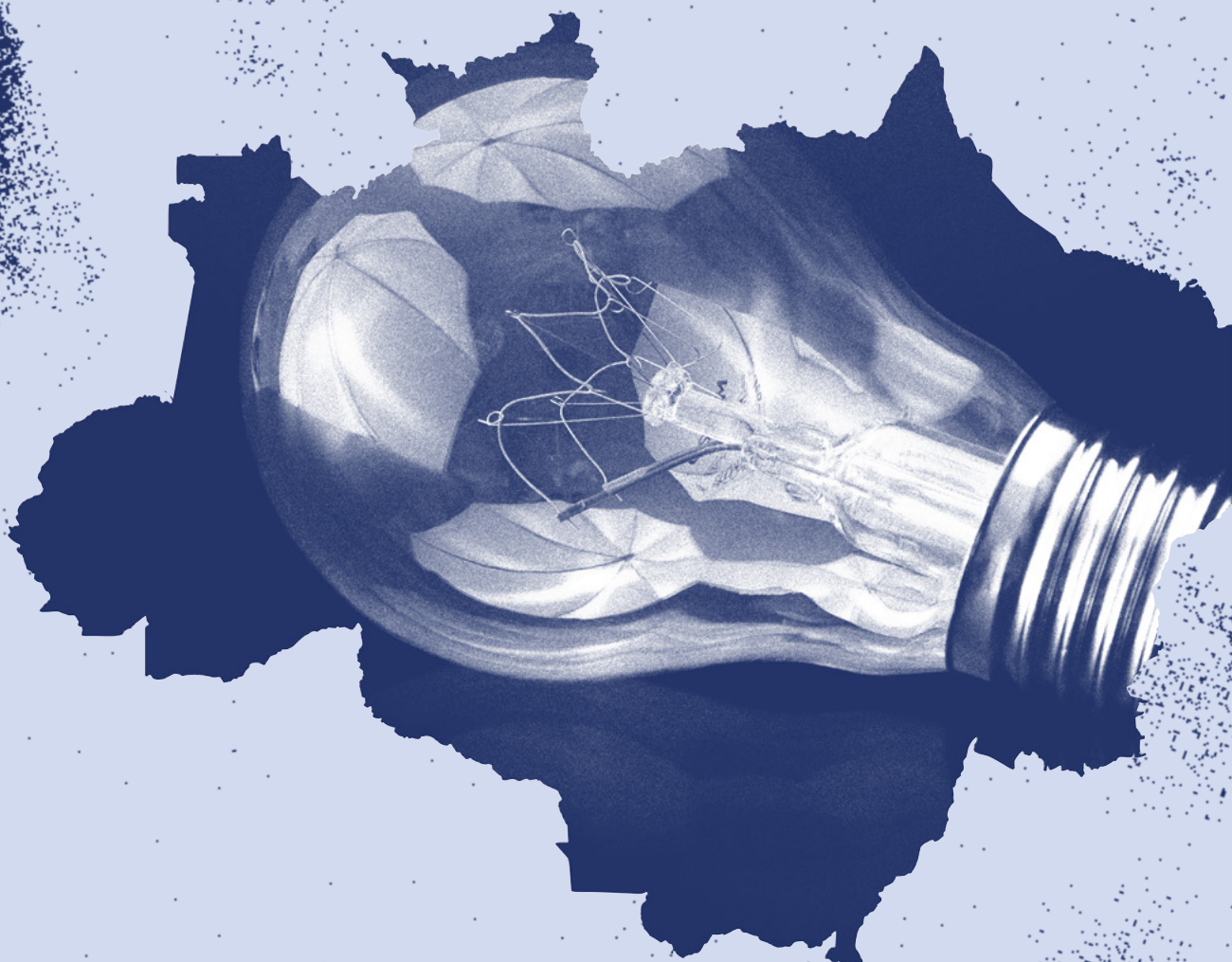


Caminhos para a Transição Energética na Amazônia



Joisa Dutra e Diogo Lisbona Romeiro

Centro de Estudos em Regulação
e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas
(FGV CERI)

Autoria

Joisa Dutra

Doutora em Economia pela Fundação Getúlio Vargas, foi diretora da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entre 2005 e 2009. Professora visitante na Harvard Kennedy School of Government, Universidade de Harvard e professora na Fundação Getúlio Vargas, no Rio de Janeiro. É diretora do Centro de Regulação em Infraestrutura (FGV CERI) desde 2010.

Diogo Lisboa Romeiro

Doutor em Economia pelo Instituto de Economia (IE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre em Economia pelo IE/UFRJ e graduado em Economia pela PUC-Rio. É pesquisador do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getulio Vargas (FGV CERI).

Agradecimentos

Este relatório contou com apoio financeiro do Instituto Clima e Sociedade (iCS) e Instituto Itaúsa.

O trabalho se beneficiou de comentários e sugestões de Alexandre Mansur, Beto Veríssimo, Joana Chiavari, Juliano Assunção, Manuele Lima, Salo Coslovsky e Paulo Barreto do projeto Amazônia 2030.

Sobre o Amazônia 2030

O projeto AMAZÔNIA 2030 é uma iniciativa de pesquisadores brasileiros para desenvolver um plano de desenvolvimento sustentável para a Amazônia brasileira. Nosso objetivo é oferecer condições para que a região possa alcançar um patamar maior de desenvolvimento econômico e humano e atingir o uso sustentável dos recursos naturais em 2030.

Assessoria de Imprensa

O Mundo Que Queremos

amazonia2030@omundoquequeremos.com.br

Contato

contato@amazonia2030.org.br

gustavo.nascimento@omundoquequeremos.com.br

Sumário

SUMÁRIO EXECUTIVO	5
INTRODUÇÃO	10
Amazônia é exportadora de energia renovável, mas consome elevada parcela de energia termelétrica cara e poluente.....	15
Da centralização à descentralização na expansão da energia na Amazônia e no Brasil	25
Desafios para a sustentabilidade das distribuidoras face às elevadas perdas não técnicas na região	35
Alto custo de geração e emissões nos sistemas isolados.....	42
Pressões tarifárias e encargos setoriais: rateio das Contas de Consumo de Combustíveis (CCC) e de Desenvolvimento Econômico (CDE).....	50
Introdução de concorrência para atendimento aos sistemas isolados e adequação da matriz de alocação de riscos para empreendedores.....	59
Aplicação de recursos do Pró-Amazônia Legal	66
Programas de universalização de acesso à energia na Amazônia Legal	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80

Sumário Executivo

O panorama do acesso a eletricidade na Amazônia Legal revela realidades distintas, com diferentes graus de acesso à energia, bem como de sua qualidade e confiabilidade. A maior parcela da população da Amazônia Legal (26,6 milhões de pessoas) está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN); porém, cerca de 10% são atendidas por sistemas isolados (SISOL) e aproximadamente 900 mil permanecem sem acesso a serviços de eletricidade.

A Amazônia Legal é exportadora de energia renovável, mas consome elevada parcela de energia termelétrica cara e poluente. A Amazônia Legal detém 34% de toda a potência hídrica do país, exportando energia renovável para o Sudeste/Centro-Oeste no período úmido de chuvas. Em 2023, a região gerou 21% da energia do país e consumiu apenas 12%. No período seco, a região registra maior geração termelétrica e tem importado energia do Nordeste. As mudanças climáticas vão acentuar a variabilidade da geração de energia na Amazônia.

- **É necessário investir em soluções descentralizadas e renováveis complementares ao regime hidrológico, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e garantindo maior segurança energética.**
A maior oferta de energia renovável não apenas ajudará a Amazônia a descarbonizar sua matriz energética, como também contribuirá para a mitigação de efeitos das mudanças climáticas e uma maior segurança de suprimento, alinhando-se ao ODS 7 das Nações Unidas.

A descentralização, vetor característico da transição energética, promove um modelo mais flexível, capaz de atender às demandas locais, sem depender de grandes infraestruturas e interligações. Historicamente, decisões centralizadas ditaram o ritmo e moldaram o perfil de expansão da matriz na Amazônia, com destaque para grandes projetos hidrelétricos estruturantes. Nos últimos anos, o Brasil assiste a mudança de paradigma no vetor de expansão da energia, com predomínio de decisões descentralizadas no ambiente livre e na geração distribuída. Paralelamente, o aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente concentrado na Amazônia enfrenta restrições econômicas, sociais, ambientais e políticas.

- **A Amazônia Legal tem a oportunidade de percorrer uma transição energética justa, descarbonizando os sistemas (interligado e isolados) e se beneficiando de energia renovável e acessível.** No sistema interligado, o avanço da energia solar distribuída pode reduzir a geração termelétrica no período seco. Nos sistemas isolados, as microrredes com armazenamento podem prover energia com confiabilidade e redução potencial de custos e emissões de gases do efeito estufa (GEE).

As distribuidoras de eletricidade da Amazônia registram elevadas perdas não-técnicas (furtos de eletricidade), comprometendo a sustentabilidade econômico-financeira das empresas e das tarifas para os consumidores pagantes. Cada estado na Amazônia Legal é atendido por uma única distribuidora, todas atualmente controladas por capital privado. As distribuidoras na Amazônia Legal registraram perdas não técnicas de 32% em relação ao mercado da baixa tensão em 2023, frente a cerca de 13% na média do restante do Brasil, com destaque de níveis mais elevados para os estados do Amazonas, Amapá, Pará e Rondônia.

- **É necessário combater as perdas não-técnicas (furtos de eletricidade) com rigor, sobretudo entre consumidores de média e alta tensão, implementando programas articulados com governos locais para reduzir as perdas na baixa tensão.** A redução do custo de provisão do serviço de eletricidade (sobretudo energia e encargos setoriais) e programas de eficiência energética podem ajudar a alcançar equilíbrio com menores perdas e maior acesso à energia.

O atendimento aos sistemas isolados (SISOL) é realizado predominantemente com geração a diesel, com elevado custo de geração e emissões de gases de efeito estufa. Em 2024, os subsídios para o SISOL somaram aproximadamente R\$ 11 bilhões, correspondendo a 30% dos encargos setoriais do país, reunidos na Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE). A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para o SISOL acompanhou a taxa de crescimento médio anual da CDE de 3,2% real entre 2013 e 2024, pressionando as tarifas. Além do alto custo, a geração a diesel no SISOL resulta em altas emissões de gases de efeito estufa, sete vezes superior à média registrada no SIN entre 2013 e 2023.

- **É necessário acelerar os investimentos em fontes renováveis para o SISOL, promovendo soluções descentralizadas e sustentáveis que não preconizem a interligação ao SIN como solução única.** As resistências à transição do diesel, inclusive em termos fiscais para os estados, devem ser superadas por iniciativas que promovam e difundam os benefícios das soluções renováveis e engajem as comunidades locais na estruturação dos projetos, incluindo quando possível capacitação e emprego de mão de obra local.

Os consumidores de baixa tensão das regiões Norte e Nordeste enfrentarão um aumento de encargos setoriais até 2030, tornando ainda mais crucial a redução de custo de outros componentes da tarifa (sobretudo energia e perdas). Estas regiões recebem a maior parte dos encargos da CDE, mas arcam proporcionalmente menos no rateio de custo em relação ao tamanho de seu mercado. O ajuste gradual e uniforme até 2030 busca a proporcionalidade do mercado de baixa tensão e a menor contribuição dos consumidores de alta e média tensão.

- **É premente a reformulação das políticas de subsídios cruzados e a redução estrutural de custos de geração.** A contenção do crescimento dos encargos setoriais deve ser acompanhada de redução do custo de geração da energia para reduzir as tarifas reguladas, convertendo aos consumidores os benefícios das fontes competitivas de geração no país.

