2023 são apresentadas na figura abaixo.

**FIGURA 24 Taxa de emissão por empresa geradora em 2023, considerando seus portfólios de termelétricas a combustíveis fósseis do SIN**



Nota: Para não distorcer as médias, os cálculos de taxas de emissão não consideram as usinas de cogeração e de autoprodução, bem como as usinas com fator de capacidade inferior a 1%. Vide item 6.2.3 da Metodologia.



A empresa que mais emitiu gases de efeito estufa por eletricidade gerada em 2023, segundo o recorte deste inventário, foi a Âmbar Energia, com emissão específica de 1.205 tCO<sub>2</sub>e/GWh, ou seja, quase o dobro da média observada no SIN de 671 tCO<sub>2</sub>e/GWh. Em 2023, a empresa era detentora de 100% do controle acionário da Candiota III, usina a carvão mineral com a maior taxa de emissão entre as térmicas que forneceram energia ao SIN em 2023 (vide figura 18). Nesse mesmo sentido, as seis empresas com maior taxa de emissão são aquelas detentoras de usinas a carvão mineral.

Por outro lado, apesar de ser a segunda maior emissora em termos absolutos, a Petrobras apresentou taxa de emissão (455 tCO<sub>2</sub>e/GWh) inferior à média das termelétricas a combustíveis fósseis de serviço público do SIN. Isso ocorre por conta das características da maior parte das usinas por ela controladas, que utilizam como combustível o gás natural e o ciclo combinado como tecnologia de geração predominante.



# 4. EMISSÕES DE POLUENTES LOCAIS

**Além de estimar emissões de gases de efeito estufa, entre os objetivos iniciais deste inventário é a apresentação das quantidades de poluentes atmosféricos – óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ), material particulado (MP), óxidos de enxofre ( $\text{SO}_x$ ) e monóxido de carbono (CO) – emitidas nas usinas inventariadas.** Os números foram levantados por meio do portal de dados abertos do Ibama, que disponibiliza informações sobre emissões de poluentes atmosféricos locais por termelétricas. Essas informações são provenientes dos Relatórios de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp), que devem ser enviados ao Ibama pelas empresas geradoras de termelétricidade (Ibama, 2024b).

A avaliação dos conjuntos de dados por poluente ( $\text{NO}_x$ , MP,  $\text{SO}_x$  e CO) considerou tanto o número de usinas sem informações disponíveis quanto aquelas que forneceram dados de emissão. Para estas últimas, mesmo que os valores apresentados estivessem em ordens de grandeza inconsistentes com os resultados esperados, a comparação foi realizada com os fatores médios de emissão para cada combinação de combustível e ciclo de potência, conforme descrito no Guia Técnico para Preparação de Inventários da Agência Ambiental Europeia (EEA, 2019). Como uma análise adicional mais criteriosa, foi avaliado se as taxas de emissão alcançadas para cada usina ao se aplicar a razão entre suas emissões reportadas no Rapp e seu consumo de combustíveis se enquadravam nos intervalos de confiança dos respectivos fatores médios de referência indicados no Guia Europeu.

O conjunto de dados referentes às emissões de  $\text{NO}_x$  foi aquele que apresentou menores números de lacunas ou inconsistências de ordem de grandeza<sup>14</sup>. Além disso, para auxiliar na avaliação das informações, um número maior de usinas reportou emissões de  $\text{NO}_x$ , resultando em fatores de emissão por consumo de combustível (toneladas por joule - t/J) dentro dos intervalos de confiança especificados no Guia Europeu.

**Além de ter sido possível obter informações mais precisas sobre as emissões de  $\text{NO}_x$  a partir dos documentos disponíveis ao público, é importante destacar que esse gás é emitido em grandes quantidades por qualquer termelétrica que utilize combustível fóssil<sup>15</sup>. Sua presença no ar em concentrações elevadas está associada a uma variedade de preocupações ambientais e de saúde pública, incluindo a formação de ozônio (que se trata de um gás tóxico quando presente na troposfera), ocorrência de chuva ácida, acidificação de sistemas aquáticos, danos florestais, degradação da visibilidade e formação de partículas finas.**

Assim, optou-se por incluir neste inventário apenas as emissões de  $\text{NO}_x$ , excluindo-se, no entanto, os valores que apresentaram ordens de grandeza inconsistentes.

14 Foram considerados como valores com ordens de grandeza inconsistentes as emissões que eram 85% menores ou 120% maiores do que as que seriam encontradas utilizando os fatores de emissão disponíveis no Guia Europeu e os próprios consumos de combustíveis das usinas.

15 Enquanto os óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) são motivo de preocupação em termelétricas que utilizam qualquer combustível fóssil, o material particulado (MP) e os óxidos de enxofre ( $\text{SO}_x$ ) são poluentes mais relacionados a usinas que utilizam carvão mineral como fonte energética.



Na tabela 5, é apresentada a avaliação dos dados de  $\text{NO}_x$  disponíveis no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2023b). É possível verificar que, das 67 usinas inventariadas, não foi possível localizar dados de emissão de  $\text{NO}_x$  para 16 delas. Das outras 51 plantas com dados localizados, 16 reportaram emissões em ordens de grandeza inconsistentes. Além disso, dentre as 35 termelétricas com dados disponíveis e com ordens de grandeza consistentes, 11 não passaram no teste adicional de aderência aos intervalos de confiança do Guia Europeu.

Vale ressaltar que, assim como no ano anterior, cerca de 24% das usinas não fornecem informações sobre as emissões de  $\text{NO}_x$ . Além disso, em relação aos outros poluentes, esse número é ainda mais preocupante, tanto pela quantidade de dados disponibilizados quanto pela qualidade das informações.

Considerando as emissões de  $\text{NO}_x$  disponíveis e com ordem de grandeza consistente (mantendo os dados que não passaram no teste de aderência ao intervalo de confiança do Guia Europeu), a figura 25 evidencia o total emitido por cada usina em 2023.

No que se refere aos poluentes atmosféricos com impactos locais, é essencial identificar as emissões de  $\text{NO}_x$  dentro do território, especialmente devido à presença de múltiplas usinas termelétricas em operação em alguns municípios.

A liberação desse poluente em uma única região deve ser acompanhada de informações para a identificação da problemática. Um exemplo relevante é o município de Macaé (RJ), que já possuía duas termelétricas operantes e em 2023 teve a inauguração da usina Marlim Azul em área identificada como saturada em termos de qualidade do ar. Esse município em 2020 apresentou recorrentes ultrapassagens dos limites diários de  $\text{O}_3$  – mais de 80 dias com ocorrências, conforme apontado por estudo (IEMA, 2021).

**Para além da defasagem de dados em áreas monitoradas, há também a problemática de territórios sem nenhum tipo de monitoramento. Manaus, cidade com maior emissão de poluentes locais inventariada, é apenas um exemplo de município sem dados. Dos 35 municípios incluídos neste inventário, 16 não possuem estações de monitoramento oficiais, evidenciando a defasagem da rede de monitoramento da qualidade do ar brasileira.** Em alguns casos, embora existam estações de monitoramento, os dados históricos coletados por elas não são disponibilizados ao público por meio de canais oficiais dos órgãos ambientais.

**A falta de transparência de informações gera desafios para a realização de avaliações das condições reais da qualidade do ar nas proximidades. Ainda assim, na contramão dessa lacuna de informações, diversos projetos termelétricos estão sendo considerados para implantação, muitos deles já com licenças concedidas pelos órgãos ambientais competentes.**

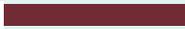

**TABELA 5 Avaliação dos dados de emissões de NO<sub>x</sub> disponíveis no portal de dados abertos do Ibama**

		Dado disponível	Emissão em ordem de grandeza consistente	Razão entre emissão e consumo de combustível produz fator dentro do intervalo de confiança do valor de referência da Agência Ambiental Europeia
1	Aparecida Parte I	Não	Não	Não
2	Arembepe	Sim	Não	Não
3	Baixada Fluminense	Sim	Sim	Sim
4	Barra Bonita I	Não	Não	Não
5	Campina Grande	Sim	Sim	Sim
6	Candiota III	Sim	Sim	Não
7	Cristiano Rocha	Sim	Sim	Não
8	Cubatão	Sim	Sim	Sim
9	Figueira	Não	Não	Não
10	Fortaleza	Não	Não	Não
11	Geramar I	Sim	Não	Não
12	Geramar II	Sim	Não	Não
13	Global I	Sim	Sim	Não
14	Global II	Sim	Sim	Não
15	GNA I	Sim	Não	Não
16	Ibirité	Sim	Sim	Sim
17	Jaraqui	Sim	Não	Não
18	Jorge Lacerda I e II	Sim	Sim	Sim
19	Jorge Lacerda III	Sim	Sim	Sim
20	Jorge Lacerda IV	Sim	Sim	Sim
21	Juiz de Fora	Sim	Sim	Sim
22	Karkey 013	Não	Não	Não
23	Karkey 019	Não	Não	Não
24	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Sim	Sim	Sim
25	Manauara	Não	Não	Não
26	Maracanaú I	Sim	Sim	Não
27	Marlim Azul	Sim	Sim	Não
28	Mauá 3	Não	Não	Não
29	Muricy	Sim	Não	Não
30	Norte Fluminense	Sim	Sim	Não
31	Nova Piratininga	Sim	Sim	Não
32	Pampa Sul	Sim	Sim	Sim
33	Parnaíba I + Parnaíba V	Sim	Sim	Não
34	Parnaíba II	Sim	Sim	Não
35	Parnaíba III	Sim	Não	Não
36	Parnaíba IV	Sim	Não	Não
37	Pernambuco III	Sim	Não	Não
38	Ponta Negra	Sim	Sim	Não
39	Porsud I	Não	Não	Não
40	Porsud II	Não	Não	Não
41	Porto do Itaqui	Sim	Sim	Não
42	Porto do Pecém I	Sim	Sim	Sim
43	Porto do Pecém II	Sim	Sim	Não
44	Povoação 1	Sim	Sim	Sim
45	Prosperidade I	Sim	Não	Não
46	Prosperidade II	Não	Não	Não
47	Prosperidade III	Não	Não	Não
48	Prosperidade IV	Não	Não	Não
49	REFAP	Não	Não	Não
50	Rhodia Paulínia	Sim	Sim	Não
51	Santa Cruz	Sim	Não	Não
52	Seropédica	Sim	Sim	Sim
53	Suape II	Sim	Sim	Sim
54	Tambaqui	Sim	Não	Não
55	Termobahia	Sim	Sim	Sim
56	Termocabo	Não	Não	Não
57	Termo Ceará	Sim	Sim	Sim
58	Termomacacé	Sim	Sim	Sim
59	Termonordeste	Sim	Não	Não
60	Termoparaíba	Sim	Não	Não
61	Termopernambuco	Sim	Não	Não
62	Termorio	Sim	Sim	Sim
63	Três Lagoas	Sim	Não	Não
64	U-50	Não	Não	Não
65	Vale do Açú	Sim	Sim	Sim
66	Viana	Sim	Sim	Sim
67	Viana 1	Sim	Sim	Sim

