

BOLETIM LEILÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4ª EDIÇÃO | SETEMBRO DE 2022

Este é o quarto boletim do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) sobre os leilões de energia elétrica no Brasil. Esta edição aborda as implicações ambientais dos projetos concorrentes do leilão de reserva de capacidade realizado no dia 30 de setembro de 2022.

Análise prévia do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, de 30 de setembro de 2022

1. INTRODUÇÃO E CONTEXTO

O leilão de reserva de capacidade na forma de Energia (LRCE), Leilão nº 8/2022-ANEEL, é exclusivamente dedicado à contratação de novas usinas termelétricas (UTES) a gás natural. Seguindo as diretrizes da [Portaria Normativa nº 46/GM/MME](#), de 23 de junho de 2022, é negociado na plataforma da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em 30 de setembro de 2022 (MME, 2022).

O leilão segue a determinação da Lei 14.182/2021, referente à privatização da Eletrobras¹, que prevê a contratação de usinas termelétricas entre 2026 e 2030. Com exceção de projetos específicos, como as hidrelétricas de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau, essa é a primeira vez em que as usinas devem ser contratadas em regiões pré-estabelecidas. Assim, serão contratados até 1.000 MW na Região Norte, 300 MW no Maranhão e 700 MW no Piauí para início de suprimento no final de 2026, no primeiro caso, e final de 2027, nos dois últimos.

O custo marginal de referência (CMR²) utilizado no início do pregão será de R\$ 440,00/ MWh. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o que resultou no cadastramento de 37 empreendimentos, totalizando 11.889 MW que devem cumprir a exigência de ter um custo variável unitário (CVU³) inferior ou igual a R\$ 450,00/MWh (ANEEL, 2022a).

Apesar de levar o mesmo nome do leilão de reserva de capacidade ocorrido em 2021, os objetivos e as características deste certame são diferentes. O leilão de 2021 teve como objetivo a contratação de potência elétrica (capacidade instalada das usinas, como exemplo MW ou GW) e de energia associada (capacidade de geração das usinas, como exemplo MWmed, MWh) para atender ao sistema em períodos específicos. Já o leilão atual procura contratar termelétricas em regime de operação integral. Tradicionalmente, boa parte das usinas térmicas tem a função de complementar a geração do sistema em períodos em que os níveis dos reservatórios das hidrelétricas estão baixos ou para atender picos horários de demanda. A operação de térmicas em tempo integral quebra essa regra e reduz o espaço de participação das demais fontes de energia.

O leilão de 2021 previa inflexibilidade operativa de até 30% e potência por meio de UTES flexíveis (sem obrigatoriedade contratual de geração mínima) em diferentes regiões do Brasil. Já este certame restringe as regiões para instalação de termelétricas ao Piauí, ao Maranhão e à Região Norte a partir de um preço

- 1 O modelo de privatização utilizado se baseou na diluição da participação do estado no controle da companhia, por meio da emissão de novas ações e sua posterior venda no pregão da bolsa de valores de São Paulo -B3.
- 2 O Custo Marginal de Referência (CMR) é um valor calculado pela EPE, a partir de metodologia e critérios definidos, para determinação das remunerações máximas dos empreendimentos a serem licitados nos leilões de energia elétrica nova.
- 3 O Custo Variável Unitário (CVU) serve para cobrir custos operacionais de uma usina termelétrica que não são cobertos pela sua receita fixa decorrente da venda de energia elétrica. Esses custos geralmente são atribuídos às despesas com combustível, como o gás natural, durante o período que o Operador Nacional do Sistema (ONS) pede o seu despacho.

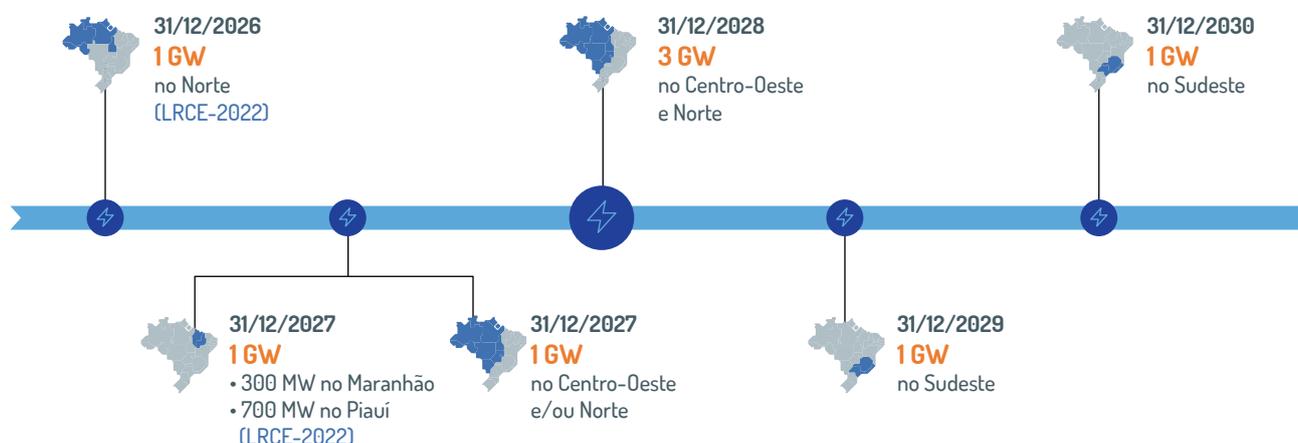
teto novamente superior ao teto estipulado de R\$ 400/MW nos últimos leilões de energia (EPE, 2021a). Outra condição para os projetos participantes é sua localização em regiões sem estrutura de gasodutos e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), necessários para abastecer as termelétricas.

A discussão no Congresso Federal e a consequente aprovação da Lei 14.182/2021 foram um dos assuntos mais debatidos no setor elétrico desde 2021, menos sobre a privatização da Eletrobras em si e mais pelos apêndices incluídos no texto final, versando sobre matérias distintas. Os pontos de contenção foram a criação de reserva de mercado para pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e, principalmente, a ampliação no médio prazo de usinas termelétricas a gás natural na matriz elétrica.

A versão final do texto determina a contratação de pelo menos 50% da demanda de leilões A-5 e A-6 por PCHs e um total de 8 GW por termelétricas a gás natural. Além dos 2 GW leiloados no LRCE-2022, devem entrar em operação mais 1 GW no ano de 2027, 3 GW no ano de 2028, 1 GW em 2029 e, por fim, 1 GW em 2030 (Figura 1). Ao todo, devem ser contratados 2,5 GW na Região Norte, 2,5 GW na Região Centro-Oeste, 2 GW na Região Sudeste e 1 GW na Região Nordeste (contemplado neste LRCE).

O documento, entretanto, desconsidera a infraestrutura necessária para levar gás natural a essas futuras usinas, contradizendo os planos decenais publicados anualmente pela EPE. Estes afirmam que não haverá expansão da infraestrutura de gasodutos e terminais de gás natural liquefeito (GNL) no horizonte 2022 a 2031 (EPE, 2022a). Essas informações demonstram que faltam aos leilões fundamentação técnica e regulatória, uma vez que nem mesmo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que entre outras ações regula o setor de gás natural, tem pedido de autorização para a construção de novos gasodutos e terminais de GNL. Portanto, não há perspectiva planejada para o atendimento de usinas termelétricas para essas regiões.