A partir da Lei dos Sistemas Isolados de 2009, a concorrência passou a ser a regra para o atendimento a esses sistemas. As distribuidoras devem substituir a geração própria remanescente por suprimento contratado em processo competitivo até 2029. O arcabouço infralegal e regulatório avançou para permitir a habilitação de Livre Proposta de Interesse de empreendedores selecionadas em processos licitatórios e para permitir a hibridização com renováveis e armazenamento de geração existente. A proposição de soluções locais, descentralizadas e independentes, pode ser um importante vetor de transformação para descarbonização dos sistemas e redução estrutural dos custos, ampliando a oferta para atender a demanda reprimida com maior confiabilidade e energia sustentável. O Governo reuniu todas as iniciativas voltadas para os sistemas isolados no Programa Energias da Amazônia.

- **É necessário estabelecer matriz de alocação de riscos equilibrada que permita a atração de empreendedores críveis, dispostos e aptos a suportar os custos e os riscos envolvidos no desenvolvimento das soluções locais.** A disponibilização de dados sobre os sistemas (a exemplo do PASI e da realização de Pesquisas de Posses e Hábitos nas comunidades) é essencial para a elaboração e a estruturação de projetos sustentáveis, apoiados em maior fator de utilização de carga para redução do custo de provisão.

A partir da desestatização da Eletrobras, a empresa passou a fazer aportes anuais de cerca de R\$ 200 milhões por dez anos para a redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal (Programa Pró-Amazônia Legal), os quais podem viabilizar projetos importantes para a descarbonização da região. O Comitê Gestor do Programa (CGPAL) tem competências para determinar a forma de aplicação do valor comprometido e a definição dos projetos que irão compor o programa. Apesar dos aportes desde 2022 e da definição de localidades prioritárias, o CGPAL ainda não selecionou projetos, o que abriu espaço para destinação dos recursos em demandas conjunturais, a exemplo da utilização para redução tarifária no Amapá.

- **É necessário priorizar o uso estratégico e a aplicação com celeridade dos recursos para projetos em localidades com maior potencial de redução de custos e perdas.** O ranking para priorização das localidades e dos projetos pode se beneficiar da análise de outras dimensões econômicas, sociais e ambientais, reconhecendo as características e as distâncias das comunidades a serem atendidas. Ademais, o Pró-Amazônia Legal pode ser estruturado para atrair cofinanciamentos privados para maximizar o impacto dos recursos, alavancando mobilização adicional de capital. A abertura de Edital de Chamamento Público para destinação de saldo de R\$ 371 milhões aponta para esta direção, garantindo a aplicação de recursos para soluções estruturais. O Edital estabeleceu inúmeros critérios para análise e seleção das propostas, mas há espaço para aprimoramentos futuros.

A Amazônia legal ainda reúne cerca de 970 mil pessoas sem acesso à eletricidade em regiões remotas, com metas para atendimento até 2028 sob o programa de universalização Luz para Todos (LPT). Na Amazônia, a “última milha” implica percorrer centenas de quilômetros em circunstâncias desafiadoras de logística para alcançar a plena universalização, o que requer parcerias com outras esferas governamentais e organizações da sociedade civil. O LPT também permite a destinação de recursos para descarbonização de regiões remotas já atendidas por sistemas isolados movidos a combustíveis fósil. Os objetivos da política e os arranjos técnico-econômicos para a sua implementação podem ser aprimorados na direção de ampliar a oferta de energia para prover serviços capazes de atender a real demanda energética reprimida das comunidades desassistidas.

- **Recomenda-se articulação para definição de novos beneficiários e priorização dos investimentos.** A destinação de recursos adicionais para o programa de universalização é essencial para atingir as metas de cobertura e descarbonização. Linhas de financiamento voltadas às necessidades dos prestadores de serviço e das distribuidoras podem acelerar o ritmo de investimentos para expandir o acesso. Adicionalmente, recursos futuros do Pro-Amazônia Legal poderiam privilegiar soluções para universalização em regiões remotas. Além de acelerar o ritmo de universalização, deve-se aprimorar as estimativas da demanda reprimida remotas, buscando prover serviços capazes de transformar a realidade local e o seu desenvolvimento sustentável.

Introdução

A Amazônia Legal concentra cerca de 60% do território brasileiro e 13% da população do país, segundo dados do censo de 2022.¹ O retrato da energia elétrica consumida, gerada e exportada pela Amazônia revela realidades distintas dentro da região e um contraste acentuado com o resto do Brasil².

Para traçar um panorama da energia na Amazônia é preciso reconhecer, de início, que uma parte da região está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN); outra é atendida por sistemas isolados (SISOL) desconectados. Além disso, há uma fração completamente desassistida, não atendida por soluções institucionais. Essas diversas camadas compõem três “brasis” distintos dentro da vasta e complexa região amazônica, cada qual com um grau próprio de acesso à energia, variando do mesmo modo a confiabilidade e a qualidade dessa energia.

A sua população de 26,6 milhões de pessoas se distribui em torno de 10 milhões de unidades consumidoras. Deste universo, os sistemas isolados reúnem 2,4 milhões de pessoas, distribuídas em 550 mil unidades consumidoras. A região concentra ainda quase a totalidade da população sem acesso a serviços de eletricidade no país, a qual alcança cerca de 970 mil pessoas.

O aproveitamento energético na Amazônia seguiu a lógica da sua ocupação, voltada em grande parte para exploração de recursos naturais destinados ao resto do Brasil. O consumo da população atendida em toda a região amazônica responde por 12% do país, apesar de ser responsável por 21% da geração de energia em 2023. A região é exportadora de energia renovável para o Sudeste/Centro-Oeste, decorrente da elevada capacidade instalada, que reúne 34% de toda a potência hídrica do país.

1 A área da Amazônia Legal, como definida pela conformação geográfica da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM (Lei Complementar nº 124/2007), reúne todos os estados da região norte do país (Acre, Amapá, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins), a totalidade do Mato Grosso (Centro-Oeste) e parte do Maranhão (Nordeste), abrangendo 83% da população deste estado.

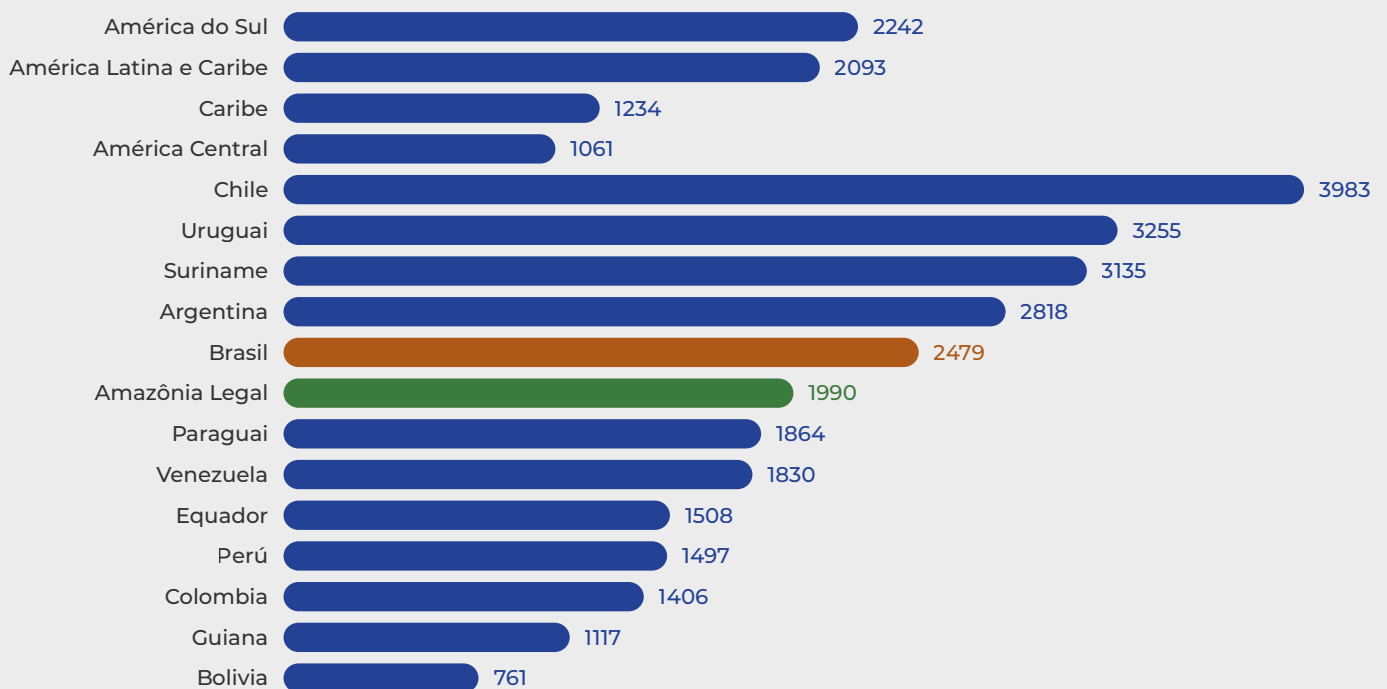
2 O presente estudo dedica-se a retratar a energia na Amazônia Legal, sempre utilizando dados que representem a totalidade desta região, quando não especificado em contrário. Na ausência de dados desagregados por município, o fator de 83% é aplicado como aproximação para integrar a parte amazônica do Maranhão. O termo Amazônia e suas derivações é utilizado como sinônimo para identificar a Amazônia Legal; e energia refere-se, aqui, à eletricidade.

A geração hidrelétrica atual na Amazônia ocorre majoritariamente através de usinas sem grande capacidade de reservação. Em consequência, observa-se elevada variabilidade e sazonalidade entre períodos úmido, de chuvas, e seco. Com a crise hídrica recente, o subsistema Norte passou a importar energia nos meses de estiagem, apesar do saldo líquido exportado positivo em termos anuais. A região exporta geração renovável excedente e consome maior parcela de energia termelétrica poluente. Entre janeiro e junho de 2024, quando a geração hídrica excedente era exportada, a geração térmica foi de 11% no Norte; já entre julho e setembro, as térmicas responderam por 40% da geração.

O consumo na região amazônica cresce a taxas mais elevadas do que no resto do país, puxado pelo seguimento residencial. Em comparação com países da América Latina, o Brasil apresenta consumo per capita acima da média da região (Figura 1); porém, abaixo de países como Chile, Uruguai e Argentina. O consumo na região amazônica está próximo à média da América Latina e Caribe e acima do de países vizinhos que compartilham o bioma, como Venezuela, Equador, Peru, Colômbia, Bolívia e Guiana.

Figura 1. Consumo Per Capita de Eletricidade na América Latina (Países Selecionados) em 2021

Fonte: FGV CERJ com dados do IADB/Hub de Energia.



A região ainda sofre com índices elevados de perdas não-técnicas em inúmeras distribuidoras – correspondentes à eletricidade consumida e não faturada, principalmente por furtos – o que compromete a sustentabilidade econômico-financeira das companhias e eleva as tarifas reguladas dos usuários pagantes. O Amazonas, estado com nível mais crítico, apresenta perdas que superam o mercado de baixa tensão, evidenciando furtos por grandes consumidores de média e alta tensão, o que poderia ser combatido com menor dificuldade.