Fonte: Elaboração própria a partir do Ibama, 2024b.



**FIGURA 25 Emissões de NO<sub>x</sub> de termelétricas a combustíveis fósseis do SIN em 2023, com destaque para o combustível principal de cada planta**

	Usina	Município	UF	Emissões [toneladas de NO <sub>x</sub> ]	
1	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo	SC	9.275	
2	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo	SC	4.053	
3	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo	SC	2.824	
4	Termorio	Duque de Caxias	RJ	1.083	
5	Cubatão	Cubatão	SP	821	
6	Pampa Sul	Candiota	RS	793	
7	Candiota III	Candiota	RS	740	
8	Povoação I	Linhares	ES	350	
9	Termobahia	São Francisco do Conde	BA	345	
10	*Rhodia Paulínia	Paulínia	SP	291	
11	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes	MA	264	
12	Suape II	Cabo de Santo Agostinho	PE	262	
13	Vale do Açú	Alto do Rodrigues	RN	255	
14	Viana I	Viana	ES	175	
15	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares	ES	172	
16	Cristiano Rocha	Manaus	AM	156	
17	Ponta Negra	Manaus	AM	152	
18	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante	CE	149	
19	Viana	Viana	ES	135	
20	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes	MA	120	
21	Termomacaé	Macaé	RJ	108	
22	Campina Grande	Campina Grande	PB	104	
23	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante	CE	74	
24	Marlim Azul	Macaé	RJ	74	
25	Baixada Fluminense	Seropédica	RJ	69	
26	Seropédica	Seropédica	RJ	56	
27	Norte Fluminense	Macaé	RJ	53	
28	Termo Ceará	Caucaia	CE	43	
29	Maracanaú I	Maracanaú	CE	33	
30	Porto do Itaqui	São Luís	MA	32	
31	Ibirité	Ibirité	MG	28	
32	Global II	Candeias	BA	12	
33	Global I	Candeias	BA	12	
34	Nova Piratininga	São Paulo	SP	8	
35	Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	5	

-  Gás natural
-  Carvão mineral
-  Óleo combustível

Nota: As usinas a cogeração de eletricidade e vapor e/ou de autoprodução estão destacadas com barras hachuradas e asterisco, respectivamente.  
 Fonte: Elaboração própria a partir do Ibama, 2024b.



# 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em 2023, as 67 termelétricas fósseis conectadas ao SIN, escopo deste inventário, produziram 26,9 TWh de eletricidade, dos quais 69% foram provenientes de usinas a gás natural como combustível principal. Ao todo, esse conjunto de usinas inventariadas em 2023 emitiu 17,9 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e – sendo que 96% desse valor foi proveniente de apenas 34 usinas (cerca de metade do parque). **Comparando os resultados de 2022 com os de 2023, observou-se uma queda de 10% nas emissões inventariadas.**

Em função dos níveis alarmantes dos reservatórios hidrelétricos e do risco de racionamento, o debate sobre o aumento da diversificação e da segurança da matriz elétrica brasileira se reaqueceu em 2021. Assim, a diminuição gradual da participação da hidroeletricidade na matriz, tanto em geração quanto em termos de novos projetos, abriu espaço para o crescimento das fontes eólica e solar, mas, sobretudo, deu vantagens argumentativas para o incremento da utilização de termelétricas fósseis naquele ano. A contratação e a operação dessa categoria de usinas foram privilegiadas sob o argumento de segurança ao sistema no suprimento de potência, além de outros fatores como a viabilização econômica do gás natural nacional advindo do pré-sal.

**Em 2022 e 2023, de forma oposta, o cenário foi desfavorável para termelétricas fósseis. Houve a retomada dos reservatórios hídricos, que levaram a geração hidrelétrica ao seu segundo e terceiro maior patamar na história, e a ascensão jamais vista das renováveis eólica e solar. A geração eólica ultrapassou pelo segundo ano consecutivo a geração termelétrica fóssil em 2023, enquanto a geração solar experimentou um crescimento de 68% de um ano para outro e um crescimento acumulado de 661% nos últimos cinco anos. Como resultado, a geração termelétrica fóssil seguiu em queda, decaindo mais de 8%, e voltou aos níveis alcançados antes da crise hídrica de 2014, com o menor valor em 12 anos.**

É preciso destacar que, mesmo em situação de baixa demanda por termelétricidade, houve um aumento significativo na geração de usinas movidas a carvão mineral, com um crescimento de quase 11% em comparação ao ano anterior. Em 2023, as nove usinas que utilizam carvão foram responsáveis por 45% das emissões de GEE inventariadas. Em consonância a isso, **a taxa de emissão média das usinas inventariadas foi de 640 tCO<sub>2</sub>e/ GWh em 2022 para 671 tCO<sub>2</sub>e/ GWh em 2023.**

Quanto à atribuição de emissões às proprietárias das usinas inventariadas, apenas quatro empresas foram responsáveis por mais de 64% de tudo o que foi emitido, sendo elas: Fram Capital Energy (22%) Petrobras (19%), Âmbar Energia (12,5%) e Eneva (11%). Em termos de taxas de emissões, destacaram-se negativamente as empresas Âmbar Energia, Starboard, Fram Capital Energy, Mercurio Asset e EDP. Estas com taxas elevadas em comparação com a média nacional e detentoras de usinas a carvão mineral.



Além das emissões de gases de efeito estufa, a geração termelétrica fóssil resulta em uma série de outros problemas ambientais, como estresse hídrico por conta da utilização de água para resfriamento de sistemas, poluição atmosférica local ou competição no despacho de energia com fontes renováveis. Ademais, essa categoria de geração contribui significativamente para o encarecimento das contas de eletricidade.

Ainda que a geração termelétrica fóssil tenha caído em 2023 por conta da retomada dos reservatórios hidrelétricos, tem se observado um aumento da produção e da proposição de novos projetos termelétricos nos últimos anos. Períodos com condições climatológicas mais ou menos favoráveis ao abastecimento de reservatórios poderão se repetir no futuro, ocasionando variações no acionamento de usinas térmicas e, conseqüentemente, em suas emissões atmosféricas. Então, o maior motivo de preocupação está no fato de o setor elétrico, em resposta a essas variações, estar se comprometendo com projetos fósseis que operarão por vários anos. Inclusive, alguns deles planejados para funcionar de forma inflexível (sem grandes interrupções na geração). A preocupação está além da questão do aumento ou da diminuição das emissões anuais de GEE, que ocorrem conforme mais usinas são acionadas.

Muitas vezes apoiada pela indústria do gás e carvão, se essa tendência for mantida, estará se forçando o uso de termelétricas mesmo em momentos com condições climáticas favoráveis para a geração renovável. O que, fatalmente, aumentará desnecessariamente a quantidade de emissões e os outros impactos socioambientais inerentes à termelétricidade. Por isso, buscando esclarecer riscos e propor alternativas, o IEMA continuará analisando e divulgando informações acerca da expansão termelétrica em território nacional, como os boletins de análise pré e pós-leilões, notas técnicas a respeito das mudanças no setor elétrico brasileiro e inventários anuais de emissões atmosféricas.

Vale ressaltar que um desafio importante para a continuidade deste trabalho é o acesso público a informações confiáveis, especialmente no que se refere a indicadores ambientais. A fonte selecionada, Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp/Ibama), ainda que a mais completa em termos de disponibilidade de informações de consumo de combustíveis, apresentou dados incongruentes ou ausentes para 21 usinas. O quadro é ainda mais problemático para as emissões de poluentes locais: das 67 usinas, apenas 35 publicaram números coerentes para  $\text{NO}_x$ ; enquanto apenas oito, 14 e 28 forneceram dados coerentes de MP,  $\text{SO}_x$  e CO, respectivamente.

Há a necessidade de se aprimorar o processo de coleta e de validação das informações das usinas. Atualmente, são os empreendedores os responsáveis pelo preenchimento das informações coletadas e só há auditoria em caso de denúncias ou ações fiscalizatórias específicas. É preciso aumentar o rigor e a análise das informações disponibilizadas pelas empresas geradoras em seus Rapp/Ibama. A fragilidade das bases de dados oficiais de emissões atmosféricas no país mostra uma longa distância a percorrer, tanto para uma efetiva gestão ambiental por parte do poder público quanto para a implementação de práticas transparentes e consistentes de Governança Ambiental, Social e Corporativa (*ESG - Environmental, Social and Corporate Governance*) por parte das empresas do setor elétrico.