Figura 1 – Cronograma de entrada de operação das usinas contratadas segundo a Lei 14.182



Nota: a Lei 14.182 não identifica a localidade do 1 GW a ser implantado em 2027, além de 1 GW a ser alocado no Nordeste, contratado neste LRCE. Apenas está definido que as usinas devem se localizar no Norte e/ou no Centro-Oeste do país.

2. IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

2.1. DESLOCAMENTO DE FONTES RENOVÁVEIS E MAIOR CUSTO AO SISTEMA

A inserção de 8 GW de usinas termelétricas nos próximos anos trará efeitos colaterais do aumento da geração termelétrica como emissões adicionais de gases de efeito estufa (GEE), poluentes locais e, dependendo do sistema de resfriamento a ser adotado pelas usinas, pressão sobre demanda de água nas regiões afetadas, conforme detalhado em notas técnicas anteriores (IEMA, 2021b, c) e aprofundado nos próximos itens. Implicará também impactos técnicos para a matriz elétrica, ampliação de custos de operação do sistema e aumento das tarifas futuras de eletricidade por conta do custo da energia contratada.

A inserção em larga escala do gás natural na matriz elétrica é prejudicial por ocupar recursos de infraestrutura e demanda energética que poderiam ser direcionados para mais fontes renováveis. Nesse sentido, além de reduzir o espaço de contratação de fontes renováveis mais econômicas como solar centralizada e eólica onshore, a obrigatoriedade da contratação de usinas termelétricas inflexíveis reduz a geração das usinas em operação, conforme assinalado no próprio [PDE 2030](#)⁴ e outros estudos técnicos.

A redução de despacho de fontes renováveis já tem representado um desafio nos últimos anos para os órgãos reguladores e para o Operador Nacional do Sistema (ONS) em situações em que a demanda de energia é inferior à oferta. Nesses casos, optou-se pelo desperdício de energia eólica e solar, ainda que fossem mais econômicas⁵. A simulação do [PDE 2030](#) havia assinalado que a inclusão de 8 GW de termelétricas em regime inflexível resultaria na diminuição de 12 GW de usinas eólicas e 3,5 GW de fotovoltaicas (EPE, 2021b). A análise é reforçada no [PDE 2031](#), onde demonstra que as usinas termelétricas inflexíveis competem diretamente com as fontes renováveis variáveis, reduzindo o potencial de implantação de novas usinas (EPE, 2022a).

O último Boletim de Energia, referente ao Leilão de Reserva de Capacidade (IEMA, 2021c), assinalou que o planejamento da expansão deve indicar uma matriz de geração ótima, minimizando os custos de investimento e operação futuros e capaz de atender a demanda dentro de critérios de confiabilidade estabelecidos relacionados ao fornecimento de energia, capacidade e flexibilidade. Outro estudo realizado pela consultoria PSR, demonstra que a expansão de térmicas a gás natural de forma distribuída no território nacional, como previsto neste leilão, resultam em custos operacionais e de investimento 16% maiores que num cenário com usinas concentradas no sul (Werlang, 2022).

4 O PDE 2030 também sugere que a exigência de potência projetada requer a expansão de tecnologias como termelétricas flexíveis, modernização de usinas hidrelétricas e resposta da demanda – mecanismo que permite aos consumidores o gerenciamento do uso da energia a partir de tecnologias que fornecem potência, mas não necessariamente energia –, ou seja, são opções que podem suprir picos de demanda do sistema em momentos específicos. Ademais, na Nota Técnica EPE-DEE-011/2020-r0 sobre Medidas de Transição (EPE, 2020), a EPE discorreu sobre o processo de transição para o novo modelo, com foco na contratação de capacidade, e indicou tecnologias a serem consideradas no leilão de capacidade.

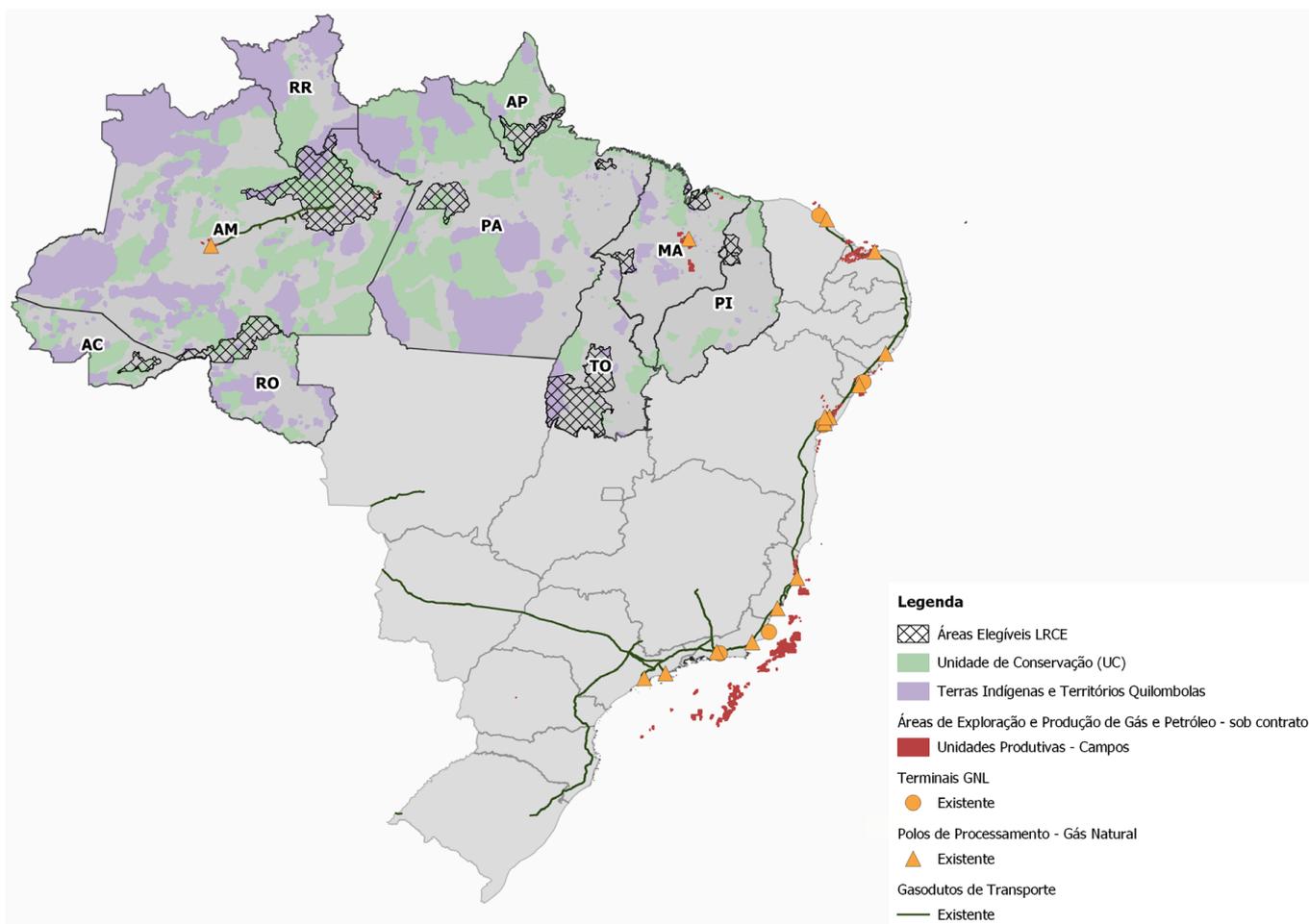
5 O projeto Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil, do Ministério de Minas e Energia, em parceria com a instituição alemã GIZ (Agência Alemã de Cooperação Internacional) e outras consultorias, modelou a integração de grande capacidade instalada de fontes renováveis variáveis no Sistema Interligado Nacional e demonstrou que seria possível expandir a penetração de eólica onshore e solar, centralizada e distribuída, em até 41% da capacidade instalada e 36% da geração elétrica total do país, diante da futura redução de custos das tecnologias renováveis. As hidrelétricas seriam as grandes facilitadoras da inserção massiva de fontes renováveis variáveis, por serem capazes de fornecer a flexibilidade ao sistema devido à complementaridade sazonal entre as fontes eólica e hidrelétrica, que ocorre principalmente no período seco, quando chove menos nas bacias que alimentam os reservatórios das hidrelétricas e venta mais nas regiões com parques eólicos instalados. E, no caso dos recursos hídricos se esgotarem, o sistema utilizaria usinas a gás flexíveis e/ou tecnologias de armazenamento de energia. Sendo assim, o estudo aponta a importância de outras fontes de energia para fornecer requisitos de despacho controlável para mitigar os efeitos energéticos e elétricos da variabilidade das FRV (GIZ, 2019).