O consumo nos sistemas isolados – comunidades atendidas não conectadas ao sistema interligado – responde por 4,7% do montante consumido pela Amazônia Legal e por apenas 0,5% pelo país. Apesar deste reduzido montante, o fornecimento de eletricidade ao SISOL ocorre majoritariamente pela geração por meio de combustíveis fósseis, como diesel. Resultam elevadas emissões de gases e efeito estufa e alto custo de geração, o qual é subsidiado pelos consumidores interligados. Em 2024, os subsídios somaram cerca de R\$ 11 bilhões, respondendo por 30% de todos os encargos setoriais; enquanto as emissões nos SISOL são sete vezes superiores às registradas em média no SIN.

Apesar de historicamente o país buscar limitar os subsídios ao SISOL, a conta tem crescido acima da inflação nas últimas décadas, pressionando as tarifas. Por um lado, os limites buscam restringir o montante sujeito ao subsídio e reestruturar a forma de rateio entre os consumidores, aumentando a participação relativa de consumidores de baixa tensão do Norte e Nordeste até 2030. Por outro lado, busca-se reduzir estruturalmente os custos de atendimento ao SISOL, permitindo que soluções locais emergam através de Livre Proposta de Interesse (LPI) de empreendedores inclinados a implementá-las, as quais são contratadas por processo licitatório.

A dependência em relação ao diesel é histórica e se perpetua com inércia, dificultando a implementação de políticas voltadas à transformação das condições de acesso à energia nas comunidades isoladas. A dependência fiscal dos estados pela arrecadação de imposto sobre o combustível, a utilização do diesel em diversas outras atividades (legais e ilegais) e a própria densidade energética contribuem para a sua perpetuação, a despeito de custos econômicos e ambientais. Enquanto busca-se limitar os subsídios e reequilibrar o seu rateio entre as diferentes regiões do país, iniciativas para redução estrutural de custos e promoção de fontes renováveis não deslançam.

A busca histórica por interligação ao SIN também dificulta a implementação de soluções locais renováveis, seguras e resilientes. Levar a rede interligada aos SISOL requer investimentos custosos e complexos para a realidade amazônica, mas historicamente era o único vetor existente para a redução estrutural de custos e provisão de energia renovável. A chegada da interligação também é acompanhada pelo faturamento da eletricidade para comunidades antes isoladas e sem cobrança, revelando restrições de acesso de natureza econômica em uma região marcada por perdas elevadas e renda per capita reduzida. Mesmo a aplicação da tarifa social pode ser insuficiente para permitir o padrão de consumo preexistente e requerido pelas comunidades.

A utilização de recursos energéticos distribuídos, armazenamento e micro-redes permitem, atualmente, estruturar soluções locais renováveis e sustentáveis que não dependem da rede interligada para promover o ODS 7 das Nações Unidas nessas comunidades. A espera pela chegada da transmissão para descarbonizar locais dispersos – ainda que possuam economias de escala e densidade sugestivos para a interligação – pode perpetuar o atendimento custoso e poluente com diesel. A experiência revela, ainda, que a espera pode ser longa, pois não raro a conexão ao SIN encontra desafios e atrasos recorrentes. Em regiões remotas, a chegada da interligação pode também não se revelar vantajosa em relação ao suprimento a diesel anterior, podendo enfrentar interrupções mais frequentes de fornecimento por condições climáticas adversas às redes e pelas dificuldades logísticas para o seu reestabelecimento. Neste contexto, arranjos locais de suprimento renovável ou híbrido com armazenamento podem promover a descarbonização de comunidades isoladas de forma mais eficaz do que a solução histórica de interligação – o que não era factível anteriormente, dada a ausência de soluções tecnológicas a custos competitivos.

A estruturação de soluções locais depende, sobretudo, da estruturação de projetos e da destinação de recursos para financiamento. Nesta direção, como contrapartida da sua capitalização, a Eletrobras ficou obrigada a aportar cerca de R\$ 200 milhões anuais, por dez anos, para o programa Pró-Amazônia Legal voltado à redução estrutural de custos de geração na região. Há um direcionamento para aplicar recursos em locais com maiores perdas e potencial de redução de custos; porém, até o momento nenhum projeto foi selecionado. O compasso de espera já permitiu a destinação dos valores acumulados para redução tarifária do Amapá, alertando que a tentação de uso conjuntural pode

desvirtuar a implementação de soluções estruturais. A abertura de Edital de Chamamento Público para destinação de R\$ 371 milhões inaugura a esperada aplicação de recursos do Programa para soluções estruturais.

O contexto atual é favorável para aliar a redução estrutural de custos à descarbonização dos sistemas isolados através de soluções que envolvam principalmente energia renovável com armazenamento, permitindo ainda a expansão de oferta capaz de atender a demanda reprimida dessas comunidades. Os instrumentos regulatórios avançaram nessa direção, mas ainda há espaço para alavancar recursos e aprimorar a matriz de risco dos empreendedores, favorecendo soluções descentralizadas capazes de atender as necessidades locais com maior eficiência econômica, energética e ambiental.

O desafio da expansão deve alcançar também a fronteira das comunidades desassistidas. A atual versão do Programa Luz para Todos estabelece metas para universalização de acesso à energia, abrangendo 230 mil unidades consumidoras em regiões remotas da Amazônia Legal, a serem conectadas, respectivamente, através da extensão das redes de distribuição ou por meio de sistemas isolados.

Em tempo de transição energética, assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos, até 2030, constitui um dos objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS 7) das Nações Unidas. Compreender o quebra-cabeça da energia na Amazônia e os meandros de suas assimetrias e distorções é fundamental para percorrer uma transição energética justa, acessível e inclusiva no Brasil.

O presente estudo busca apresentar o panorama atual da energia na Amazônia e os principais dilemas e oportunidades enfrentados nessas diferentes camadas de acesso à energia, apontando caminhos para transição energética da região.

Amazônia é exportadora de energia renovável, mas consome elevada parcela de energia termelétrica cara e poluente

O Brasil possui um extenso Sistema Interligado Nacional (SIN), responsável pelo atendimento da quase totalidade da demanda de energia elétrica do país, cujo consumo atingiu 532 TWh em 2023. O sistema interconecta a população brasileira de todas as regiões, restando apenas o estado de Roraima, com previsão de interconexão de Boa Vista até fins de 2025, com a conclusão do linhão de Tucuruí.³

A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, fruto da participação histórica da hidreletricidade e da expansão mais recente liderada por eólica e solar fotovoltaica. O parque gerador de eletricidade alcança 231 GW, dos quais 21% (49 GW) estão instalados na Amazônia (Tabela 1).⁴

Tabela 1. Quadro Sintético da Energia na Amazônia Legal

Fonte: FGV CERJ com dados da EPE, ANEEL e IBGE

	População 2022		Unidades Consumidoras 2023		Capacidade Instalada 2024		Geração 2023		Consumo 2023		Consumo Médio Residencial 2023				Consumo Total	
	# (mil)	%	# (mil)	%	MW	%	GWh	%	GWh	%	Total	% BR	kWh/mês	% BR	kWh/ano	% BR
Amazônia Legal	26.651	13%	10.018	11%	49.286	21%	149.565	21%	62.768	12%	522	10%	196	16%	2.355	-10%
Acre	830	0%	292	0%	221	0%	315	0%	1.250	0%	357	-25%	216	28%	1.506	-43%
Amapá	734	0%	217	0%	641	0%	3.216	0%	1.207	0%	463	-3%	293	74%	1.645	-37%
Amazonas	3.942	2%	1.024	1%	2.349	1%	9.837	1%	7.284	1%	593	25%	239	42%	1.848	-29%
Maranhão	5.637	3%	2.278	2%	3.433	1%	9.874	1%	11.129	2%	407	-14%	153	-9%	1.974	-25%
Mato Grosso	3.659	2%	1.640	2%	5.771	2%	21.128	3%	10.573	2%	537	13%	239	42%	2.890	10%
Pará	8.120	4%	2.990	3%	24.154	10%	66.059	9%	23.373	4%	651	37%	163	-3%	2.878	10%
Rondônia	1.581	1%	704	1%	8.621	4%	27.682	4%	3.824	1%	453	-5%	264	57%	2.418	-8%
Roraima	637	0%	206	0%	658	0%	1.520	0%	1.266	0%	512	8%	329	96%	1.989	-24%
Tocantins	1.511	1%	667	1%	3.437	1%	9.933	1%	2.861	1%	358	-25%	189	12%	1.893	-28%
Resto do Brasil	176.430	87%	83.122	89%	181.763	79%	558.555	79%	469.104	88%	470	-1%	165	-2%	2.659	2%
Brasil	203.081	100%	93.140	100%	231.049	100%	708.119	100%	531.872	100%	476	0%	168	0%	2.619	0%

3 Com 715 quilômetros de extensão, a linha de transmissão interconectará Manaus e Boa Vista, atravessando a reserva indígena Waimiri Atroari, no Amazonas. O empreendimento já havia sido licitado em 2011, mas discussões judiciais embargaram a obra. Após acordo entre Alupar e Eletronorte (da holding Eletrobras), a obra foi retomada em 2023.

4 A capacidade instalada do parque gerador alcançou 231 GW em 2023, incluindo os sistemas isolados e autoprodução de energia. A geração de energia efetiva do parque gerador alcançou 708.119 GWh em 2023, incluindo a autoprodução e as perdas técnicas e não-técnicas (incluindo furtos) nas redes de transmissão e distribuição, as quais atingem conjuntamente cerca de 20%. Já o consumo refere-se ao total de energia consumido e faturado na rede, excluindo autoprodução e perdas, o que explica o seu montante (531.872 GWh) ser inferior a geração total registrada no ano.

As usinas hidrelétricas respondem pela maior parcela da matriz elétrica da Amazônia Legal (76%), ao passo que no resto do país a fonte contribui com 40% da capacidade instalada (Figura 2). Combustíveis fósseis são a segunda fonte de geração na Amazônia (13%), seguida por geração distribuída solar (8%) e biomassa (2%). A região reúne 34% de toda a potência hídrica do Brasil e 22% de toda a geração térmica com combustíveis fósseis (Figura 3). A região quase não dispõe de geração eólica – concentrada majoritariamente no Nordeste – e de solar centralizada, mas já observa grande avanço da geração distribuída solar (15% da potência do Brasil).

Figura 2. Capacidade Instalada no Brasil e na Amazônia Legal em 2024

Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL (2024a).