# 6. METODOLOGIA DETALHADA

## 6.1 Fontes de informação

### 6.1.1 Lista de termelétricas inventariadas e respectivas gerações de eletricidade

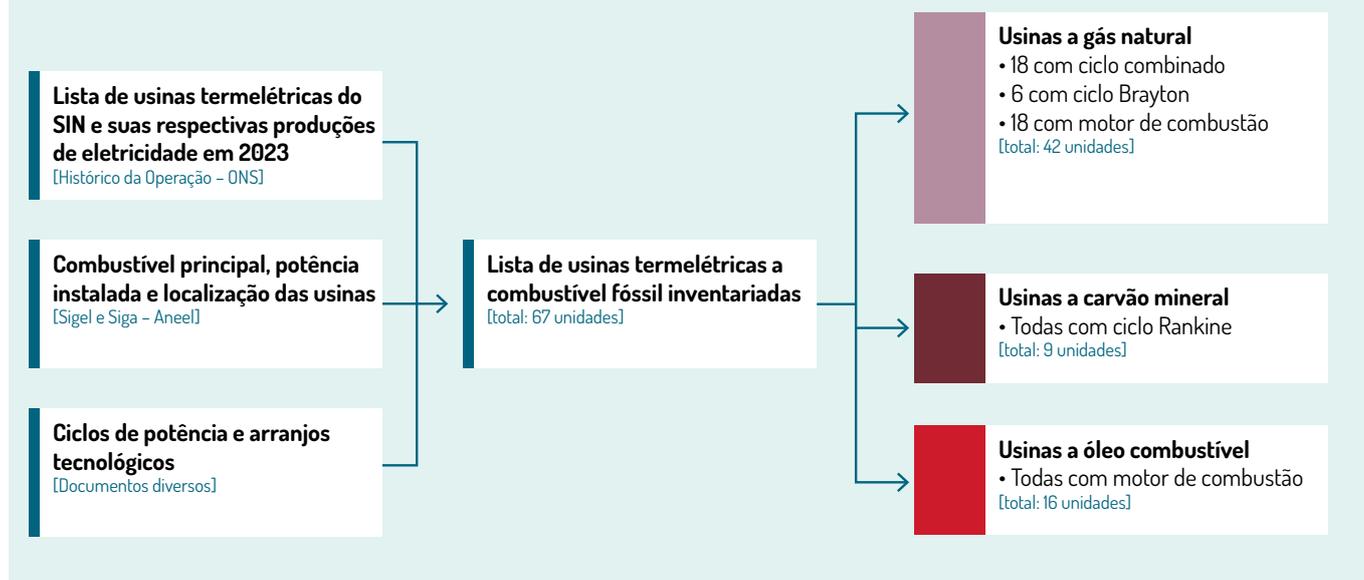
Para a elaboração deste inventário, as informações sobre as termelétricas a combustíveis fósseis que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2020, 2021, 2022 e 2023, bem como suas respectivas gerações de eletricidade, foram obtidas junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em seu Histórico da Operação, plataforma pública atualizada periodicamente (ONS, 2024). Para essa atualização do inventário optou-se por inventariar apenas usinas que tenham gerado mais de 2 GWh no respectivo ano, uma vez que usinas com geração inferior a esta tem participação muito baixa nos valores finais deste documento.

Detalhes sobre localização geográfica, potência instalada e combustível principal utilizado por cada usina listada foram acessados por meio do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel) (Aneel, 2024b) e do Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga) (Aneel, 2024c).

Já para a identificar o arranjo tecnológico (se são ou não usinas de cogeração e/ou de autoprodução) e o ciclo de potência das plantas, além das fontes já citadas, foram consultadas documentações inerentes aos processos de licenciamento ambiental, em especial os Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e as licenças ambientais expedidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) ou pelos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (Oema). Além disso, foram empreendidas buscas sistemáticas nos sites das empresas/usinas geradoras e em documentos oficiais, como o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2023).

A figura a seguir sintetiza as fontes de informação utilizadas para identificação e caracterização tecnológica das usinas termelétricas inventariadas.

**FIGURA 26** Informações e fontes consultadas para consolidação da lista de usinas termelétricas inventariadas



### 6.1.2 Identificação dos proprietários das usinas termelétricas inventariadas

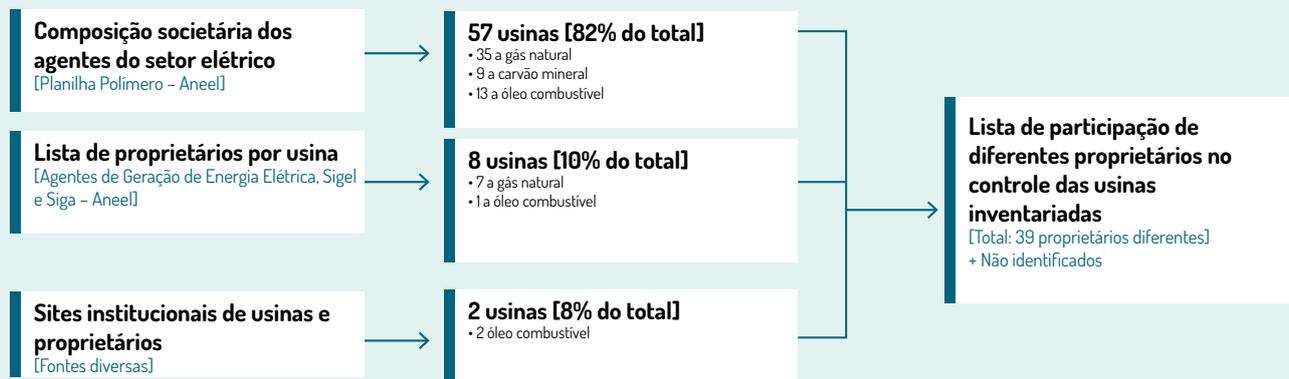
Os atores do setor elétrico têm como obrigação informar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a composição societária de seus empreendimentos<sup>16</sup>. A agência reguladora, por sua vez, publica periodicamente tais composições em seu portal na *internet*, por meio do sistema de dados abertos, Polímero (Aneel, 2024a).

Para identificar os proprietários, foram utilizadas as informações disponíveis na base de dados do sistema Polímero referentes aos trimestres mais recente do ano analisado. Além disso, foram necessárias buscas em arquivos referentes a períodos menos recentes para complementar dados não presentes na base atual. Desta forma, foi possível identificar os proprietários de 57 usinas térmicas aqui inventariadas, bem como as respectivas participações desses proprietários no capital social de cada uma dessas termelétricas.

Para complementar as informações disponibilizadas no sistema Polímero, foram consultadas outras três plataformas da Aneel: o Sigel (Aneel, 2024b), o Siga (Aneel, 2024c) e a base de Agentes de Geração de Energia Elétrica (Aneel, 2024d). Por meio dessas plataformas, foram identificados os proprietários de mais oito usinas. Para as plantas restantes, sobre as quais ainda se tinham dúvidas em relação aos proprietários, realizaram-se buscas nos respectivos sites institucionais.

Identificar “quem possui o quê”, ou seja, quais são os proprietários das termelétricas inventariadas e quais suas respectivas participações no capital social desses ativos, foi um trabalho complexo. Os capitais sociais são regularmente negociados e seus controladores podem se fundir, reorganizar-se ou mesmo cessar as operações. Assim, embora considerável esforço tenha sido realizado para garantir a acurácia das informações societárias aqui presentes, podem existir desvios inadvertidos na atribuição de propriedade de usinas para as quais as informações públicas não estavam atualizadas ou não puderam ser encontradas. A próxima figura resume as referências utilizadas para determinar os proprietários de cada planta.

<sup>16</sup> Conforme art. 4º do Módulo II do Anexo da Resolução Normativa Aneel n.º 948 de 16 de novembro de 2021, que aprovou a Regulação Econômico-Financeira (regulamentação de operações, aplicáveis às delegatárias de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica), “o concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica deverá enviar à Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM), da Aneel, na concretização da operação de transferência acionária e periodicamente, no último dia de cada trimestre civil, informação atualizada relativa à respectiva composição societária; identificado o grupo de controle e explicitando todas as participações societárias diretas e indiretas dos respectivos controladores” (Aneel, 2021b). Essa obrigatoriedade também é mencionada no art. 2º (XX) da Resolução Normativa Aneel n.º 921 de 23 de fevereiro de 2021: “manter atualizado em sistema disponibilizado no sítio eletrônico da Aneel o organograma do Grupo Econômico, informando quaisquer alterações na composição societária” (Aneel, 2021a).

**FIGURA 27 Origem dos dados de proprietários por usina termelétrica inventariada**

### 6.1.3 Consumo de combustíveis fósseis por usina inventariada

Para a maioria das usinas, números oficiais e públicos sobre o consumo de combustíveis só puderam ser acessados nas informações referentes aos Relatórios Anuais de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp)<sup>17</sup>, disponibilizadas no portal de dados abertos do Ibama (Ibama, 2024c). Tais relatórios são preenchidos pelos próprios empreendedores responsáveis, tratando-se de uma obrigação vinculada ao pagamento da Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA)<sup>18</sup>. Os sujeitos ao pagamento da taxa e, conseqüentemente, obrigados a entregar o Rapp são identificados por meio do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Naturais (CTF/APP)<sup>19</sup>.