2.2 LOCALIZAÇÃO DAS FUTURAS USINAS E CUSTOS RELACIONADOS A EXPANSÃO DE GASODUTOS

Conforme dito anteriormente, o Leilão de Reserva de Capacidade em forma de Energia de 2022 só permitiu a habilitação de usinas localizadas em municípios específicos das Regiões Norte e Nordeste, sendo que nesta última apenas os estados do Maranhão e do Piauí foram elegíveis. A lista completa de municípios elegíveis pode ser consultada no [Informe Técnico EPE-DEE-IT-046/2022-r0](#) da EPE (EPE, 2022b).

A figura 2 sintetiza o levantamento das regiões elegíveis e a infraestrutura existente⁶ para gás natural (gasodutos de transporte, terminais e polos de processamento e campos de produção de gás e petróleo).

Figura 2 – Infraestrutura existente de gás natural e áreas elegíveis para a contratação de usinas



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro, 2021b; Fundação Nacional do Índio (FUNAI) - Terras Indígenas, 2021; Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) - Áreas de Quilombolas, 2022; Ministério do Meio Ambiente (MMA) - Cadastro Nacional de Unidades de Conservação (CNUC), 2020.

A expansão de gasodutos previstos⁷ (Figura 3) para o fornecimento de gás natural para as regiões Norte e Nordeste (linhas tracejadas em laranja) totaliza uma extensão de 7.476 km, quase dobrando a extensão da malha atual do país⁸. Caso essa infraestrutura seja totalmente implantada, demandará investimentos de quase R\$ 57 bilhões⁹ e uma área para a faixa de servidão¹⁰ de aproximadamente 150 km² (mais de 18 mil

6 Foram excluídas as infraestruturas existentes offshore.

7 Dentre os gasodutos categorizados pela EPE, foram classificados também como previstos os indicativos, autorizados e os estudados.

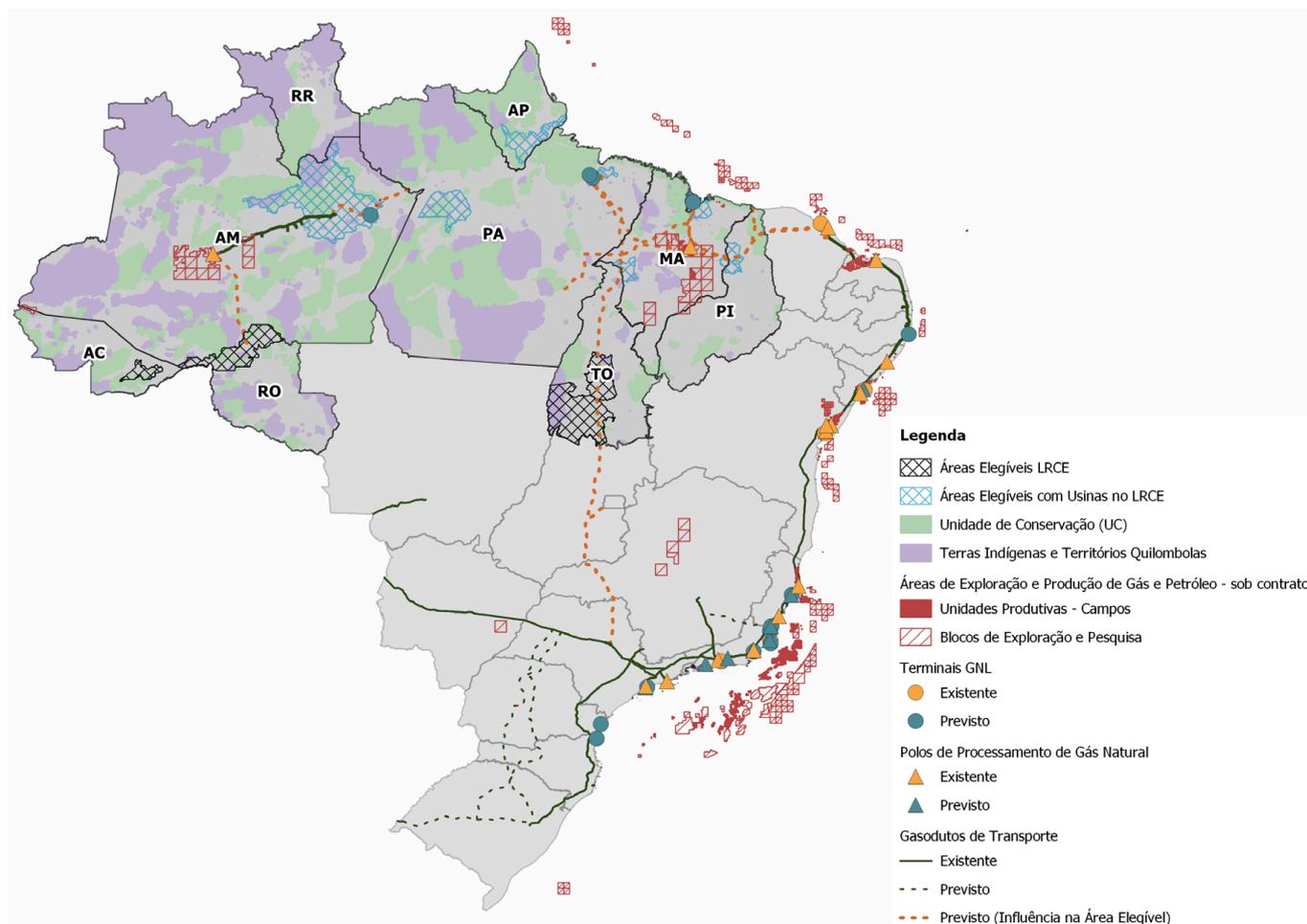
8 A extensão de gasodutos de transporte em operação no Brasil é de 9.409 km (MME, 2021).