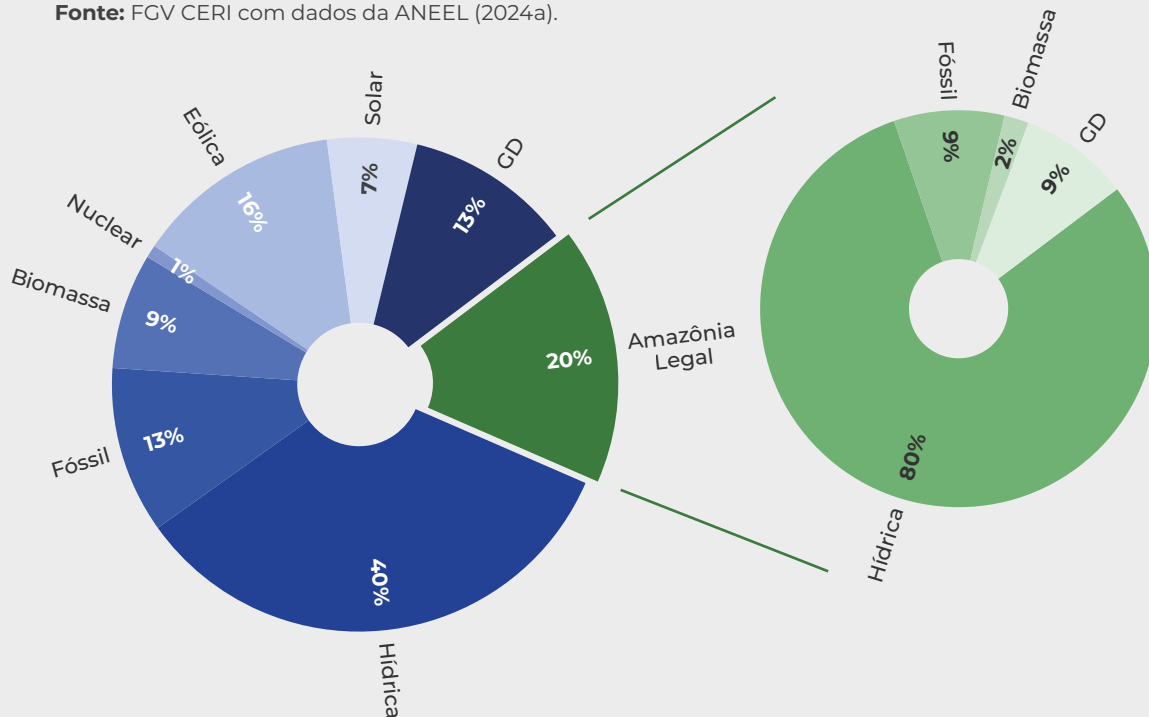
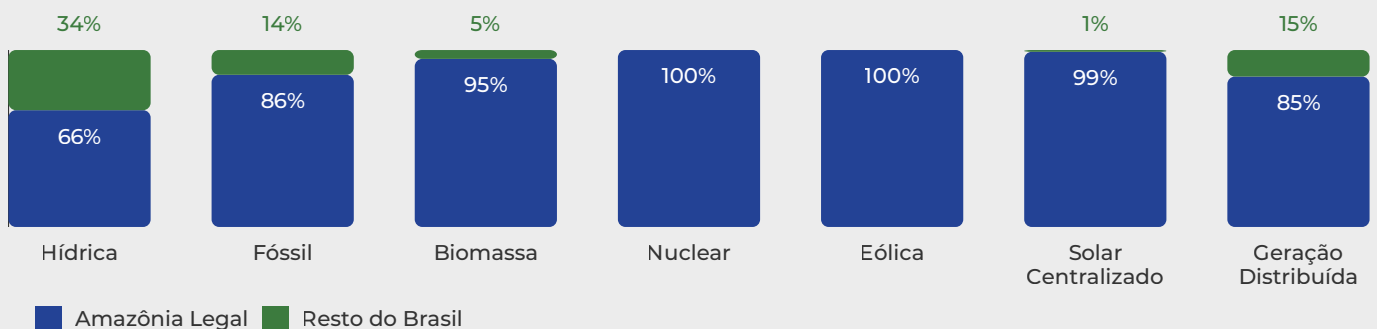


Figura 3. Participação das Fontes na Amazônia Legal e no Resto do Brasil em 2024

Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL (2024a e 2024b).



O estado do Pará concentra a maior participação de hidrelétricas na Amazônia com 22,8 GW instalados (61% do total na região), seguido por Rondônia (21%) e Mato Grosso (8%). A maior capacidade instalada de termelétricas movidas por combustíveis fósseis está no Maranhão com 2,7 GW (40%), com destaque para o complexo termelétrico a gás natural de Parnaíba da Eneva (1,8 GW) e as térmicas a carvão (435 MW). No Amazonas, as térmicas a gás natural contribuem com 1 GW, enquanto as movidas a diesel 0,8 GW.

A participação da biomassa está concentrada entres os estados do Mato Grosso (48%), Maranhão (23%) e Pará (10%), já a solar tem maior participação nos estados do Mato Grosso e Pará (Tabela 2).

Tabela 2. Matriz Elétrica na Amazônia Legal por Estado

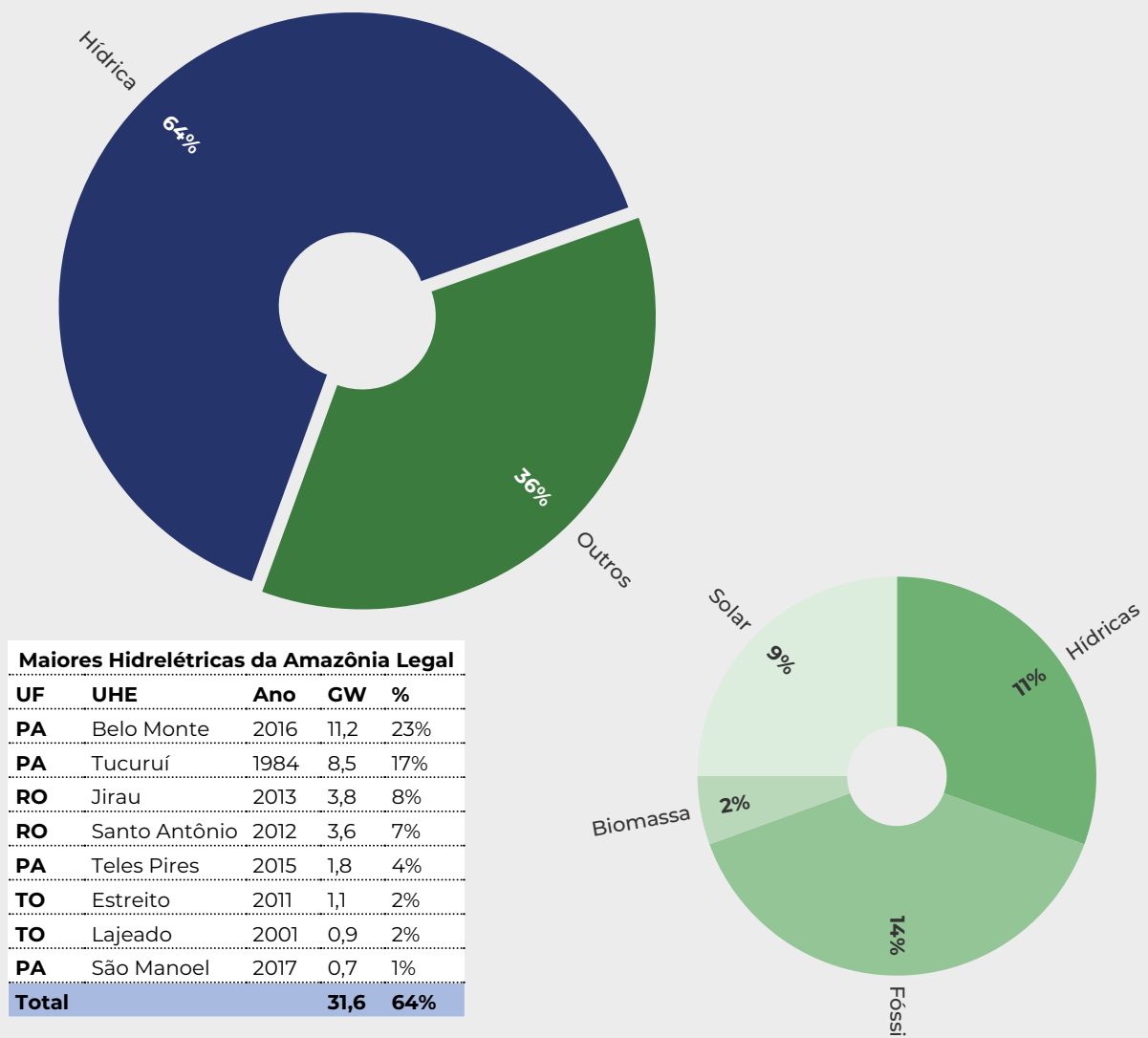
Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL (2024a e 2024b).

	Geração Centralizada (MW)						Geração Distribuída		Total	
	Hídrica	Fóssil	Biomassa	Solar	Total	% Total	MW	%	MW	%
Acre	0	141	2	1	143	0%	78	2%	221	0%
Amazonas	275	1.886	17	2	2.179	5%	170	4%	2.349	5%
Amapá	549	26	2	4	581	1%	60	1%	641	1%
Maranhão	0	2.661	269	2	2.932	7%	501	12%	3.433	7%
Mato Grosso	2.874	573	555	21	4.024	9%	1.747	42%	5.771	12%
Pará	22.787	337	111	17	23.252	52%	902	22%	24.154	49%
Rondônia	7.779	482	28	14	8.303	18%	319	8%	8.621	17%
Roraima	10	523	80	2	615	1%	43	1%	658	1%
Tocantins	2.954	19	92	6	3.070	7%	367	9%	3.437	7%
Total (MW)	37.227	6.648	1.155	68	45.099	100%	4.187	100%	49.286	100%
%	76%	13%	2%	0%	92%		8%		100%	

A região possui importantes usinas hidrelétricas, que respondem por cerca de 34% do parque hídrico do país, incluindo Tucuruí (8,5 GW) e os recentes projetos estruturantes de Belo Monte (11,2 GW), Jirau (3,8 GW) e Santo Antônio (3,6 GW). As oito maiores hidrelétricas na Amazônia Legal respondem por 64% da capacidade instalada da região, enquanto as demais hidrelétricas (com potência inferior individual a 700 MW) somam 11% do total (Figura 4). O restante do parque é formado por térmicas a energia fóssil (14%), energia solar (9%) e biomassa (2%). Frente à sua predominância hídrica, a Amazônia é exportadora de energia renovável, atendendo a demanda de outras regiões de modo complementar à crescente oferta variável de eólica e solar.

Figura 4. Maiores Hidrelétricas na Amazônia Legal e Parque Gerador Complementar em 2024