Para validar os valores de consumo reportados nos Rapp/Ibama também foram examinadas outras fontes formais, que disponibilizavam pelo menos parte das informações buscadas, como o Boletim da Indústria de Gás Natural (MME, 2024) e dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2024b). Além disso, foi analisada a coerência entre a geração de eletricidade e o consumo de combustíveis de cada usina, considerando suas características tecnológicas (ciclo de potência e combustíveis utilizados).

Dessa maneira, estabeleceu-se uma base de comparação em que foi possível perceber que os números obtidos via Rapp/Ibama estavam bastante próximos daqueles divulgados por outras fontes - que foram preteridas por serem dispersas e por cobrirem um número menor de usinas. Tal comparação reforçou a escolha dos dados abertos do Ibama como referência dos consumos de combustíveis aqui utilizados. No entanto, ainda assim foram encontradas lacunas ou inconsistências para algumas usinas.

Um total de 37 termelétricas tiveram os dados de consumo diretamente retirados dos valores referentes a 2023 publicados em seus Rapp/Ibama. Destas, 25 utilizam o gás natural, cinco delas têm o carvão mineral como combustível principal e sete movida a óleo combustível.

17 “O Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp) é uma ferramenta instituída como obrigação acessória à TCFA pela Política Nacional de Meio Ambiente (Lei 6.938/81, art. 17-C, § 1º). O Rapp tem como função a obtenção de dados e informações para colaborar com procedimentos de fiscalização e controle ambiental. O modelo do relatório é definido pelo Ibama, que atualmente é regulamentado pela Instrução Normativa do Ibama n.º 22/2021.” (Ibama, 2024d).

18 “A Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA) é uma espécie de tributo para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais. A TCFA está prevista no art. 17-B da Lei Federal n.º 6.938/1981 (Política Nacional de Meio Ambiente), que teve a redação dada pela Lei Federal n.º 10.165/2000. Foi regulamentada pelo Ibama por meio da Instrução Normativa n.º 17, de 2011, republicada no DOU de 20 de abril de 2012. É definida pelo cruzamento do grau de potencial poluidor com o porte econômico do empreendimento. Essas informações são fornecidas pelo próprio contribuinte, ao se inscrever no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP).” (Ibama, 2024e).

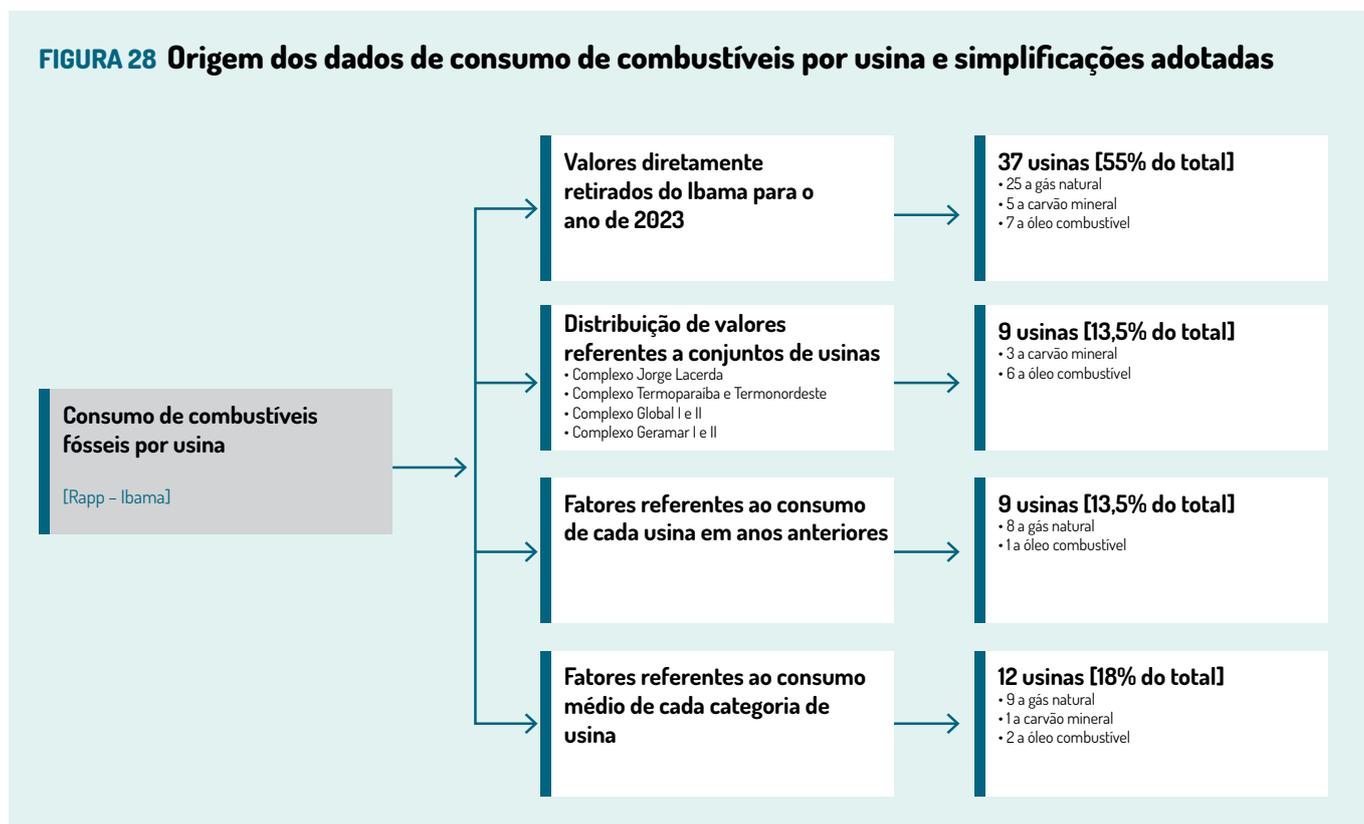
19 O art. 17, II, da Lei 6.938/1981, que dispõe sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, instituiu, sob a administração do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama), o Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP). A obrigação de registro no Cadastro incide sobre a pessoa física ou jurídica que exercer atividade sob controle por meio de licenciamento ambiental realizado pelo órgão competente (federal, distrital, estadual ou municipal). (Ibama, 2024a)

Para obter o consumo de outras seis plantas, foram distribuídos valores referentes a conjuntos de usinas, também disponíveis via Rapp/Ibama. Assim, por exemplo, o consumo total do complexo Global, informado a partir da base do Ibama, foi distribuído para as duas usinas que o compõem (Global I e Global II) de maneira proporcional à geração. Essa mesma metodologia foi aplicada para a distribuição do consumo para os complexos Termoparaíba/Termonordeste, e Geramar.

Para o complexo Jorge Lacerda, utilizou-se a distribuição de consumo de combustível entre as usinas na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (CCCE, 2024) como base para a divisão proporcional do consumo indicado no Rapp/Ibama entre as unidades Jorge Lacerda I e II, Jorge Lacerda III e Jorge Lacerda IV.

Para as térmicas cuja informação não estava disponível no Rapp/Ibama, foi necessário utilizar fatores de consumo de combustível por eletricidade gerada. Para outras nove usinas<sup>20</sup>, tais fatores foram calculados a partir dos consumos de cada uma delas referentes a um ano anterior disponível nos dados abertos do Ibama. Já para 12 plantas que não possuíam dados de consumo referentes a anos anteriores<sup>21</sup>, foram aplicados fatores de consumo médios específicos para cada tecnologia (combinação de combustível principal e ciclo de potência). Esses fatores foram calculados a partir dos próprios dados de 2023 presentes nos Rapp/Ibama, dividindo o montante de combustível consumido por todas as usinas de uma determinada tecnologia pela eletricidade total gerada nessas mesmas usinas.

**FIGURA 28 Origem dos dados de consumo de combustíveis por usina e simplificações adotadas**



20 Aparecida Parte I, Manauara, Maracanaú I, Mauá 3, Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV, Prosperidade I e Termomacaé.

21 Barra Bonita I, Figueira, Karkey 013, Karkey 019, Parnaíba I + Parnaíba V, Porsud I, Porsud II, Termo Norte I, Prosperidade II, Prosperidade IV, REFAP e U-50.



### 6.1.4 Emissões de óxidos de nitrogênio por usina inventariada

Em sua seção de emissões de poluentes atmosféricos, o portal de dados abertos do Ibama apresenta as quantidades, em toneladas, de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ), óxidos de enxofre ( $\text{SO}_x$ ), material particulado (MP) e monóxido de carbono (CO) emitidas por diferentes usinas termelétricas, segundo dados provenientes dos respectivos Relatórios Anuais de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (Rapp) reportados pelas próprias empresas (Ibama, 2024b)<sup>22</sup>.

Neste inventário, no entanto, optou-se por apresentar apenas as emissões de  $\text{NO}_x$  relatadas nos Rapp/Ibama. Isso devido a três razões:

- Muitas cidades brasileiras não têm mais apresentado concentrações atmosféricas de CO acima dos padrões legais e das recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS) (IEMA, 2023);
- As taxas de emissão observadas para  $\text{SO}_x$  e MP apresentaram diferenças significativas em relação ao indicado na literatura de referência<sup>23</sup>;
- Das 67 termelétricas que injetaram energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2023, um total de 29 usinas não informaram as emissões de  $\text{SO}_x$  em seus respectivos Rapp/Ibama, 25 deixaram de fornecer os dados sobre MP e 19 não forneceram dados de CO.