9 O cálculo considera custo médio de US\$ 80,00 por metropol (metro x polegada) do sistema de gasoduto [EPE, 2014; EPE, 2019] e cotação de R\$/US\$ 5,1705 (BCB, 2022).

10 Faixa de terra de 20 metros de comprimento ao longo do eixo do gasoduto (Brasil, 1996).

campos de futebol), com impacto direto na alteração dos usos do solo e aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE) desses projetos.

Figura 3 – Expansão da infraestrutura da rede de gasodutos, terminais de GNL e polos de processamento de gás natural no Brasil



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro, 2021b; Fundação Nacional do Índio (FUNAI) – Terras Indígenas, 2021; Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) – Áreas de Quilombolas, 2022; Ministério do Meio Ambiente (MMA) – Cadastro Nacional de Unidades de Conservação (CNUC), 2020.

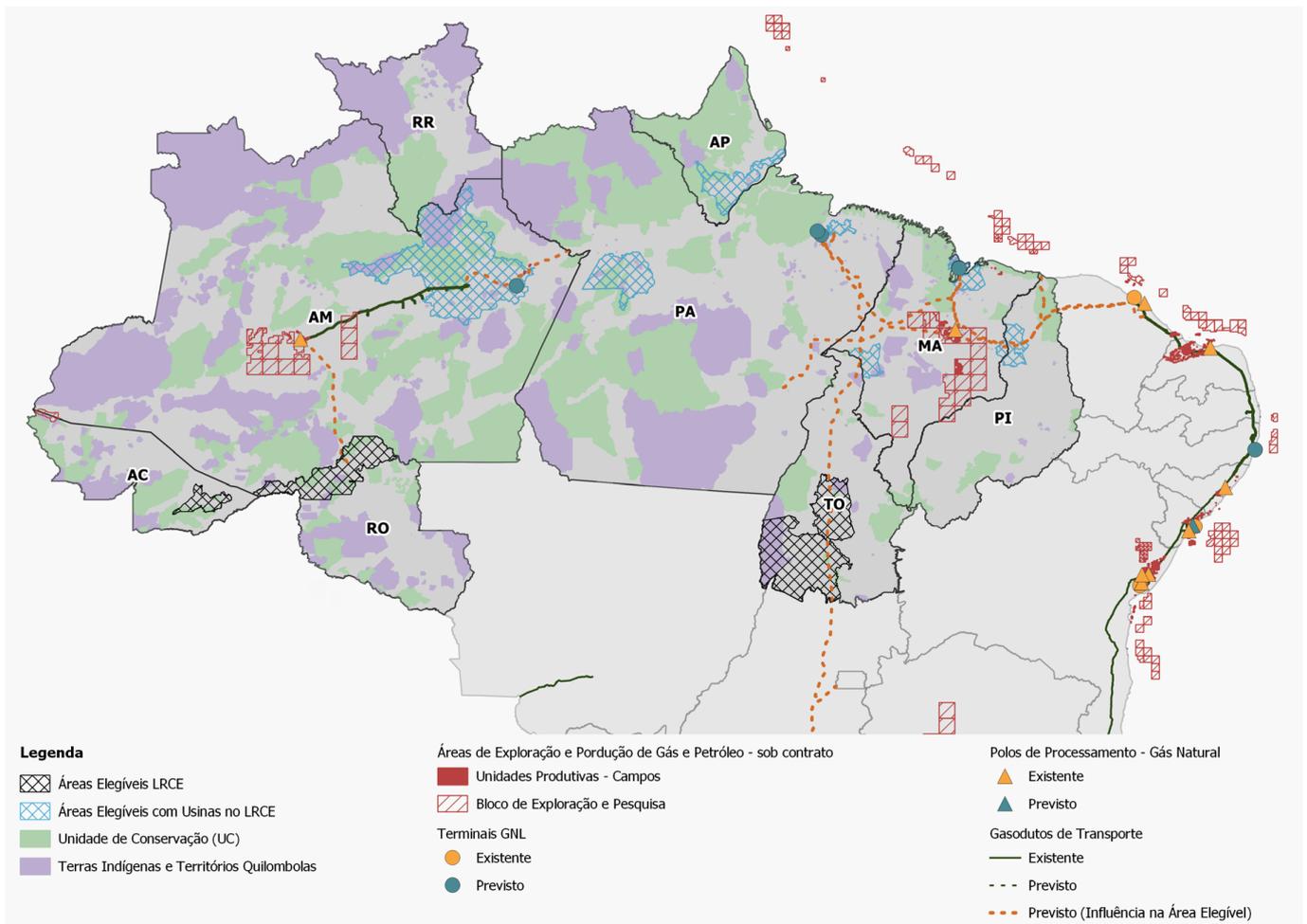
Considerando apenas os gasodutos previstos para o atendimento das áreas prioritárias do Estado do Piauí, seria preciso implantar um ramal de 186 km com investimento de aproximadamente R\$ 615 milhões e uma faixa de servidão de 3 km². Já no caso do Estado do Maranhão, o investimento depende do local de implantação da termelétrica, podendo variar de R\$ 2,2 bilhões a R\$ 5,6 bilhões, com faixa de servidão entre 8,1 a 13,6 km².

Na Região Norte, a estimativa varia de estado para estado. O menor investimento, R\$ 2,9 bilhões, seria para o atendimento das áreas de Rondônia, por meio da interligação do estado à área de exploração de Urucu (AM). Já o maior investimento seria para o atendimento das áreas do Tocantins, exigindo a implantação de um gasoduto partindo do estado de São Paulo, a um custo aproximado de R\$ 7 bilhões, ou de um gasoduto partindo dos estados do Nordeste, a um custo de até R\$ 10,4 bilhões. Neste caso, o gasoduto também poderia atender as áreas prioritárias dos Estados do Maranhão e Piauí. Áreas prioritárias dos estados do Amapá, Acre e Pará também não têm gasodutos previstos. Exceto pelo Acre, por restrições econômicas, os outros dois estados podem ser supridos por terminais de GNL implantados no litoral, como é previsto para o Pará.

Vale mencionar que o último Plano Decenal de Energia (PDE 2031) não prevê a expansão da malha atual de gasodutos ou estações de compressão no horizonte de planejamento. Essa informação é importante, pois apesar do PDE simular cenários com novas termelétricas, não prevê a expansão de gasodutos.