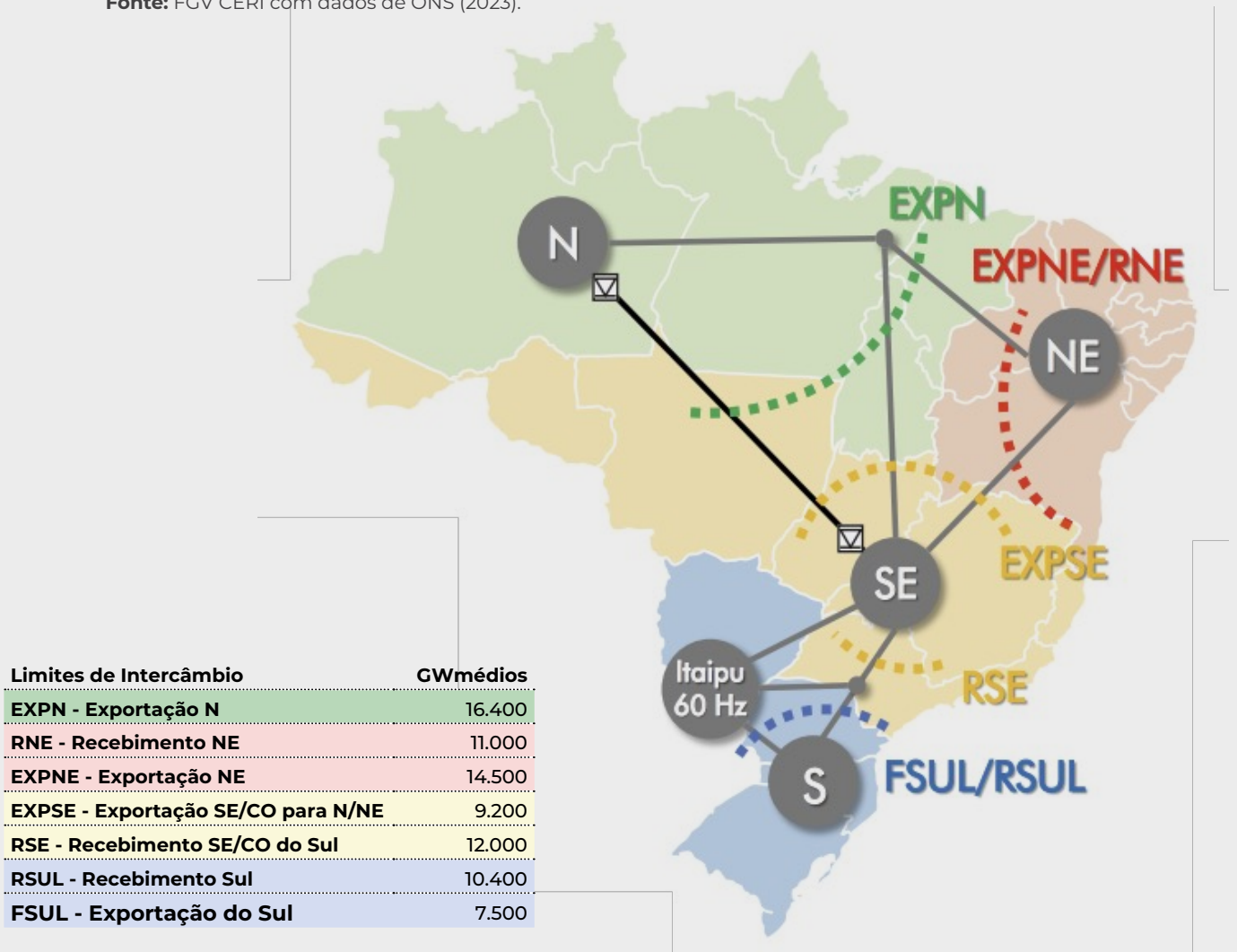
Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL (2024a).



As usinas na Amazônia Legal podem estar conectadas a diferentes subsistemas do SIN. Os estados do Acre e de Rondônia, por exemplo, estão inseridos no subsistema elétrico do Sudeste/Centro-Oeste; já o Pará tem usinas no subsistema Norte (a exemplo de Tucuruí e Belo Monte), e outras no SE/CO (como Teles Pires, na divisa com Mato Grosso). O país construiu um amplo sistema interligado para conectar as regiões e aproveitar os recursos de forma solidária, embora tenha limites de intercâmbio entre os subsistemas (Figura 5). Pertencer a outro subsistema diferente da região geográfica em que está instalada, por razões de configuração da rede elétrica, não afasta a realidade de a usina estar fisicamente na Amazônia e exportar a sua energia para outras regiões; ao contrário, apenas explicita a destinação dos recursos para outros consumidores do país.

Figura 5. Regiões Geoeletricas e Limites de Interconexão entre Subsistemas do SIN

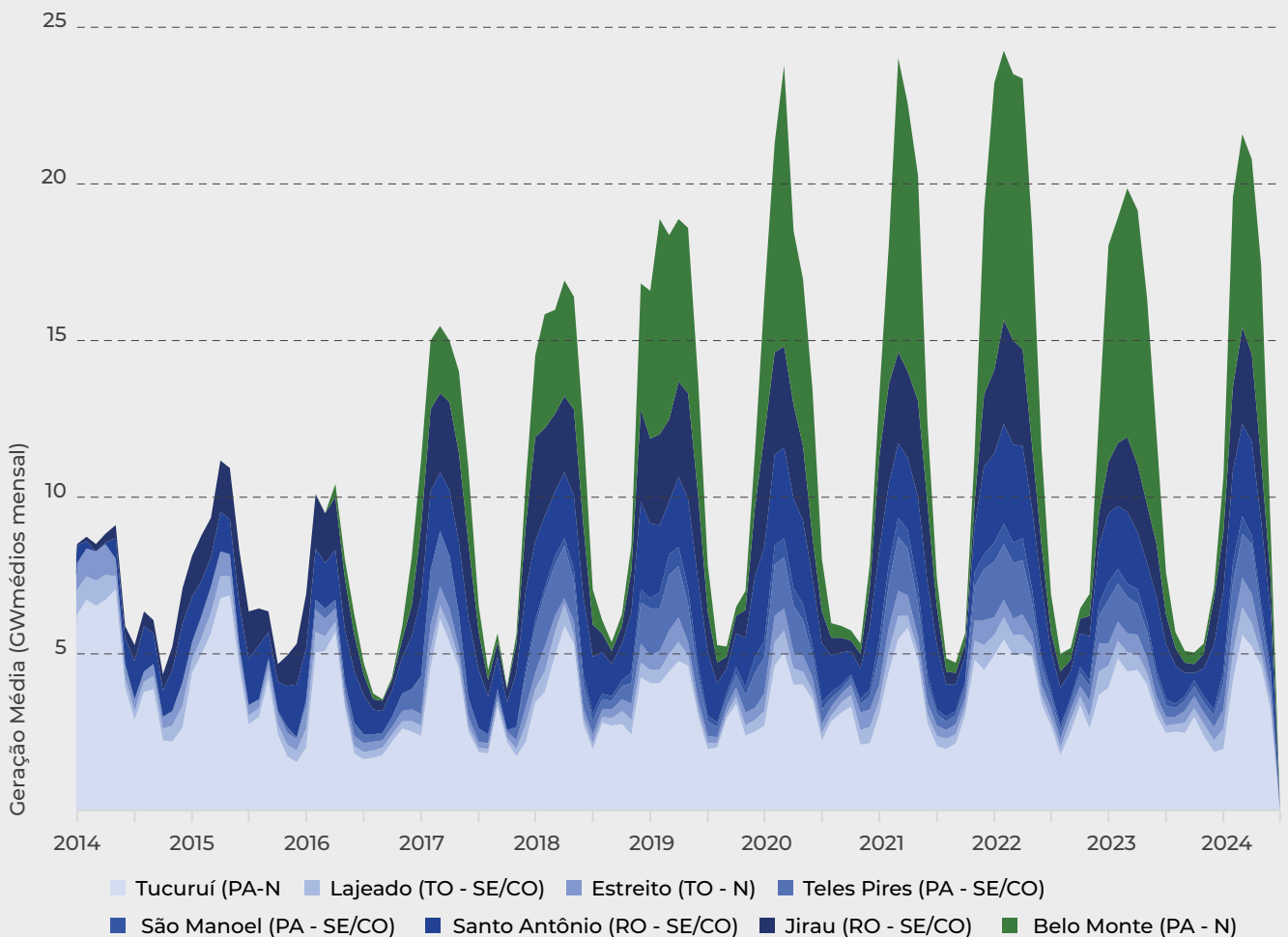
Fonte: FGV CERI com dados de ONS (2023).



As oito maiores usinas da região amazônica, conectadas na maior parte ao SE/CO, possuem geração variável e sazonal com produção mais elevada no período úmido – geralmente entre dezembro e junho. Nos anos recentes, a maior geração conjunta dessas oito hidrelétricas foi registrada em fevereiro de 2022 (24,2 GW médios) e a menor geração em julho de 2021 (4,7 GW médios), ano de crise hídrica severa no Brasil, quando se observou a maior amplitude de variação da geração dessas usinas (cerca de cinco vezes entre mínimo e máximo médio mensal). Belo Monte, Jirau e Santo Antônio são usinas a fio d’água⁵, sem reservatórios, o que explica a expressiva variação da geração sujeita às oscilações da hidrologia (Figura 6).

Figura 6. Geração Média Mensal das Maiores Hidrelétricas na Amazônia Legal

Fonte: FGV CERI com dados do ONS.



5 Hidrelétricas a fio d’água são usinas que utilizam reservatório com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou ainda sem qualquer reservatório, utilizando diretamente a vazão afluente.

Para otimizar a capacidade de produção das usinas implantadas na região, em julho de 2024 o governo brasileiro assinou um Memorando de Entendimento com a Bolívia para elevar o nível do rio Madeira para a cota de 90 metros, aumentando a geração de eletricidade da usina de Jirau.⁶ Como essa medida pode inundar parte do território boliviano, o Memorando firma a contrapartida de destinação à Bolívia de um terço da energia adicional gerada pela elevação da cota. A maior regularização da hidrologia variável do rio aumentará a energia gerada tanto por Jirau quanto por Santo Antônio, que está a jusante, contribuindo para o maior aproveitamento do recurso hídrico e a melhor navegabilidade do rio (MME 2024).

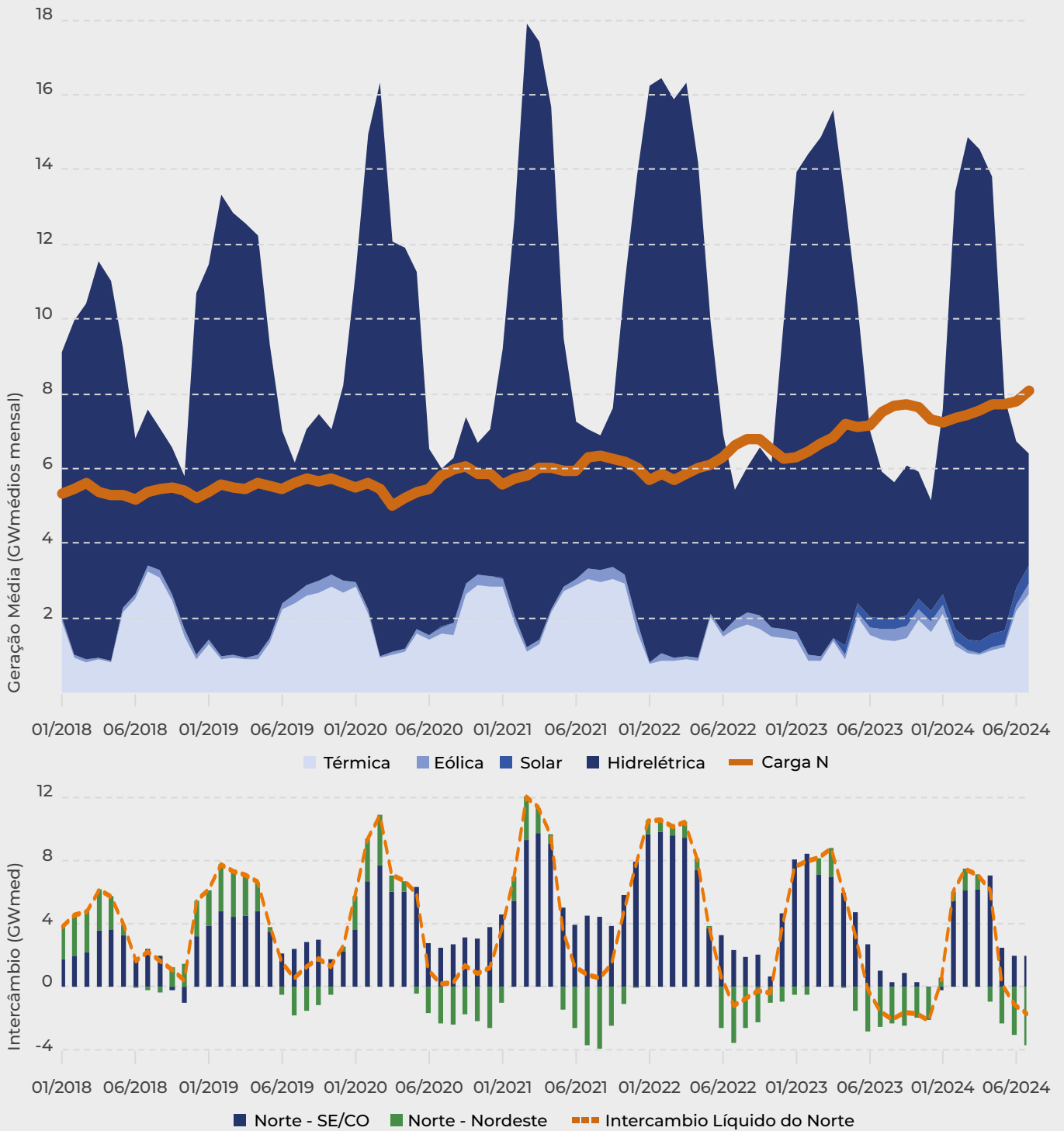
A geração máxima do subsistema Norte, que engloba as usinas de Tucuruí e Belo Monte, alcançou 18 GWmédios em fevereiro de 2021, representando excedente exportável relevante frente à carga (demanda) reduzida da região (5,5 GWmédios na época). O excedente é exportado sobretudo para o Sudeste/Centro-Oeste. O pico de 12 GWmédios exportado em 2021 se reduziu nos últimos anos críticos com a seca na região amazônica, permanecendo inferior a 8 GWmédios em 2024 (Figura 7).