Para avaliar os valores de emissão de  $\text{NO}_x$  para cada empreendimento, foi empregado um conjunto de critérios para qualificar os dados disponibilizados. Esses critérios foram explanados no capítulo 4 (Emissões de Poluentes Locais) deste relatório. Com isso, excluiu-se os valores de  $\text{NO}_x$  muito acima ou muito abaixo do esperado para uma dada geração de eletricidade e um determinado arranjo tecnológico de combustível e ciclo de potência<sup>24</sup>. Além disso, a partir de fatores de emissão de referência disponíveis no Guia Técnico para Preparação de Inventários da Agência Ambiental Europeia (EEA, 2019), foi possível também listar usinas que podem ter apresentado emissões um pouco acima ou um pouco abaixo do esperado (vide tabela 5). Os valores dessas usinas ainda assim foram mantidos e apresentados neste inventário, uma vez que não é possível afirmar que estão de fato incorretos.

Vale frisar que não se utilizou fatores médios para estimar as emissões de  $\text{NO}_x$  daquelas usinas cujas informações eram inconsistentes ou não estavam disponíveis no portal de dados abertos do Ibama. Isso porque as emissões desse poluente podem variar significativamente a depender das condições em que o combustível é queimado, tornando o uso de fatores médios mais suscetível a imprecisões. Por isso, este inventário apresenta as emissões de  $\text{NO}_x$  de 35 das 67 usinas inventariadas, tratando-se apenas daquelas que divulgaram tais informações via Rapp/Ibama<sup>25</sup>, que tinham dados relativamente coerentes e que não são classificadas como autoprodutoras.

22 Assim como realizado com o consumo de combustíveis, as emissões referentes a um determinado complexo termelétrico foram distribuídas em cada usina que o compõem, utilizando a mesma proporção entre a geração de eletricidade na usina e a emissão. Os seguintes complexos tiveram suas emissões distribuídas nas usinas que os compõem: Complexo Geramar (usinas Geramar I e III), Complexo Jorge Lacerda (usinas Jorge Lacerda I e II, III e IV), Complexo Termoparaíba e Termonordeste e Complexo Global (usinas Global I e II).

23 Para avaliação da confiabilidade dos dados de emissão de poluentes atmosféricos em 2023 nas usinas termelétricas inventariadas, disponibilizados por meio de Rapp/Ibama, foram utilizados como referências os fatores médios de emissão publicados pela Agência Ambiental Europeia em seu Guia Técnico para Preparação de Inventários (EEA, 2019), que faz parte das fontes bibliográficas do Inventário Nacional (MCTI, 2020b).

24 As 16 seguintes usinas tiveram suas informações de emissões de  $\text{NO}_x$  desconsideradas: Arebbepe, Geramar I, Geramar II, GNA I, Jaraqui, Muricy, Parnaíba III, Parnaíba IV, Pernambuco III, Prosperidade I, Santa Cruz, Tambaqui, Termonordeste, Termoparaíba, Termopernambuco e Três lagoas.

25 Não foi possível encontrar informações de emissões de  $\text{NO}_x$  das 16 seguintes usinas: Aparecida Parte I, Barra Bonita I, Figueira, Fortaleza, Karkey 013, Karkey 019, Manauara, Mauá 3, Porsud I, Porsud II, Prosperidade II, Prosperidade III, Prosperidade IV, REFAP, Termocabo e U-50.

## 6.2 Procedimentos de cálculo

### 6.2.1 Fator de capacidade por usina

O fator de capacidade de uma central elétrica é a relação/razão entre a produção efetiva de eletricidade em um determinado intervalo de tempo e sua capacidade máxima de geração nesse mesmo período (energia que geraria se operasse na potência máxima em 100% do tempo analisado). Em outras palavras, significa a proporção entre a eletricidade fornecida e a capacidade instalada de um sistema de geração de energia.

Por exemplo, uma planta que poderia ter gerado 1.000 GWh de energia em um ano, mas só gerou 500 GWh, teve um fator de capacidade de 50%. Isso significa que a usina esteve operando em potência máxima durante 50% do tempo que poderia ou que operou com potência menor do que a máxima no período analisado.

A seguinte fórmula pode ser aplicada para cálculo do fator de capacidade de uma usina:

$$\text{Fator de Capacidade}_{\text{usina}} = \frac{E_{\Delta t}}{P * \Delta t}$$

Sendo:

$E_{\Delta t}$  [Wh] = Energia elétrica gerada no intervalo de tempo analisado

P [W] = Potência instalada da usina

$\Delta t$  [h] = Intervalo de tempo analisado (em horas)

#### Observações sobre termelétricas autoprodutoras e/ou de cogeração

É importante destacar que os dados de geração por usina disponibilizados pela ONS só dizem respeito à produção de eletricidade injetada no SIN (ONS, 2024).

Com isso, não é possível determinar o total de energia gerada em centrais elétricas de autoprodução, considerando que uma parcela das gerações dessas usinas pode ter sido utilizada pelas respectivas indústrias associadas, não sendo, então, contabilizada nas estatísticas da ONS.

Também não se pode afirmar que as usinas a cogeração<sup>26</sup> de eletricidade e vapor não tiveram parte de suas gerações utilizadas/injetadas nas respectivas indústrias em que estão vinculadas. Não há clareza, portanto, se a geração injetada no SIN por cada termelétrica a cogeração contempla o total gerado nessas plantas ou somente uma parte da eletricidade produzida em um ano.

Assim, na ausência de certeza sobre a geração total, optou-se por não considerar usinas a cogeração e/ou de autoprodução (indicadas no Anexo) nos gráficos de fator de capacidade incluídos neste inventário. Caso contrário, tais fatores poderiam estar artificialmente subestimados.

### 6.2.2 Eficiência energética

A eficiência energética de uma termelétrica indica a parcela da energia térmica resultante da queima de um combustível convertida em energia elétrica. Inovações tecnológicas perseguem equipamentos e arranjos mais eficientes, possibilitando que uma usina aproveite ao máximo a energia proveniente da queima de um combustível para gerar energia elétrica, minimizando perdas inerentes a essa transformação. Assim, usinas com maior eficiência energética consomem menos combustível para gerar o mesmo montante de eletricidade que uma planta menos eficiente produziria, economizando recursos e diminuindo, por exemplo, as emissões atmosféricas por unidade de energia elétrica produzida.

<sup>26</sup> Uma usina a cogeração de eletricidade e vapor é quase sempre também uma usina de autoprodução, que pode, portanto, gerar tanto energia elétrica quanto vapor para suprir as demandas da indústria em que está associada. Por outro lado, vale frisar que nem toda usina de autoprodução utiliza cogeração de eletricidade e vapor, podendo, então, configurar-se como uma planta dedicada apenas à geração de energia elétrica a ser disponibilizada a uma determinada indústria.



A eficiência energética é calculada pela razão entre a energia elétrica gerada e a energia obtida a partir da queima de combustíveis<sup>27</sup>, conforme fórmula a seguir:

$$\text{Eficiência Energética}_{\text{usina}} = \frac{E}{\Sigma \text{Consumo}_{\text{comb}}}$$

Sendo:

$E$  [tep] = Eletricidade gerada na usina

$\Sigma \text{Consumo}_{\text{comb}}$  [tep] = Somatória dos consumos de combustíveis (principal e secundários)

### Observações sobre termelétricas autoprodutoras, a cogeração ou que operaram a baixos fatores de capacidade

Usinas de cogeração podem utilizar o calor produzido pela queima de combustível para, de forma integrada, produzir tanto vapor quanto eletricidade. Como não é possível separar o consumo de combustível para geração de eletricidade do consumo para produção de vapor, optou-se por não representar esse tipo de usina nos gráficos relacionados à eficiência. Isso porque as eficiências dessas usinas estariam potencialmente subestimadas, uma vez que considerariam apenas a eletricidade gerada em relação a todo combustível queimado.

Nesse sentido, optou-se também por não representar as eficiências de usinas de autoprodução, já que não é possível afirmar com certeza suas gerações elétricas totais e se são ou não de cogeração (vide os últimos parágrafos do tópico anterior).

Como discutido no capítulo sobre geração, observou-se que uma significativa parcela das usinas que aparecem na lista de unidades geradoras da ONS (ONS, 2024) operou com um fator de capacidade muito baixo, sugerindo que, muito possivelmente, funcionaram apenas para fins de teste. Considerando que, em muitos desses casos, grande parte da geração das usinas ocorreu durante os processos de ligar ou desligar as unidades, os cálculos de eficiência realizados podem não refletir com acurácia o desempenho real das usinas durante períodos prolongados de operação. Assim, usinas com menos de 1% de fator de capacidade também não foram representadas/consideradas nos gráficos de eficiência.

## 6.2.3 Emissões de gases de efeito estufa por usina

Uma vez que as emissões de CO<sub>2</sub> dependem sobretudo da quantidade de combustível queimado e pouco variam em relação à forma de queima, optou-se por utilizar, para todas as usinas, os já consolidados fatores de emissão para termelétricas reportados no Inventário Nacional (MCTI, 2020b), listados na tabela 6. Também foram empregados os fatores de metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), outros gases de efeito estufa (GEE) emitidos em usinas térmicas. Para se obter um valor único de GEE medido em dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e), os resultados de CH<sub>4</sub> e de N<sub>2</sub>O emitidos devem ser multiplicados, respectivamente, por 28 e 265, conforme métrica utilizada na Quarta Comunicação Nacional do Brasil à UNFCCC (MCTI, 2020a).