Em relação ao traçado dos gasodutos previstos, há uma tentativa de se evitar a passagem por áreas de Unidades de Conservação (em verde na figura) e Territórios Quilombolas e Terras Indígenas (roxo na figura) já demarcadas. Porém, em alguns trechos, a invasão seria inevitável e os impactos socioambientais expressivos, principalmente para a implantação de gasodutos previstos nos estados do Amazonas, Maranhão e Tocantins (Figura 4).

Figura 4 – Infraestrutura de gás natural existente e prevista na região Norte e Nordeste do Brasil



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro, 2021b; Fundação Nacional do Índio (FUNAI) – Terras Indígenas, 2021; Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) – Áreas de Quilombolas, 2022; Ministério do Meio Ambiente (MMA) – Cadastro Nacional de Unidades de Conservação (CNUC), 2020.

A partir dessa constatação, sobrepondo dados de previsão de implantação de novos terminais de GNL, dos campos de produção e exploração (E&P) de gás natural às áreas selecionadas para a implantação dos novos empreendimentos, é possível inferir que as áreas prioritárias próximas aos terminais de GNL previstos ou próximas aos campos de E&P de gás natural, como ocorre na região metropolitana de Manaus e de São Luís, tenham prioridade no leilão, dada a menor intensidade de investimentos para garantir o fornecimento de gás natural de forma perene, essenciais para operação de termelétricas com inflexibilidade de 70%.

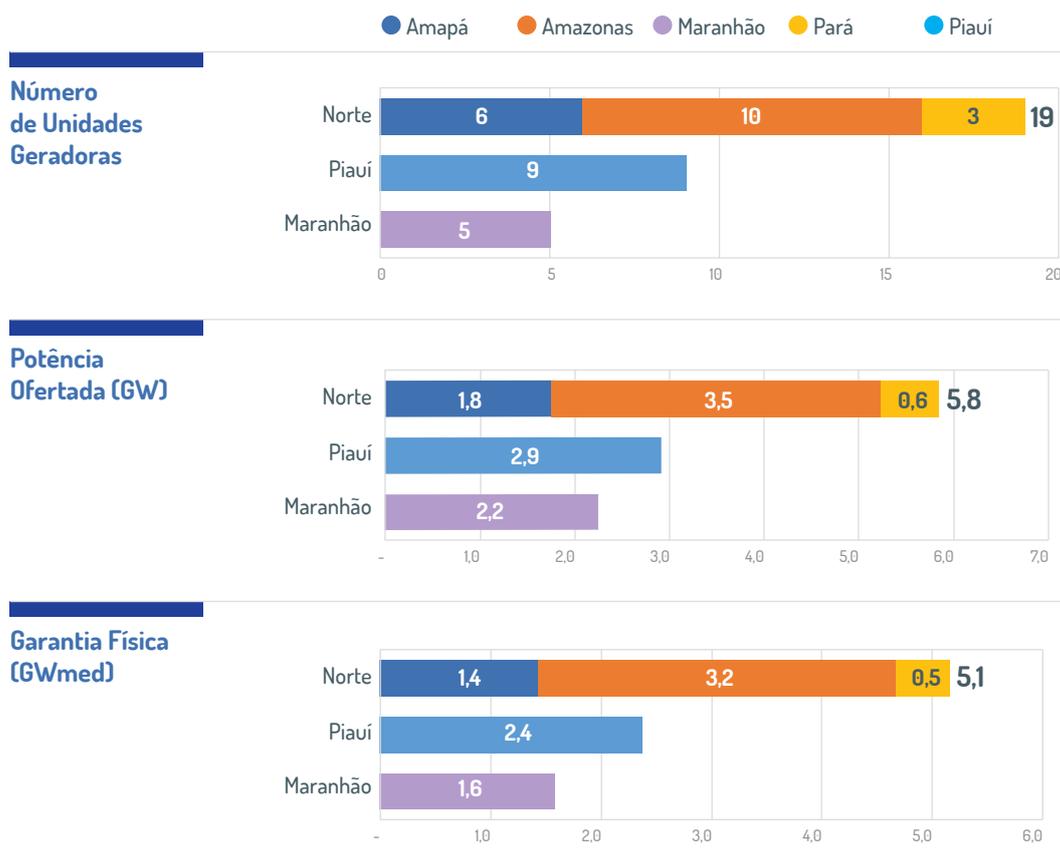
De qualquer modo, pouco ou nada tem sido dito sobre quem arcará com os custos da implantação da infraestrutura associada às usinas termelétricas. Essa falta de definição aumenta o ônus de todos os consumidores do mercado regulado brasileiro. Ainda intensifica o risco do investidor, principalmente em áreas distantes da rede de gasodutos e terminais de GNL existente, em especial, por conta de incertezas regulatórias (habilitação e autorização da construção de novas infraestruturas) e indefinição de novos mercados consumidores que sustentem o volume de gás natural no médio e longo prazo para remunerar os elevados investimentos desse tipo de projeto.

3. USINAS CADASTRADAS E IMPACTOS AMBIENTAIS

3.1 PANORAMA GERAL DAS UNIDADES GERADORAS PARTICIPANTES

Seguindo os critérios locacionais, foram habilitadas para disputar os 2 GW leiloados no LRCE-2022 33 das 37 unidades geradoras¹¹ cadastradas. Juntos, esses empreendimentos somam 11 GW de potência ofertada e 9 GWmed de garantia física¹² (MME, 2022b). De modo geral, as unidades geradoras candidatas neste certame estão localizadas em apenas cinco estados: Amazonas, Amapá, Pará, Piauí e Maranhão¹³ (Figura 4). Os vencedores deverão instalar um total 1 GW na Região Norte, 700 MW no Piauí e 300 MW no Maranhão (Figura 5).

Figura 5 – Unidades Geradoras por Produtos leiloados



11 O termo “Unidade Geradora” foi adotado uma vez que alguns dos empreendimentos cadastrados são blocos de uma usina maior licenciada. Uma usina X, por exemplo, pode ter se cadastrado no leilão com “Usina X parte A”, “Usinas X parte B” e “Usina X parte C” mesmo que para fins de licenciamento só haja a licença emitida para a usina X.

12 Garantia Física é a quantidade de energia que uma usina consegue suprir ao sistema. É um fator utilizado para determinar a quantidade máxima de energia que uma usina pode comercializar (MME, 2022).

13 Na região Nordeste Maranhão as usinas devem ser implantadas no município de São Luís ou nas regiões metropolitanas da Grande São Luís e do Sudoeste Maranhense. Na região Nordeste Piauí, as usinas deverão estar localizadas em Teresina ou na Região Integrada de Desenvolvimento (Ride) da Grande Teresina. E na região Norte a implantação deve ocorrer nos municípios de Belém, Manaus, Macapá, Palmas, Porto Velho ou Rio Branco, ou nas regiões metropolitanas de Belém, Santarém, Macapá, Manaus, Palmas, Gurupi e Porto Velho.