A carga do Norte, a qual alcança 7,5 GWmédios frente ao aumento de 7,6% a.a. desde 2020, geralmente é atendida em todos os meses pela geração do próprio subsistema. Nos dois últimos anos, com a crise hídrica, a região necessitou importar energia no período seco (entre junho e novembro), recebendo fluxos principalmente do Nordeste, quando se observa maior geração eólica nesta região.

6 Jirau obteve nova outorga da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) em outubro de 2024, reduzindo a vazão mínima para aumentar a reserva hídrica para geração; e autorização do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) condicionada a monitoramentos, o que permitirá o aumento da cota para 90 metros.

Figura 7. Geração por Fonte, Demanda e Intercâmbio Mensal do Subsistema Norte

Fonte: FGV CERJ com dados do ONS.



Nota: o subsistema Norte não engloba toda a área da Amazônia Legal, abrangendo os estados do Amapá, Amazonas e Maranhão e parte do Pará e Tocantins; Rondônia e Acre pertencem ao subsistema do SE/CO, Roraima está toda isolada.

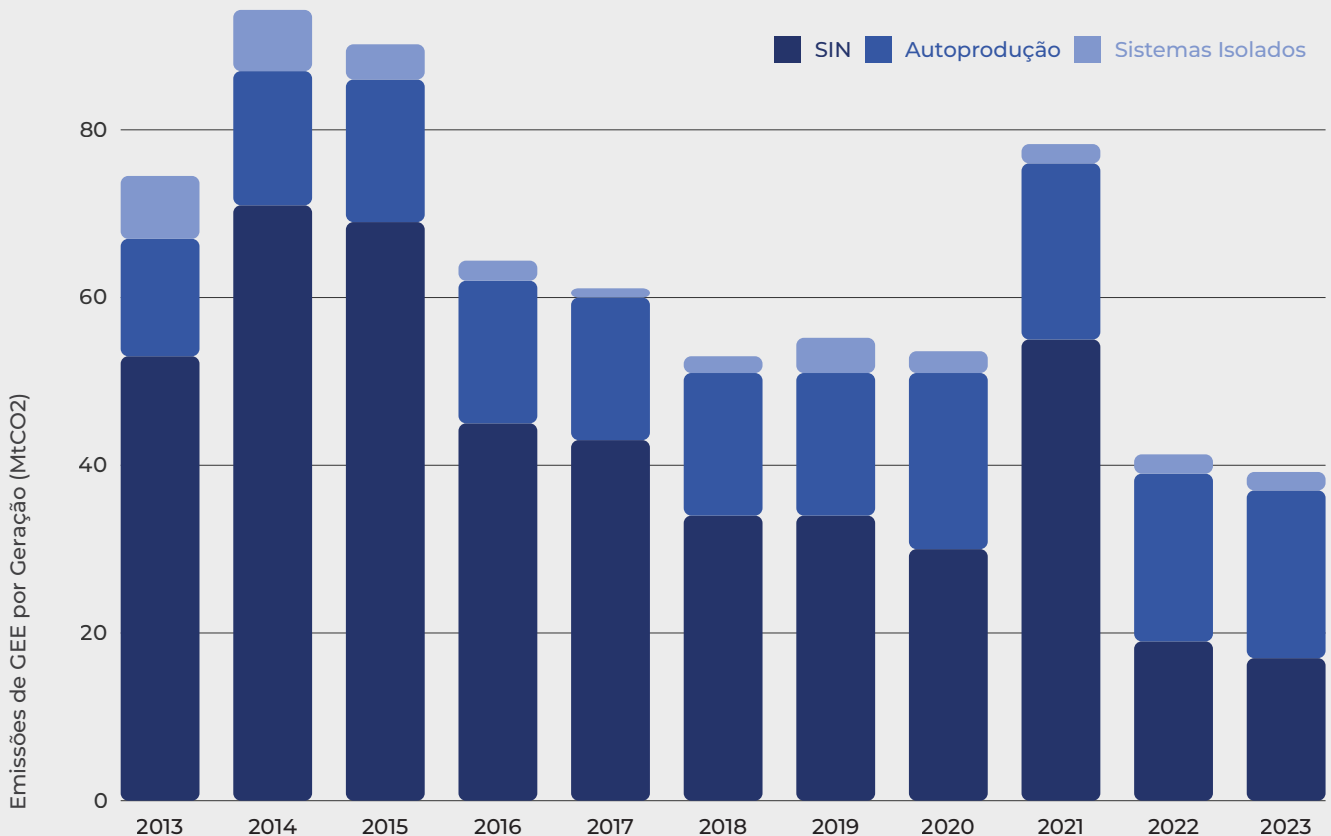
O subsistema Norte exporta geração renovável excedente e consome maior parcela de energia termelétrica poluente. Entre janeiro e junho de 2024, quando as hídricas exportam energia, a geração térmica foi de 11% no subsistema; já entre julho e setembro, as térmicas responderam por 40% da geração.

A maior complementação termelétrica a combustíveis fósseis impacta as emissões de gases de efeito estufa da geração de eletricidade (Figura 8). Entre 2013 e 2023, a média das emissões de GEE no SIN (incluindo autoprodução) alcançou 104 kgCO₂/MWh.

Durante este período, os anos de 2014, 2015 e 2021 registraram emissões mais elevadas no SIN em decorrência da crise hídrica e da maior geração termelétrica. Os níveis de emissões nestes anos no SIN foram de 145 kgCO₂/MWh, o que representa uma média 62% superior ao nível observado no período, excluindo-se estes anos críticos (89 kgCO₂/MWh).

Figura 8. Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) por Geração de Eletricidade no Brasil

Fonte: FGV CERI com dados da EPE (2024a).



Recomendações

A Amazônia Legal é exportadora de energia renovável para o Sudeste/Centro-Oeste, o que decorre da elevada capacidade instalada que reúne 34% de toda a potência hídrica do país. Enquanto responde por 12% do consumo nacional, é responsável por 21% da geração de energia em 2023. A exportação se concentra no período úmido, entre dezembro e junho, período de maior disponibilidade hídrica. Já no período seco, a região registra maior geração termelétrica e recentemente houve a necessidade de importação de energia do Nordeste.

As mudanças climáticas vão acentuar a tendência atual de maior variabilidade da energia na região amazônica, alternando-se extremos em curtos intervalos de tempo. A dependência de fontes fósseis para geração e de importação de energia na região Norte pode se intensificar no período seco, resultando em aumento das emissões e maior instabilidade no suprimento energético.

É necessário investir em soluções descentralizadas e renováveis complementares ao regime hidrológico (como solar distribuída), reduzindo a dependência de termelétricas e garantindo maior segurança energética. A maior oferta de energia renovável não apenas ajudará a Amazônia a descarbonizar sua matriz energética, como também contribuirá para a mitigação de efeitos das mudanças climáticas, garantindo um fornecimento mais estável e sustentável para a região.

Da centralização à descentralização na expansão da energia na Amazônia e no Brasil

Até meados da década passada, a expansão da capacidade de geração no Brasil dependia do ritmo de contratação nos leilões regulados, os quais reúnem a demanda projetada pelas distribuidoras para os seus mercados cativos. Os grandes projetos estruturantes instalados na Amazônia foram contratados no contexto de maior expansão regulada da matriz elétrica, ampliando o parque hidrelétrico paralelamente à diversificação das fontes na matriz – biomassa, eólica, gás natural e, mais recentemente, solar (Quadro 1).

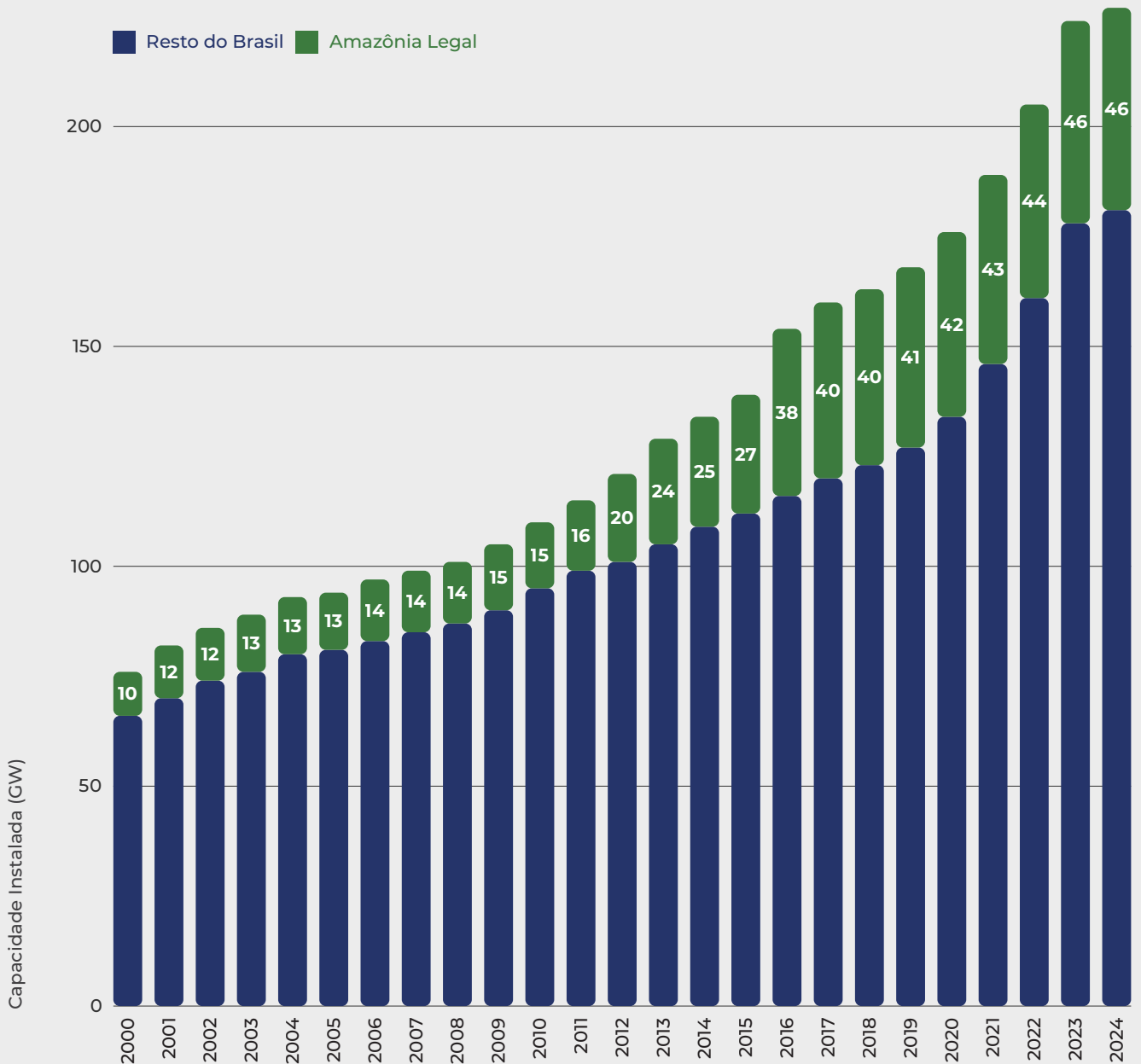
Esta dinâmica se alterou profundamente nos últimos anos, tornando a expansão de nova capacidade cada vez mais sujeita a decisões descentralizadas, tanto por consumidores elegíveis à livre e comercialização de energia – com critérios crescentemente mais flexíveis –, quanto por consumidores cativos que adotam geração distribuída (GD), sobretudo solar fotovoltaica instalada de forma descentralizada na rede de distribuição juntamente com os pontos de consumo.