As emissões de CO<sub>2</sub>e são, então, calculadas por meio da seguinte equação:

$$\text{Emissão}_{\text{usina}}^{\text{CO}_2\text{e}} = \left[ \text{Consumo}_{\text{combustível}} * \text{FE}_{\text{combustível}}^{\text{CO}_2} \right] + \left[ 28 * \text{Consumo}_{\text{combustível}} * \text{FE}_{\text{combustível}}^{\text{CH}_4} \right] + \left[ 265 * \text{Consumo}_{\text{combustível}} * \text{FE}_{\text{combustível}}^{\text{N}_2\text{O}} \right]$$

Sendo:

$\text{FE}_{\text{combustível}}$  [TJ] = Fator de emissão de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> ou N<sub>2</sub>O (em kg) para o consumo de um dado combustível

<sup>27</sup> Para o cálculo de eficiência, é necessário converter todas as variáveis para uma única unidade de medida de energia. Neste inventário, todas as medidas foram convertidas para tonelada equivalente de petróleo (tep), multiplicando os consumos de combustíveis e as gerações de eletricidade (em unidades comerciais, como tonelada ou watt-hora) pelos respectivos fatores de conversão para tep médios disponíveis no Balanço Energético Nacional (EPE, 2024a).

**TABELA 6** Fatores de emissão de gases de efeito estufa para queima de combustíveis em termelétricas

		kgCO <sub>2</sub> /TJ	kgCH <sub>4</sub> /TJ	kgN <sub>2</sub> O/TJ
<b>Carvão vapor 3100</b>	(carvão mineral lignito)	<b>101.000</b>	<b>0,6</b>	<b>0,8</b>
<b>Carvão vapor 3300</b>	(carvão mineral lignito)	<b>101.000</b>	<b>0,6</b>	<b>0,8</b>
<b>Carvão vapor 4500</b>	(carvão mineral sub-betuminoso)	<b>96.100</b>	<b>0,6</b>	<b>0,8</b>
<b>Carvão vapor 6000</b>	(carvão mineral betuminoso)	<b>94.600</b>	<b>0,6</b>	<b>0,8</b>
<b>Gás de refinaria</b>		<b>57.600</b>	<b>4,0</b>	<b>1,0</b>
<b>Gás natural seco</b>		<b>56.100</b>	<b>4,0</b>	<b>1,0</b>
<b>Óleo diesel</b>		<b>65.758*</b>	<b>4,0</b>	<b>0,6</b>
<b>Óleo combustível</b>		<b>77.400</b>	<b>0,8</b>	<b>0,3</b>

Nota: O fator de emissão do óleo diesel considera que 11,5% do volume desse combustível queimado em centrais elétricas em 2023 foi composto por biodiesel (EPE, 2024b); outros 88,5% são de diesel de petróleo, que possui fator de 74.100 kgCO<sub>2</sub>/TJ (MCTI, 2020b). Conforme metodologia indicada pelo IPCC para inventariar emissões nacionais, a queima da parcela de biodiesel é considerada neutra em emissões de CO<sub>2</sub>, pois todo carbono emitido fora anteriormente capturado da atmosfera durante o crescimento da biomassa (essencialmente soja) usada como matéria-prima para fabricação desse biocombustível (IPCC, 2006).

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI, 2020b.

Frisa-se, por fim, que algumas usinas apresentam consumo de mais de um combustível, um principal e um ou dois secundários. Para o cálculo das emissões totais desses empreendimentos, soma-se a emissão referente a cada um desses combustíveis.

### 6.2.4 Taxa de emissão

Para comparar a intensidade de carbono de diferentes termelétricas, independentemente da quantidade de tempo que elas tenham operado, utiliza-se como indicador a taxa de emissão, que pondera as emissões de gases de efeito estufa (GEE) pela quantidade de energia elétrica produzida em uma usina. Quanto maior a taxa de emissão, maior a quantidade de GEE emitida por uma termelétrica para cada unidade de eletricidade gerada.

A taxa de emissão de uma usina é calculada conforme fórmula abaixo:

$$\text{Taxa de emissão}_{\text{usina}} = \frac{\text{Emissão}_{\text{usina}}^{\text{CO}_2\text{e}}}{E_{\text{usina}}}$$

Sendo:

$E$  [GWh] = Energia elétrica gerada

$\text{Emissão}_{\text{usina}}^{\text{CO}_2\text{e}}$  [t] = Emissão de dióxido de carbono equivalente

#### Observações sobre termelétricas autoprodutoras, a cogeração ou que operaram a baixos fatores de capacidade

Assim como para o fator de capacidade e para a eficiência energética, há lacunas de informações que dificultam a interpretação das emissões absolutas e das taxas de emissão de usinas autoprodutoras e/ou de cogeração.

Em usinas a cogeração, que podem utilizar a energia proveniente da queima de combustíveis para gerar, de forma integrada, tanto eletricidade quanto vapor, parte dos combustíveis consumidos pode ter sido queimada para produzir vapor e não eletricidade. Portanto, na prática, uma parcela das emissões atribuídas a essas usinas pode não dizer respeito à geração de eletricidade diretamente. Considerando que as emissões, independentemente da finalidade, ocorreram, optou-se por seguir apresentando essas usinas nos gráficos deste inventário, porém chamando a atenção a partir de hachuras e/ou asteriscos para o fato dos valores, possivelmente, representarem as emissões de todos os processos da ute (geração de eletricidade e de vapor).



Como a taxa de emissão pondera cada unidade de CO<sub>2</sub>e emitida (em toneladas) por cada unidade de eletricidade gerada (em gigawatt-hora), o cálculo desse indicador para uma usina de cogeração estaria potencialmente superestimado por considerar, por um lado, o carbono emitido tanto por geração de eletricidade quanto de vapor, mas, por outro, ponderar tal emissão apenas pela eletricidade gerada. Nesse sentido, como um dos objetivos de indicadores que relacionam duas grandezas é permitir a comparabilidade entre resultados, considerou-se mais coerente a não representação de usinas a cogeração nos gráficos de taxas de emissão.

Além disso, como já explicado no subitem sobre fator de capacidade, há certa dúvida sobre algumas usinas de autoprodução serem também usinas de cogeração, por isso, optou-se por seguir os mesmos critérios das usinas a cogeração para as de autoprodução no que diz respeito a emissões e taxas de emissão.

### 6.2.5 Alocação da geração de eletricidade e das emissões aos proprietários das usinas

A partir da identificação da cadeia de proprietários controladores das termelétricas inventariadas, conforme explanado no tópico 6.1.2 deste documento, realizou-se um exercício de distribuição da geração de eletricidade e das emissões de cada usina aos respectivos proprietários. Tal alocação foi feita proporcionalmente à porcentagem de participação de cada proprietário no capital social de uma ou mais térmicas.

Assim, se uma usina hipotética, controlada em 20% pelo produtor “A” e em 80% pelo “B”, emitiu 100 mil toneladas de CO<sub>2</sub>e, a parcela de emissões alocada para o produtor “A” será de 20 mil toneladas, enquanto o produtor “B” será responsável pelas outras 80 mil. Se esse produtor “B” ainda tiver 100% de controle sobre outra usina que emitiu 50 mil toneladas de carbono, suas emissões totais serão de 130 mil toneladas (80 mil referentes a uma usina e 50 mil à outra).

As origens dessas porcentagens de controle utilizadas neste inventário estão detalhadas no tópico 6.1.2 e evidenciadas na tabela 3 desta publicação.

## 6.3 Alterações de metodologia considerando o inventário de ano-base 2022

No segundo semestre de 2023, o IEMA divulgou o terceiro Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas, tendo 2022 como ano-base. Em todas as edições do Inventário, é empregado um esforço de revisão dos dados históricos, buscando manter a base de informações o mais atualizada possível.

Além disso, para melhorar a visualização dos dados, optou-se por não incluir neste inventário usinas que tenham gerado menos de 2 GWh, uma vez que estas têm impacto muito baixo nos valores finais deste documento.

Por estes motivos, é possível observar pequenas alterações nos dados de anos anteriores apresentados neste documento em relação aos dados apresentados no inventário/documento anterior.



# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Aneel Nº 921, de 23 de Fevereiro de 2021**. Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 7. 2021a. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021921.pdf>>. Acesso em: 2023.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Aneel Nº 948, de 16 de Novembro de 2021**. Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 120. 2021b. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021948.pdf>>. Acesso em: 2023.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Composição Societária dos Agentes do Setor Elétrico. **Dados Abertos, 2024a**. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/composicao-societaria-polimero/resource/ef4129fc-d72b-47db-9a79-d49f5c5ee879>>. Acesso em: 2024.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Download. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (Sigel)**, 2024b. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/Down/>>. Acesso em: 2024.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga). **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2024c. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: 2024.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Agentes de Geração de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, 2024d. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/agentes-de-geracao-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 2024.

BRASIL. **Lei nº 14.182, de 12 de Julho de 2021**. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras); altera as Leis n 5.899, de 5 de julho de 1973, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 13.182, de 3 de novembro de 2015, 13.203, de 8 de dezembro de 2015, 14.118, de 13 de janeiro de 2021, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 9.074, de 7 de julho de 1995; e revoga dispositivos da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm)>. Acesso em: 2023.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIO DE ENERGIA ELÉTRICA. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). **Câmara de Comércio de Energia Elétrica**, 2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>. Acesso em: dez. 2024.