Importante destacar que essas unidades geradoras estão cadastradas para diferentes produtos, de forma que unidades produtoras do Produto Nordeste Piauí estão fora da disputa direta com unidades produtoras do Produto Nordeste Maranhão ou Produto Norte e vice-versa, já que as usinas de um mesmo Produto só disputam entre si. Assim, 19 unidades geradoras (5,8 GW) estão em disputa pelo 1 GW na Região Norte, das quais mais da metade se localiza no estado do Amazonas. Já no Piauí, nove unidades geradoras (2,9 GW) disputam os 700 GW leiloados e no Maranhão cinco unidades geradoras (1,6 GW) concorrem para preencher a potência leiloadas de 300 MW.

Diferentemente de outros leilões cobertos pelo IEMA, houve uma predileção dos empreendedores pelo cadastramento de unidades geradoras de menor potência. Das 33 unidades geradoras concorrentes, apenas seis têm potência instalada maior que 300 MW e 22 se encontram na faixa de 280 a 299,9 MW. De modo geral, os empreendimentos têm mediana de 295 MW, o que se torna uma característica relevante já que, segundo o [Decreto 8.437](#) da Presidência da República, é de incumbência do IBAMA o licenciamento de usinas com potência superior a 300 MW e, em casos de potências menores, o licenciamento fica sob responsabilidade das Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (OEMAs) (BRASIL, 2015).

3.2 DIFICULDADES DE ACESSO À INFORMAÇÃO SOBRE LICENCIAMENTO, TECNOLOGIAS EMPREGADAS E LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS E OS IMPACTOS AMBIENTAIS

Outro fator importante e preocupante é a dificuldade em encontrar informações técnicas e de licenciamento sobre as unidades geradoras participantes de forma fácil e acessível. Buscou-se nos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (OEMAs) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) informações sobre o licenciamento das unidades geradoras ou das respectivas usinas das quais essas fazem parte, por pesquisas em plataformas online e/ou contatos diretos via e-mail ou portais de acesso à informação.

Até o dia 22 de setembro de 2022, data de finalização deste boletim, foi impossível encontrar informações sobre o licenciamento de sete das 33 unidades geradoras habilitadas para o leilão. Mesmo para aquelas em que o processo de licenciamento foi encontrado e consta a emissão de algum documento, apenas estão disponíveis para download as Licenças Ambientais de 13 unidades.

Parte dos processos de licenciamento foi iniciado a partir de maio de 2022, sendo que em alguns documentos é citado que o concedimento da licença decorreu exclusivamente para a participação do empreendimento no LRCE. A velocidade em que os licenciamentos se sucederam colocam em risco a criticidade das avaliações dos impactos ambientais que esses empreendimentos podem vir a causar, inclusive no que tange à exigência de documentos como o Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA-RIMA). Dos empreendimentos participantes, apenas cinco possuem EIA-RIMA disponível, dos quais três fazem parte de uma única usina licenciada e as outras duas fazem parte de uma segunda usina. Em alguns casos fica explícito na Licença Prévia a inexistência deste documento e que a sua exigência ocorrerá apenas no caso do empreendimento vencer o LRCE e/ou solicitar licença de instalação.

Identificou-se, ainda, unidades geradoras ou usinas correspondentes em processo inicial de licenciamento, sem aquisição da licença prévia. O status dessas usinas contradiz o § 3º do capítulo II da [Portaria Normativa Nº 46/GM/MME](#), segundo o qual as licenças ambientais deveriam ter sido entregues até 19/08/2022 à EPE para habilitação do empreendimento (MME, 2022a).

No mesmo sentido de dificuldade de acesso a informação, apenas seis empreendimentos foram localizados por meio de seu nome ou CEG ANEEL no Sistema de Informações Georreferenciadas ([SIGEL/ANEEL](#)), onde seria possível encontrar informações de localização (coordenadas geográficas e município exato) e de titularidade dos donos dos empreendimentos (ANEEL, 2022b).

De modo geral, para grande parte das unidades geradoras, não foi possível o acesso a documentos com a descrição mais detalhada do empreendimento e das tecnologias empregadas. A ausência de informações como ciclo termodinâmico, tipo de tecnologia de resfriamento, local de captação de água, coordenada geográfica, consumo de água e emissões de poluentes locais previstos e já existentes torna a avaliação dos impactos ambientais desafiadora e incompleta tanto por parte do poder público quanto por parte da sociedade civil.

Dependendo da tecnologia e localização da usina, a demanda por recursos hídricos (utilizados em sistemas de resfriamento de termelétricas) é um ponto sensível para discussão dos impactos locais dos empreendimentos. Para a maioria das usinas participantes do leilão, não foram localizadas informações relacionadas às bacias hidrográficas, tecnologia aplicadas e possíveis fontes de captação, ainda que metade da potência contratada seja destinada ao Nordeste, região do Brasil com maior criticidade na disponibilidade hídrica.

No caso da área da Região Integrada de Desenvolvimento (Ride) da Grande Teresina, habilitada para participar do leilão com 700 GW, 65% da região têm bacias classificadas como muito críticas, críticas ou preocupantes considerando o Balanço Hídrico Quantitativo disponibilizado pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA).

Em relação às emissões de poluentes atmosféricos pelas usinas que vierem a vencer o leilão, chama a atenção a pouca atenção dada pelas instituições aos riscos à saúde pública, dado que nenhuma das áreas habilitadas para a contratação das usinas conta com estações de monitoramento da qualidade do ar em operação. Sem o acompanhamento da concentração de poluentes no ar, é impossível identificar as condições pré-existentes e, conseqüentemente, tampouco acompanhar alterações nas concentrações com a operação dos novos empreendimentos e os impactos à saúde a que os cidadãos estarão submetidos.¹⁴

3.3 EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA ASSOCIADAS A ENTRADA DA ELETRICIDADE CONTRATADA NA MATRIZ ELÉTRICA

Diferentemente dos leilões ocorridos até então, no LRCE-2022 já se sabe a potência máxima a ser contratada antes mesmo da realização do certame. Nesse sentido, estimou-se as emissões de gases de efeito estufa associadas à entrada dos 2 GW, objeto do leilão, bem como dos 8 GW totais previstos na Lei 14.182/2021.