Decisões descentralizadas respondem aos sinais de maior competitividade das fontes renováveis alternativas (eólica e solar), frente à redução acentuada de custos; aos incentivos existentes destinados justamente às fontes renováveis já competitivas – a exemplo de desconto de fio (tarifa de uso das redes) para geração centralizada e a compensação de energia (net metering) para geração distribuída; além de oferta de financiamento de longo prazo, com maior diversificação de mecanismos e recursos.

As condições atuais resultam em maior ritmo de expansão da capacidade instalada no Brasil, que cresceu à taxa média de 4,9% a.a. desde 2016 frente a 4,2% a.a. entre 2000 e 2015 (Figura 9). Na Amazônia Legal a taxa de expansão atual é menor (2,3% a.a.) se comparada ao período anterior de expansão regulada dos projetos estruturantes (7,2% a.a.). Já no resto do país, o crescimento médio atual desde 2016 (5,8% a.a.) é superior à taxa registrada anteriormente (3,6% a.a.).

Figura 9. Evolução da Capacidade Instalada na Amazônia Legal e no Brasil

Fonte: FGV CERI com dados da ANEEL (2024a e 2024b).



Quadro 1. Fronteira de Expansão no Brasil e Sinergias entre Fontes Renováveis

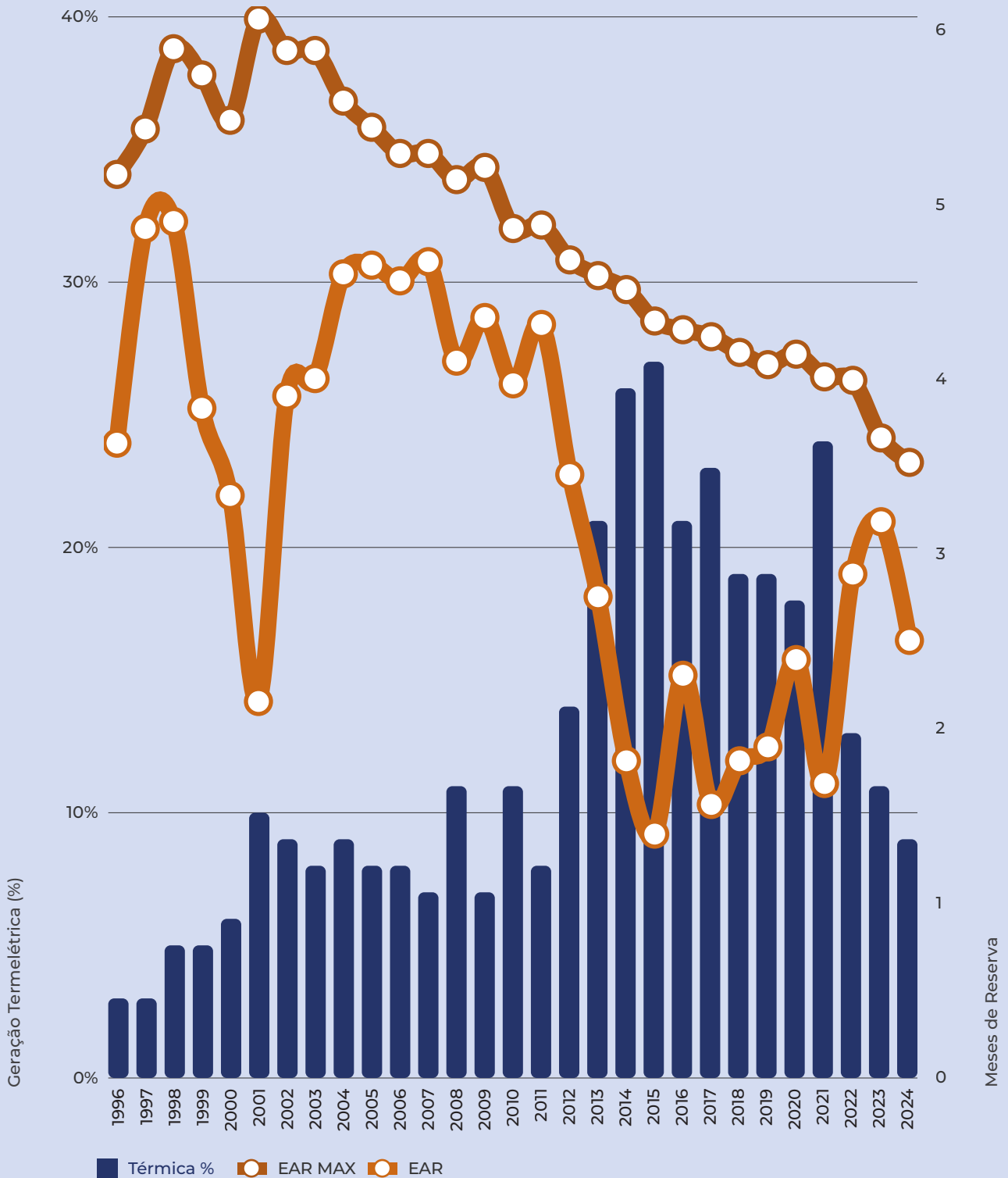
Desde os anos de 1990, a construção de novas hidrelétricas enfrenta profundas e múltiplas resistências, de caráter econômico, político, social e ambiental. Os novos empreendimentos não expandiram a capacidade de reserva hídrica do país, optando-se por usinas à fio d'água também por restrições técnicas. Na região amazônica, maior fronteira de expansão hídrica, os rios de planície envolvem menor possibilidade de explorar projetos com reservatórios associados – a proporção de área alagada por potência e regularização adicionadas resulta em relação de custo-benefício negativa, com impactos socioambientais elevados.⁷ Não por outra razão, os projetos estruturantes não expandiram a capacidade de reserva hídrica do sistema; e mesmo novos projetos a fio d'água enfrentam severas resistências para se viabilizarem.

Como os reservatórios não se expandiram nas últimas décadas e a demanda cresceu, a proporção da carga capaz de ser atendida pela reserva hídrica máxima se reduz ao longo do tempo (Figura 10), o que se traduz em perda de regularização medida por meses de reserva (EAR MAX). Quando a energia de fato armazenada nos reservatórios se reduz a menos de três meses de reserva em relação à demanda anual, a geração térmica flexível é acionada (EAR), com maior custo e emissões.

7 A construção da hidrelétrica de Balbina, com reservatório em área extremamente plana, inaugurada em 1989 no Amazonas, ostenta a pior relação entre área alagada e potência instalada, com índice de 480 (120.000 hectares/200 MW). No outro extremo encontra-se Itaipu, com índice de 11,1 (140.000 hectares/12.600 MW).

Figura 10. Evolução da Capacidade Regularização dos Reservatórios em Meses de Reserva

Fonte: FGV CERJ com dados do ONS.



A perda estrutural da participação relativa da geração hídrica pode ser complementada por térmicas flexíveis e controláveis, mas também pode se beneficiar da geração complementar das renováveis. Frente às dificuldades de expansão de novas hidrelétricas na região amazônica, apesar do elevado potencial remanescente, a fronteira da matriz elétrica se direciona para fontes renováveis alternativas, sobretudo eólica e solar, com elevada complementariedades e sinergias com a geração hídrica.

No Brasil, a expansão de fontes renováveis variáveis enfrenta menores custos de integração em relação a outros sistemas de predominância termelétrica, como consequência da: (i) alta participação de hidrelétricas associadas a grandes reservatórios; (ii) vasta rede interligada de transmissão, capaz de interconectar diferentes regiões e mercados; e (iii) alta complementariedade entre fontes renováveis. Verifica-se maior geração eólica e de biomassa da cana nos períodos hidrológicos secos do ano e maior geração eólica geralmente à noite, complementando a geração solar diurna.

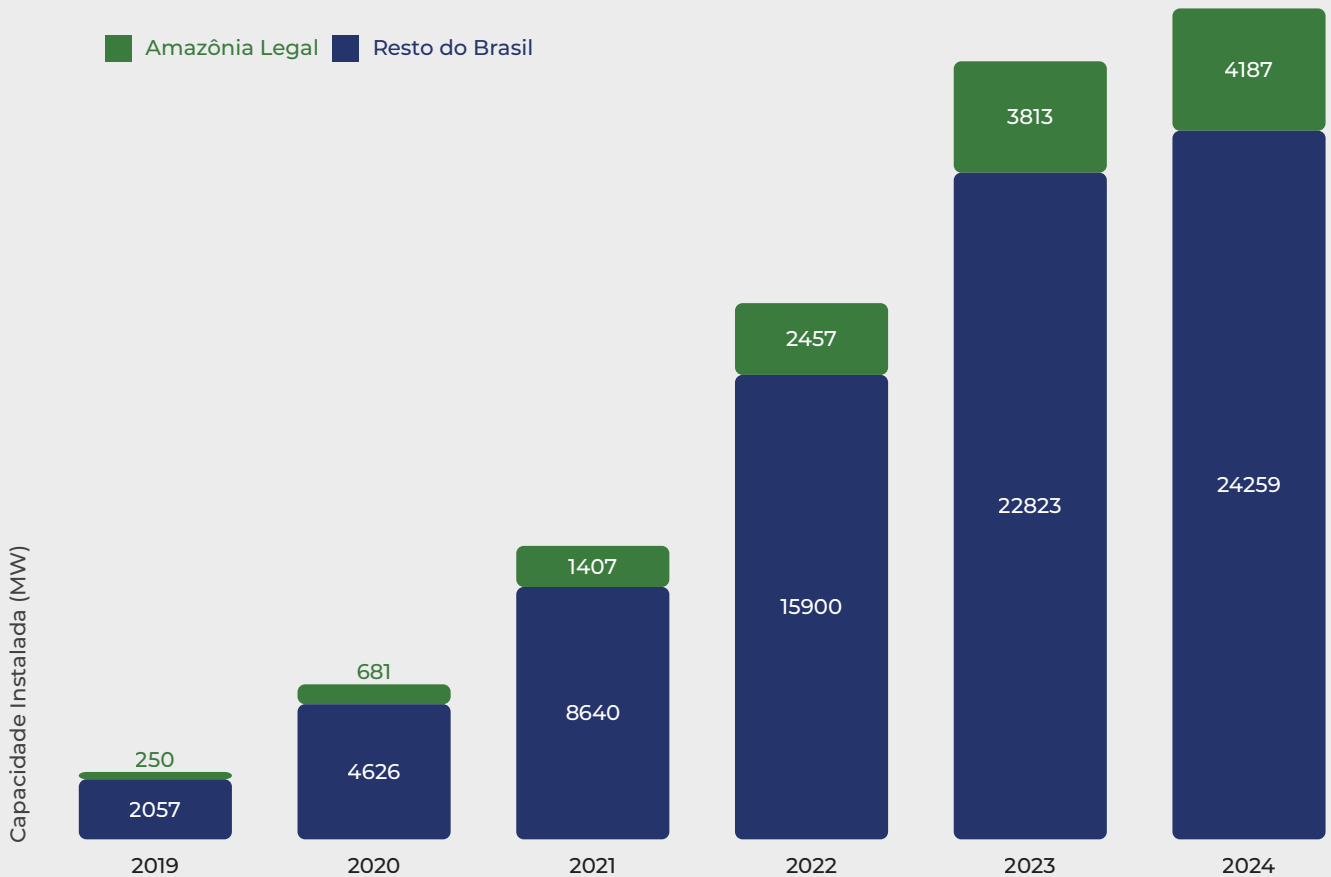
Neste contexto, as renováveis encontram maior provisão de flexibilidade no sistema necessária para acomodar a sua geração variável, ajudando a reduzir a perda de regularização dos reservatórios hídricos. Por outro lado, a permanência de incentivos para fontes renováveis já competitivas – a exemplo de subsídios para redução do custo de uso das redes, tanto para geração centralizada, quanto distribuída – onera as tarifas e reproduz a dinâmica perversa de subsídios cruzados.