EEA - EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. **EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019 - Energy Industries - Combustion in Energy and Transformation Industries**. European Environment Agency (EEA). Copenhagen, p. 116. 2019. Disponível em: <<https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019/part-b-sectoral-guidance-chapters/1-energy/1-a-combustion/1-a-1-energy-industries/view>>. Acesso em: 2024.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2024 - Ano base 2023**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro, 2024a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>>. Acesso em: 2024.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional (BEN) - Séries Históricas e Matrizes - Capítulo 5 - Balanco dos Centros de Transformação 1970-2022**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2024b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: 2024.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras de Recursos Ambientais (CTF/APP). **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (IBAMA)**, 2024a. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/cadastramentos/ctf/ctf-app/ctf-app>>. Acesso em: 2024.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Emissões de Poluentes Atmosféricos. **Dados Abertos**, 2024b. Disponível em: <<https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/emissoes-de-poluente-atmosfericos>>. Acesso em: 2024.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Fontes Energéticas. **Dados Abertos**, 2024c. Disponível em: <<https://dadosabertos.ibama.gov.br/dataset/fontes-energeticas>>. Acesso em: 2024.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Relatório de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais (RAPP). **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (Ibama)**, 2024d. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/relatorios/atividades-poluidoras>>. Acesso em: 2024..

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental (TCFA). **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (Ibama)**, 2024e. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/servicos/taxas/tcfa/sobre-a-tcfa>>. Acesso em: 2024.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Geração termoeletrica e emissões atmosféricas: poluentes e sistemas de controle**. Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). São Paulo, 2016. Disponível em: <<https://energiaeambiente.org.br/produto/geracao-termoeletrica-e-emissoes-atmosfericas-poluente-e-sistemas-de-controle>> Acesso em: 12 dez. 2024.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Qualidade do ar em Macaé (RJ). **Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)**, 2021. Disponível em: <<https://energiaeambiente.org.br/produto/nota-tecnica-qualidade-do-ar-em-macaee-rj>>. Acesso em: 2023.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Série Termoeletricidade em Foco - Uso de Água em Termoeletricas**. Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). São Paulo, p. 34. 2016. Disponível em: <<http://energiaeambiente.org.br/produto/uso-de-agua-em-termoeletricas>>. Acesso em: 2023.



IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Plataforma da Qualidade do Ar. **Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)**, 2023. Disponível em: <<https://energiaeambiente.org.br/qualidadedoar>>. Acesso em: 2023.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 2: Energy - Chapter 2: Stationary Combustion**. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). [S.l.], p. 47. 2006. Disponível em: <<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>>. Acesso em: 2024.

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. **Quarta Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI). Brasília, p. 622. 2020a. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/comunicacoes-nacionais-do-brasil-a-unfccc>>. Acesso em: 2024..

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. **Quarta Comunicação Nacional e Relatórios de Atualização Bienal do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - Quarto Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa - Relatório de Referência - Setor Energia - Subsetor Queima de Combustíveis - Abordagem Setorial**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI). Brasília, p. 178. 2020b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-de-referencia-setorial>>. Acesso em: 2024.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Edição 202 - Destaques de Dezembro de 2023**. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2023>>. Acesso em: 2024.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração**. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2019. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2010%2FSubm%C3%B3dulo%2010.13%2FSubm%C3%B3dulo%2010.13%202019.08.pdf>>. Acesso em: 2023.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultados da Operação - Histórico da Operação - Geração de Energia**. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: Novembro de 2024.



## ANEXO - Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência

Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)	Usina (nome)	Município - UF	Combustível principal	Ciclo de potência	Potência instalada 2022	2022					2023				
						Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO <sub>2</sub> e - GWP AR5]	Taxa de emissão [tCO <sub>2</sub> e / GWh]	Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO <sub>2</sub> e - GWP AR5]	Taxa de emissão [tCO <sub>2</sub> e / GWh]
UTECMRS029767-4	Candiota III	Candiota (RS)	Carvão	Ciclo Rankine	350	1.796	58,6%	28%	2.368.185	1.318	1.859	61,0%	30%	2.239.515	1.205
UTECMPR000955-5	Figueira	Figueira (PR)	Carvão	Ciclo Rankine	20	18	10,4%	16%	39.802	2.185	46	26,0%	37%	42.871	931
UTECMSC001260-2	Jorge Lacerda I e II	Capivari de Baixo (SC)	Carvão	Ciclo Rankine	232	694	34,1%	31%	769.695	1.109	702	35,0%	33%	727.659	1.037
UTECMSC027093-8	Jorge Lacerda III	Capivari de Baixo (SC)	Carvão	Ciclo Rankine	262	1.316	57,3%	33%	1.389.986	1.056	1.008	44,0%	32%	1.074.858	1.067
UTECMSC027094-6	Jorge Lacerda IV	Capivari de Baixo (SC)	Carvão	Ciclo Rankine	363	1.941	61,0%	39%	1.742.984	898	2.306	73,0%	38%	2.078.162	901
UTECMRS032282-2	Pampa Sul	Candiota (RS)	Carvão	Ciclo Rankine	345	1.134	37,5%	31%	1.311.595	1.156	1.526	50,0%	31%	1.787.021	1.171
UTECMMA029700-3	Porto do Itaqui	São Luís (MA)	Carvão	Ciclo Rankine	360	3	0,1%	NA*	3.146	NA*	33	1,0%	35%	32.385	981
UTECMCE029720-8	Porto do Pecém I	São Gonçalo do Amarante (CE)	Carvão	Ciclo Rankine	720	6	0,1%	NA*	7.825	NA*	67	1,0%	35%	63.608	955
UTECMCE030098-5	Porto do Pecém II	São Gonçalo do Amarante (CE)	Carvão	Ciclo Rankine	365	6	0,2%	NA*	7.026	NA*	104	3,0%	37%	95.590	918
UTEGNAM027250-7	Aparecida Parte I	Manaus (AM)	Gás Natural	Ciclo Brayton	166	649	44,6%	35%	379.133	584	688	47,0%	35%	401.727	584
UTEGNMG001276-9	Juiz de Fora	Juiz de Fora (MG)	Gás Natural	Ciclo Brayton	87	33	4,4%	38%	17.837	533	9	1,0%	37%	5.094	545
UTEGNMA030196-5	Parnaíba III	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás Natural	Ciclo Brayton	178	389	24,9%	35%	226.646	583	149	10,0%	43%	70.416	473
UTEGNRJ027243-4	Santa Cruz	Rio de Janeiro (RJ)	Gás Natural	Ciclo Brayton	350	659	21,5%	32%	424.167	643	119	4,0%	27%	90.167	759
UTEGNRJ027952-8	Seropédica	Seropédica (RJ)	Gás Natural	Ciclo Brayton	360	105	3,3%	45%	47.099	450	96	3,0%	40%	48.921	508
UTEGNRJ028029-1	Termomacaé	Macaé (RJ)	Gás Natural	Ciclo Brayton	923	379	4,7%	44%	173.481	458	200	2,0%	44%	91.495	458
UTEGNPR027733-9	Araucária	Araucária (PR)	Gás Natural	Ciclo combinado	484	259	6,1%	50%	106.176	410					
UTEGNRJ030769-6	Baixada Fluminense	Seropédica (RJ)	Gás Natural	Ciclo combinado	530	745	16,0%	56%	268.624	361	204	4,0%	51%	81.203	398
UTEGNRS028038-0	Canoas	Canoas (RS)	Gás Natural	Ciclo combinado	249	294	13,5%	50%	142.659	486					
UTEGNSP028014-3	Cubatão	Cubatão (SP)	Gás Natural	Ciclo combinado	250	947	NA**	NA**	735.338	NA**	1.140	NA**	NA**	827.464	NA**
UTEGNMT027003-2	Cuiabá	Cuiabá (MT)	Gás Natural	Ciclo combinado	529	1.131	24,4%	50%	461.263	408					
UTEGNCE028357-6	Fortaleza	Caucaia (CE)	Gás Natural	Ciclo combinado	327						78	3,0%	46%	34.746	446
UTEGNRJ032955-0	GNA I	São João da Barra (RJ)	Gás Natural	Ciclo combinado	1.338	573	4,9%	58%	202.641	353	254	2,0%	53%	97.403	384
UTEGNMG001096-0	Ibirité	Ibirité (MG)	Gás Natural	Ciclo combinado	226	191	9,7%	57%	68.629	359	86	4,0%	52%	33.894	393
UTEGNRJ032211-3	Marlim Azul	Macaé (RJ)	Gás Natural	Ciclo combinado	566						474	10,0%	52%	185.258	391
UTEGNAM031888-4	Mauá 3	Manaus (AM)	Gás Natural	Ciclo combinado	591	2.360	45,6%	48%	995.259	422	2.624	51,0%	48%	1.106.452	422
UTEGNSP028076-3	Mogi	Mogi Guaçu (SP)	Gás Natural	Ciclo combinado	31	2	NA***	NA***	73.203	NA***					
UTEGNRJ001544-0	Norte Fluminense	Macaé (RJ)	Gás Natural	Ciclo combinado	827	1.322	18,3%	52%	517.808	392	487	7,0%	50%	197.128	405
UTEGNSP028191-3	Nova Piratininga	São Paulo (SP)	Gás Natural	Ciclo combinado	386	49	1,5%	37%	26.953	545	26	1,0%	NA*	18.367	NA*
UTEGNMA030202-3	Parnaíba I + Parnaíba V	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás Natural	Ciclo combinado	1.061	1.349	45,6%	35%	781.710	579	1.768	19,0%	47%	763.397	432