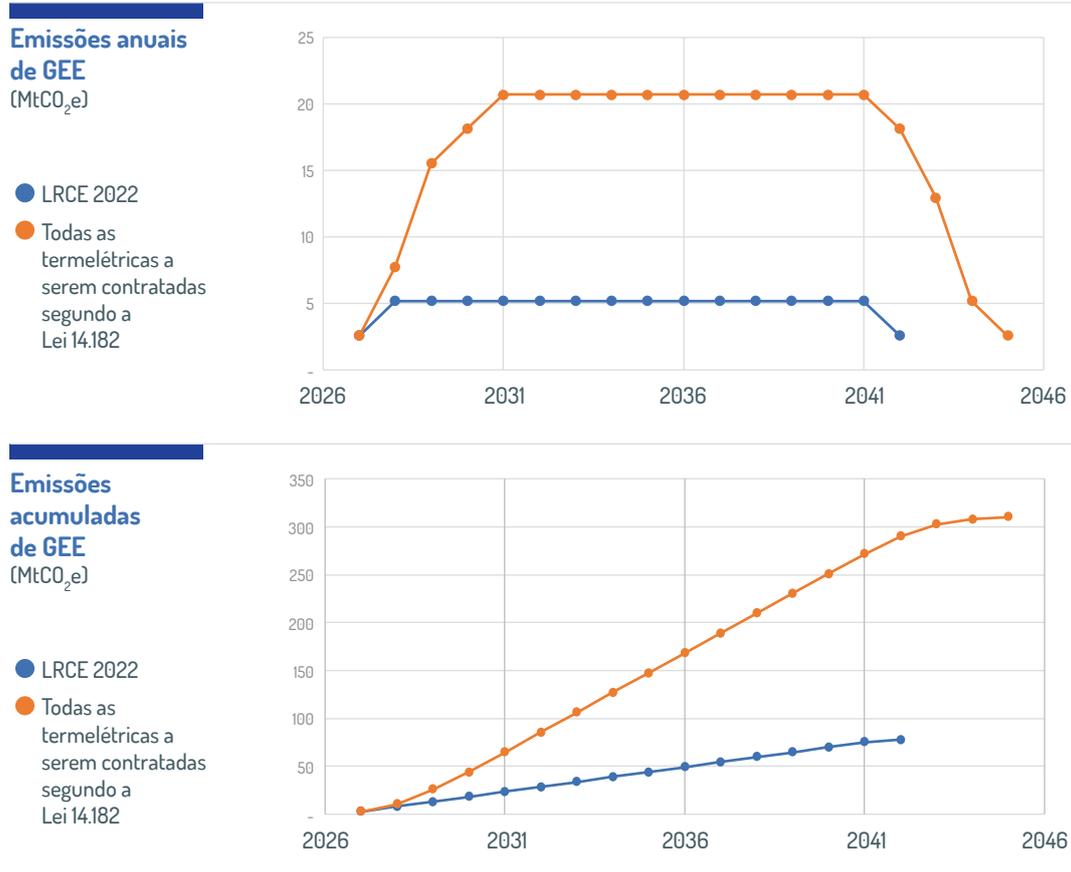
Para isso, considerou-se um fator de capacidade de 70%, conforme define a [Portaria Normativa Nº 46/GM/MME](#), e adotou-se um fator de emissão médio para usinas a gás natural a ciclo combinado, tecnologia que se entende como a mais provável para a construção das novas usinas, de 422 toneladas de carbono equivalente para cada GWh produzido (tCO₂e/ GWh), extraído do [Inventário de emissões atmosféricas em usinas termelétricas](#), divulgado pelo IEMA em junho de 2022 (IEMA, 2022).

A entrada do primeiro gigawatt está prevista para 31/12/2026 com a entrega das usinas do Produto Norte do LRCE-2022. Já em 31/12/2027, as usinas dos Produtos Nordeste Piauí e Maranhão devem estar aptas para operar. Com isso, estima-se que a partir de 2028 essas usinas gerem cerca de 12 GWh de eletricidade e emitam em conjunto cerca de 5,2 milhões de toneladas de tCO₂e ao ano. Para se ter uma ideia, esse valor equivale a quase 30% de tudo o que foi emitido por usinas termelétricas de serviço público a gás natural em 2020 ou 17% dessas emissões em 2021. Com contratos de 15 anos, espera-se que até 2042 as usinas contratadas no LRCE-2022 coloquem cerca de 77,6 milhões de toneladas de tCO₂e na atmosfera, dos quais 38,8 estão previstas para Região Norte, 27,2 para o Piauí e 11,6 para o Maranhão.

¹⁴ Por conta da queima de combustíveis, as usinas termelétricas emitem uma variedade de gases e partículas, destacando-se o material particulado (MP), o monóxido de carbono (CO), os óxidos de nitrogênio (NO_x) e os óxidos de enxofre (SO_x). Alguns desses poluentes participam de reações na atmosfera, dando origem a poluentes secundários como o ozônio troposférico (O₃). A presença destes poluentes em elevadas concentrações na atmosfera, têm efeitos negativos comprovados na saúde humana e no meio ambiente. A degradação da qualidade do ar tem sido associada ao agravamento de doenças respiratórias, cardiovasculares e neurológicas, bem como diferentes tipos de câncer.

A Figura 6, a seguir, ilustra as emissões anuais e o acumulado de emissões tanto para as usinas contratadas apenas no LRCE-2022 quanto para todo conjunto de usinas que deve ser contratado de acordo com a Lei 14.182/2021.

Figura 6 – Emissões anuais e acumuladas para o LRCE-2022 e totais de acordo com a Lei 14.182



Analisando as emissões de todo conjunto de térmicas a ser contratado segundo a Lei 14.182, entre a entrada em operação dos primeiros 1 GW, em 2026 e os GWs finais em 2045, as térmicas emitirão um total acumulado de 310 milhões de tCO₂e. Esse valor se equipara ao que foi emitido nos últimos 50 anos pelo poluente parque termelétrico a carvão mineral brasileiro (SEEG, 2021). As emissões anuais podem atingir 20,7 milhões de toneladas, o que equivaleria a um acréscimo de 36% em relação às emissões do setor elétrico registradas em 2021.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração a gás natural foi considerada em décadas passadas uma opção energética de descarbonização em substituição a óleo combustível, diesel e carvão, contribuindo para a redução de emissões de países e regiões. No caso atual do Brasil, as fontes eólica e solar já assumem um papel de destaque presentes em segundo e terceiro lugares entre as fontes de maior capacidade instalada no Brasil, atrás apenas da geração hidrelétrica. O atendimento da demanda em períodos estratégicos pode ser realizado por fontes despacháveis como biomassa, opções de armazenamento de energia ou mesmo o uso de termelétricas para atendimento a picos de demanda, conforme as usinas contratadas no leilão de reserva de capacidade de 2021.

De acordo com as considerações da nota técnica referente à lei de privatização da Eletrobras (IEMA, 2021a), reitera-se que a contratação do volume previsto de termelétricas fósseis, especialmente em regime inflexível de operação, é conflitante com o planejamento e a modernização do setor elétrico.

As restrições de operação das renováveis variáveis como eólica e solar, além de desperdiçarem energia que poderia ser injetada no sistema, implicará em aumento de custos da energia que poderão ser direcionados à tarifa de eletricidade dos consumidores ou outros orçamentos públicos. Vale mencionar que as taxas de crescimento econômico e, conseqüentemente, de crescimento da demanda de eletricidade têm sido inferiores às projetadas nos documentos oficiais de planejamento, resultando no cancelamento de leilões previstos para o segundo semestre de 2022, como o A-6 e o leilão de reserva de capacidade que seria realizado em dezembro. O atual cenário de demanda baixa aliado à inserção de termelétricas inflexíveis tende a acentuar a restrição de operação de usinas renováveis e o custo da energia no médio prazo, já que menos renováveis seriam contratadas.

Acrescenta-se o risco de tornar a matriz elétrica mais dependente de um combustível importado, como é o caso do GNL, sujeito a variações de preço internacional e indexado ao dólar. As conseqüências dessa escolha já foram sentidas pelo consumidor de eletricidade em 2021, quando as importações de GNL triplicaram para atender a demanda de combustível das termelétricas, que aumentou 22% em relação ao ano anterior devido a expansão de 62% desse tipo de geração de energia (EPE, 2022c).

O investimento em usinas que estarão em operação no sistema por pelo menos 15 anos representará um aumento potencial de custos de gasodutos, além da necessidade de novas linhas de transmissão e subestações, em comparação às demais opções energéticas, mais próximas dos maiores centros de carga do país. Afora a elevação de custos, a subordinação do planejamento do setor elétrico à política de expansão da indústria do gás natural, atualmente em curso no Brasil, compromete a necessária descarbonização da matriz elétrica brasileira. Com diferentes estudos técnicos disponíveis demonstrando a integração de usinas eólicas, solar, biomassa e hidrelétricas, a expansão da geração termelétrica fóssil se mostra contraditória e vai na contramão do cenário global de transição energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA (2021). Balanço Hídrico Quali-Quantitativo. Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH). Base de dados eletrônicos, Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico: ANA, Brasília. Disponível em: <https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/33722737-dc4a-466f-a2f4-d4e16642acec>

ANEEL (2022a). Leilão de Reserva de Capacidade é confirmado para 30 de setembro. Agência Nacional de Energia Elétrica: ANEEL, Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/leilao-de-reserva-de-capacidade-e-confirmado-para-30-de-setembro>

ANEEL (2022b). SIGEL: Sistema de informações georreferenciadas do setor elétrico, Agência Nacional de Energia Elétrica: ANEEL, Brasília. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>

BRASIL (1996). Decreto Federal de 28/08/1996, Brasília. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=1&data=29/08/1996>

BRASIL (2015). Decreto Nº 8.437, de 22 de abril de 2015, Secretária-Geral, Subchefia para Assuntos Jurídicos, Brasília. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8437.htm

BRASIL (2021). Lei Nº 14.182, de 12 de julho de 2021, Subchefia de Assuntos Jurídicos, Secretaria Geral, Brasília. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm

BCB (2022). Cotações e Boletins, Banco Central do Brasil, Banco Central do Brasil: BCB, Brasília. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>

EPE (2014). Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022, Empresa de Pesquisa Energética: EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>

EPE (2019). PIG – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-415/PIG%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte_EPE2019.pdf

EPE (2020). Expansão da Geração: Medidas de Transição, Comitê de Implementação de Modernização (CIM), Empresa de Pesquisa Energética: EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-576/NT%20Propostas%20de%20Transi%C3%A7%C3%A3o.pdf>

EPE (2021a). MME publica as diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, Empresa de Pesquisa Energética: EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/mme-publica-as-diretrizes-para-o-leilao-de-reserva-de-capacidade-de-2021>

EPE (2021b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf

EPE (2021c). WEBMAP EPE: Sistema de Informações Geográficas dos Estudos do Planejamento Energético Brasileiro. Empresa de Pesquisa Energética: EPE. Base de dados eletrônicos. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>

EPE (2022a). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE_2031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf

EPE (2022b). Instruções Complementares para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia de 2022 – Municípios Elegíveis, Empresa de Pesquisa Energética: EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-680/Instru%C3%A7%C3%B5es%20Complementares%20-%20Munic%C3%ADpios%20Eleg%C3%ADveis.pdf>

EPE (2022c). Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020, Empresa de Pesquisa Energética: EPE, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>

FUNAI (2022). Terras Indígenas. Base de dados eletrônicos, Fundação Nacional do Índio: FUNAI, Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/funai/pt-br/atuacao/terras-indigenas/geoprocessamento-e-mapas>

GIZ (2019). Sistemas Energéticos do Futuro: integração de fontes variáveis de energia renovável na matriz energética do Brasil, Ministério de Minas e Energia e Lahmeyer International GmbH (GIZ), Brasília. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-512/GIZ_BR_ESOF.zip

IEMA (2021a). Termelétricas a gás natural na MP 1.031/2021, Impactos ambientais decorrentes da inserção de termelétricas a gás natural na Medida Provisória 1.031/2021, Instituto de Energia e Meio Ambiente: IEMA, São Paulo, Disponível em: http://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2021/07/IEMA_privatizacaodaetrobras_termeletricasjul-2021.pdf

IEMA (2021b). Crise hídrica, termelétricas e renováveis, Considerações sobre o planejamento energético e seus impactos ambientais e climáticos, Instituto de Energia e Meio Ambiente: IEMA, São Paulo, Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/produto/crise-hidrica-termeletricas-e-renovaveis>

IEMA (2021c). Análise prévia do Leilão de Reserva de Capacidade, de 21 de dezembro de 2021, Boletim Leilão de Energia Elétrica, Instituto de Energia e Meio Ambiente: IEMA, São Paulo, Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/produto/analise-previa-do-leilao-de-reserva-de-capacidade-de-21-de-dezembro-de-2021>

IEMA (2022). Inventário de emissões atmosféricas em usinas termelétricas, Instituto de Energia e Meio Ambiente: IEMA, São Paulo, Disponível em: http://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2022/07/IEMA_inventariotermeletricas_2022.pdf

INCRA (2022). Áreas de Quilombolas, Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária: INCRA, Brasília, Disponível em: https://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py

MMA (2020). Cadastro Nacional de Unidades de Conservação (CNUC). Base de dados eletrônicos, Ministério do Meio Ambiente: MMA, Brasília, Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/areasprotegidasecoturismo/plataforma-cnuc-1/dados-georreferenciados>

MME (2021). Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, Ministério de Minas e Energia (MME), Brasília, 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/anexos/informacoes-complementares-ao-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-do-gas-natural.pdf/@download/file/Informa%C3%A7%C3%B5es%20Complementares%20ao%20Boletim%20Mensal%20de%20Acompanhamento%20da%20Ind%C3%A9ria%20do%20G%C3%AAs%20Natural.pdf>

MME (2022a). Portaria Normativa Nº 46/GM/MME, Ministério de Minas e Energia: MME, Brasília, Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-46/gm/mme-de-23-de-junho-de-2022-410048491>

MME (2022b). Portaria Nº 1.645/SPE/MME, Ministério de Minas e Energia: MME, Brasília, Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20221645spde.pdf>

SEEG (2021). Download base de dados, Seeg Brasil, São Paulo, Disponível em: <http://seeg.eco.br/download>

WERLANG, A. et al. (2021). Reliability Metrics for Generation Planning and the Role of Regulation in the Energy Transition: Case Studies of Brazil and Mexico, Energies, 14(21), p. 7428. doi: [10.3390/en14217428](https://doi.org/10.3390/en14217428).

EXPEDIENTE

Autores:

André Luis Ferreira

Felipe Barcellos e Silva

Helen Sousa

Isis Nóbile Diniz

Raissa Gomes

Ricardo Baitelo

Vinicius Oliveira

Projeto gráfico:

Mario Kanno