## ANEXO - Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência

Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)	Usina (nome)	Município - UF	Combustível principal	Ciclo de potência	Potência instalada 2022	2022					2023				
						Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO <sub>2</sub> e - GWP AR5]	Taxa de emissão [tCO <sub>2</sub> e/GWh]	Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO <sub>2</sub> e - GWP AR5]	Taxa de emissão [tCO <sub>2</sub> e/GWh]
UTEGNMA030800-5	Parnaíba II	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás Natural	Ciclo combinado	519	2.188	48,1%	53%	846.852	387	2.358	52,0%	51%	938.867	398
UTEGNSE032228-8	Porto de Sergipe I	Barra dos Coqueiros (SE)	Gás Natural	Ciclo combinado	1.593	806	5,8%	56%	293.825	364					
UTEGNSP027956-0	Rhodia Paulínia	Paulínia (SP)	Gás Natural	Ciclo combinado	14	21	NA***	NA***	231.206	NA***	22	NA***	NA***	198.697	NA***
UTEGNBA027263-9	Termobahia	São Francisco do Conde (BA)	Gás Natural	Ciclo combinado	186	1.250	NA**	NA**	785.698	NA**	645	NA**	NA**	434.244	NA**
UTEGNCE028358-4	Termo Ceará	Caucaia (CE)	Gás Natural	Ciclo combinado	220						51	3,0%	34%	30.869	611
UTEGNPE028031-3	Termopernambuco	Ipojuca (PE)	Gás Natural	Ciclo combinado	533	15	0,3%	NA*	7.410	NA*	98	2,0%	25%	79.501	810
UTEGNRJ027888-2	Termorio	Duque de Caxias (RJ)	Gás Natural	Ciclo combinado	989	2.554	NA**	NA**	1.274.481	NA**	2.247	NA**	NA**	1.092.722	NA**
UTEGNMS027975-7	Três Lagoas	Três Lagoas (MS)	Gás Natural	Ciclo combinado	386	186	5,5%	44%	85.469	460	136	4,0%	43%	64.990	477
UTEGNRS002913-0	Uruguiana	Uruguiana (RS)	Gás Natural	Ciclo combinado	640	2	0,4%	NA*	720	NA*					
UTEGNRN028225-1	Vale do Açú	Alto do Rodrigues (RN)	Gás Natural	Ciclo combinado	323	785	NA**	NA**	404.618	NA**	518	NA**	NA**	334.475	NA**
UTEGNPR037896-8	Barra Bonita I	Pitanga (PR)	Gás Natural	Motor de Combustão	10	11	12,6%	39%	5.917	517	30	33,0%	42%	14.273	480
UTEPEAM029499-3	Cristiano Rocha	Manaus (AM)	Gás Natural	Motor de Combustão	85	586	78,4%	39%	303.302	517	584	78,0%	46%	258.978	443
UTEGNAM029272-9	Jaraqui	Manaus (AM)	Gás Natural	Motor de Combustão	75	535	80,9%	34%	319.415	597	539	82,0%	36%	306.723	569
UTEGNRJ055914-8	Karkey 013	Itaguaí (RJ)	Gás Natural	Motor de Combustão	243	115	5,4%	39%	59.464	517	302	14,0%	41%	150.635	499
UTEGNRJ055917-2	Karkey 019	Itaguaí (RJ)	Gás Natural	Motor de Combustão	116	52	5,1%	39%	26.903	517	126	12,0%	41%	62.930	499
UTEGNES030054-3	Luiz Oscar Rodrigues de Melo	Linhares (ES)	Gás Natural	Motor de Combustão	240	482	22,9%	44%	224.470	466	202	10,0%	43%	94.665	469
UTEGNAM029432-2	Manauara	Manaus (AM)	Gás Natural	Motor de Combustão	68	541	90,5%	37%	293.781	543	541	90,0%	37%	293.587	543
UTEGNMA031193-6	Parnaíba IV	Santo Antônio dos Lopes (MA)	Gás Natural	Motor de Combustão	56	110	22,4%	42%	53.904	489	78	16,0%	41%	38.797	499
UTEGNAM029361-0	Ponta Negra	Manaus (AM)	Gás Natural	Motor de Combustão	73	540	84,0%	42%	259.917	481	533	83,0%	42%	257.166	482
UTEGNRJ055706-4	Porsud I	Itaguaí (RJ)	Gás Natural	Motor de Combustão	110	19	2,0%	39%	9.947	517	25	3,0%	41%	12.446	499
UTEGNRJ055707-2	Porsud II	Itaguaí (RJ)	Gás Natural	Motor de Combustão	72	20	3,1%	39%	10.319	517	29	5,0%	41%	14.290	499
UTEGNES056045-6	Povoação 1	Linhares (ES)	Gás Natural	Motor de Combustão	75	285	43,5%	46%	126.054	442	409	62,0%	43%	193.431	473
UTEGNBA032545-7	Prosperidade I	Camaçari (BA)	Gás Natural	Motor de Combustão	28						9	4,0%	42%	4.260	489
UTEGNBA037897-6	Prosperidade II	Camaçari (BA)	Gás Natural	Motor de Combustão	37						26	8,0%	41%	12.867	499
UTEGNBA033467-7	Prosperidade III	Camaçari (BA)	Gás Natural	Motor de Combustão	56						31	6,0%	41%	15.283	499
UTEGNBA056665-9	Prosperidade IV	Camaçari (BA)	Gás Natural	Motor de Combustão	9						2	3,0%	41%	1.083	499
UTEPEAM029276-1	Tambaqui	Manaus (AM)	Gás Natural	Motor de Combustão	93	536	65,8%	37%	297.941	556	540	66,0%	36%	302.020	559
UTEGNES056350-1	Viana 1	Viana (ES)	Gás Natural	Motor de Combustão	37	150	45,7%	45%	68.038	454	204	62,0%	43%	96.696	474



## ANEXO - Tabela com dados consolidados por usina e ano de referência, organizados por combustíveis e ciclos de potência

Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)	Usina (nome)	Município - UF	Combustível principal	Ciclo de potência	Potência instalada 2022	2022					2023				
						Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO <sub>2</sub> e - GWP ÁR5]	Taxa de emissão [tCO <sub>2</sub> e/GWh]	Geração de eletricidade [GWh]	Fator de capacidade [%]	Eficiência energética [%]	Emissões de gases de efeito estufa [tCO <sub>2</sub> e - GWP ÁR5]	Taxa de emissão [tCO <sub>2</sub> e/GWh]
UTEPEBA029555-8	Arembepe	Camaçari (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	150						8	0,6%	NA*	5.752	NA*
UTEPEPB000612-2	Campina Grande	Campina Grande (PB)	Óleo combustível	Motor de Combustão	169						15	1,0%	41%	10.409	688
UTEPEMA029705-4	Geramar I	Miranda do Norte (MA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	166						15	1,0%	42%	9.650	662
UTEPEMA029668-6	Geramar II	Miranda do Norte (MA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	166						15	1,0%	42%	9.744	662
UTEPEBA029653-8	Global I	Candeias (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	149						8	0,6%	NA*	5.596	NA*
UTEPEBA029639-2	Global II	Candeias (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	149						9	0,6%	NA*	5.935	NA*
UTEPECE029654-6	Maracanaú I	Maracanaú (CE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	168						11	0,8%	NA*	7.249	NA*
UTEPEBA029554-0	Muricy	Camaçari (BA)	Óleo combustível	Motor de Combustão	147						10	0,7%	NA*	6.413	NA*
UTEPEPE030120-5	Pernambuco III	Igarassu (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	183						18	1,0%	41%	12.103	684
UTEPERS002192-0	REFAP	Canoas (RS)	Óleo combustível	Motor de Combustão	72	50	NA***	NA***	33.384	NA***	45	NA***	NA***	29.988	NA***
UTEPEPE029719-4	Suape II	Cabo de Santo Agostinho (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	381						29	0,9%	NA*	20.471	NA*
UTEGNPE028326-6	Termocabo	Cabo de Santo Agostinho (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	50						5	1,0%	44%	3.371	631
UTEPEPB029641-4	Termonordeste	João Pessoa (PB)	Óleo combustível	Motor de Combustão	171	8	0,6%	NA*	5.798	NA*	21	1,0%	39%	14.564	697
UTEPEPB029638-4	Termoparaíba	João Pessoa (PB)	Óleo combustível	Motor de Combustão	171	8	0,6%	NA*	5.802	NA*	22	1,0%	39%	15.453	697
UTEPEPE030438-7	U-50	Ipojuca (PE)	Óleo combustível	Motor de Combustão	100	293	NA***	NA***	195.397	NA***	350	NA***	NA***	232.463	NA***
UTEPEES029664-3	Viana	Viana (ES)	Óleo combustível	Motor de Combustão	175	22	1,5%	42%	14.749	657	19	1,0%	44%	11.812	633
UTEGNRO028033-0	Termo Norte II	Porto Velho (RO)	Óleo diesel	Ciclo combinado	349	425	13,9%	41%	252.667	594					
UTEPEGO001946-1	Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás (GO)	Óleo diesel	Motor de Combustão	176	3	0,2%	NA*	1.774	NA*					
UTEPERO027887-4	Termo Norte I	Porto Velho (RO)	Óleo diesel	Motor de Combustão	64	100	17,9%	40%	60.443	604					
UTEPEGO028654-0	Xavantes Aruanã	Goiânia (GO)	Óleo diesel	Motor de Combustão	54	7	1,5%	40%	4.377	604					

### Notas:

NA\* - Baixo fator de capacidade pode influenciar eficiência e taxa de emissão

NA\*\* - Usina a cogeração

NA\*\*\* - Usina de autoprodução

Vide itens 6.2.2 e 6.2.3 da Metodologia



**[energiaambiente.org.br](https://energiaambiente.org.br)**

Rua Artur de Azevedo, 1212, sala 91, Pinheiros,  
São Paulo (SP), CEP 05404-003

Telefone: +55 11 3476-2850

<https://energiaambiente.org.br/>

[energiaambiente@energiaambiente.org.br](mailto:energiaambiente@energiaambiente.org.br)