O crescimento acelerado da geração solar distribuída no Brasil (Figura 11) responde a fortes incentivos da política de compensação de energia (net metering), a qual permite compensar créditos na fatura de eletricidade obtidos por saldos positivos da energia gerada injetada na rede, líquidos de consumo dos painéis e da energia recebida da distribuidora.⁸

São Paulo é o estado com maior capacidade de GD (Figura 12), seguido por Minas Gerais (13%), Rio Grande do Sul (10%), Paraná (9%) e Mato Grosso (6%). A região Sul do país, com menor incidência solar, tem cerca de 70% a mais de capacidade de GD em relação à Amazônia Legal.

Figura 11. Evolução da Geração Distribuída na Amazônia Legal e no Resto do Brasil

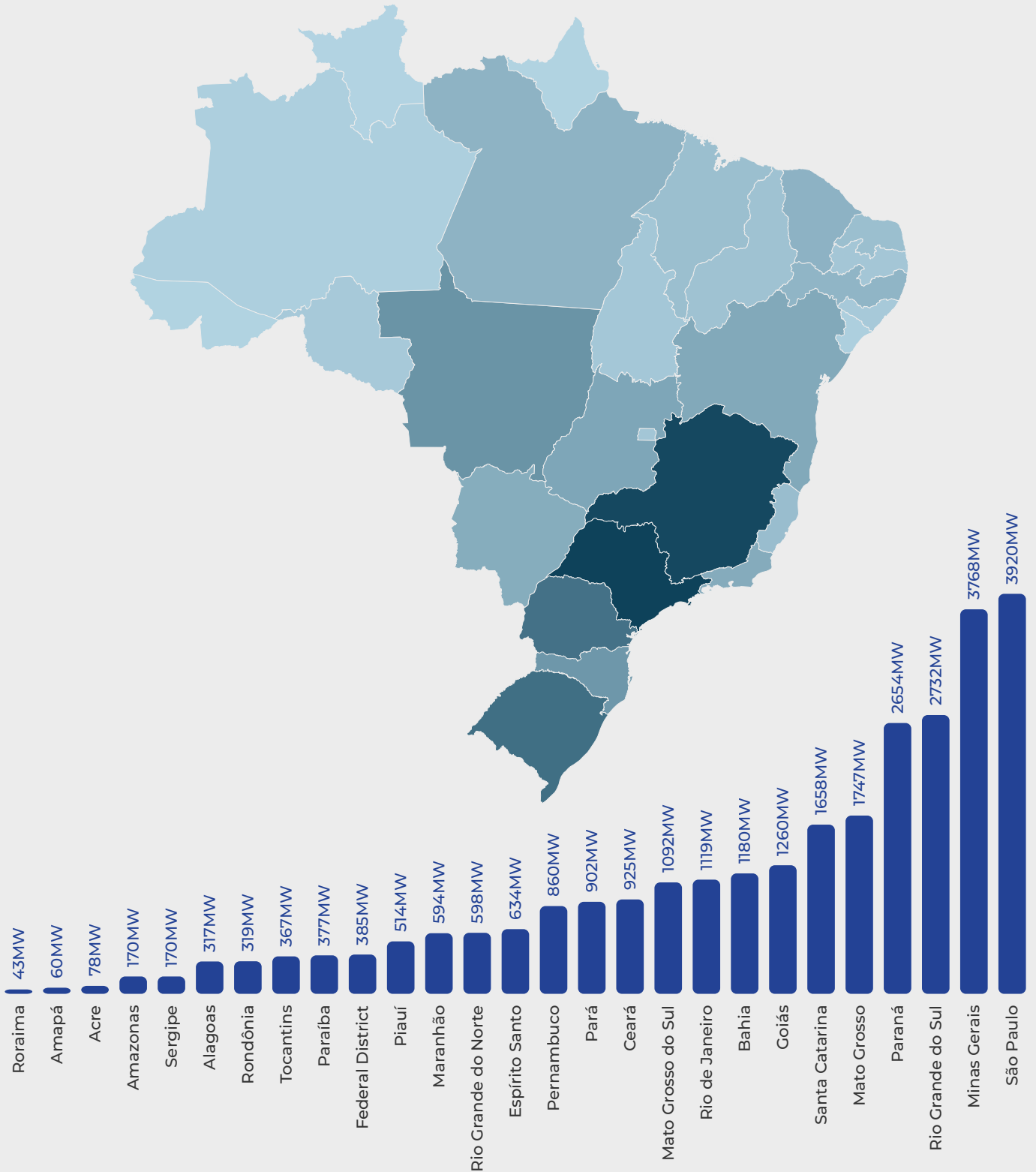
Fonte: FGV CERI com dados da ANEEL (2024b).



⁸ A compensação considera todos os componentes da tarifa, inclusive custos fixos como acesso à rede, constituindo subsídio cruzado entre adotantes e não-adotantes. A Lei nº 14.300/2022 da Micro e Mini GD estabelece regra gradual até 2029, quando todos os novos adotantes passarão a arcar com os custos integrais da distribuição no cômputo dos saldos de energia a compensar na fatura de eletricidade. Para descrição do mecanismo de net metering, conferir Zinaman et al. (2017).

Figura 12. Geração Distribuída Solar na Amazônia Legal e no Brasil em 2024

Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL (2024b).

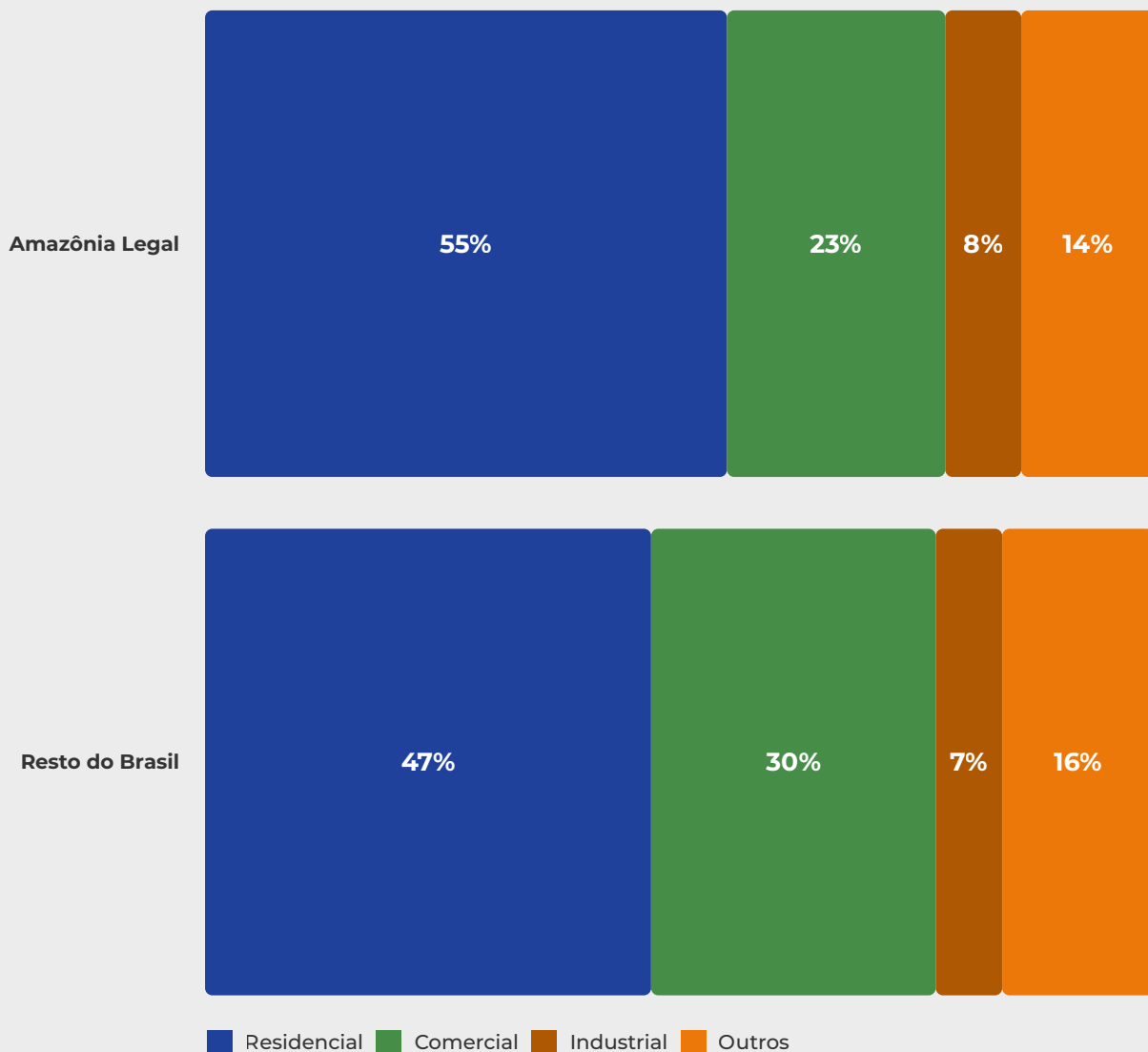


A maior parte da GD instalada é destinada ao segmento residencial, com maior participação na Amazônia (55%) em relação a no resto do país (47%). O comércio é o segundo segmento, com maior importância no resto do país (30%), considerando dados do primeiro trimestre de 2024 (Figura 13).

A menor participação da indústria na geração distribuída resulta do maior porte de consumo dessas unidades e do limite de 5 MW para elegibilidade ao mecanismo de compensação de energia, tornando o esquema factível apenas para pequenas atividades.

Figura 13. Participação dos Segmentos na Geração Distribuída em 2024

Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL (2024b).

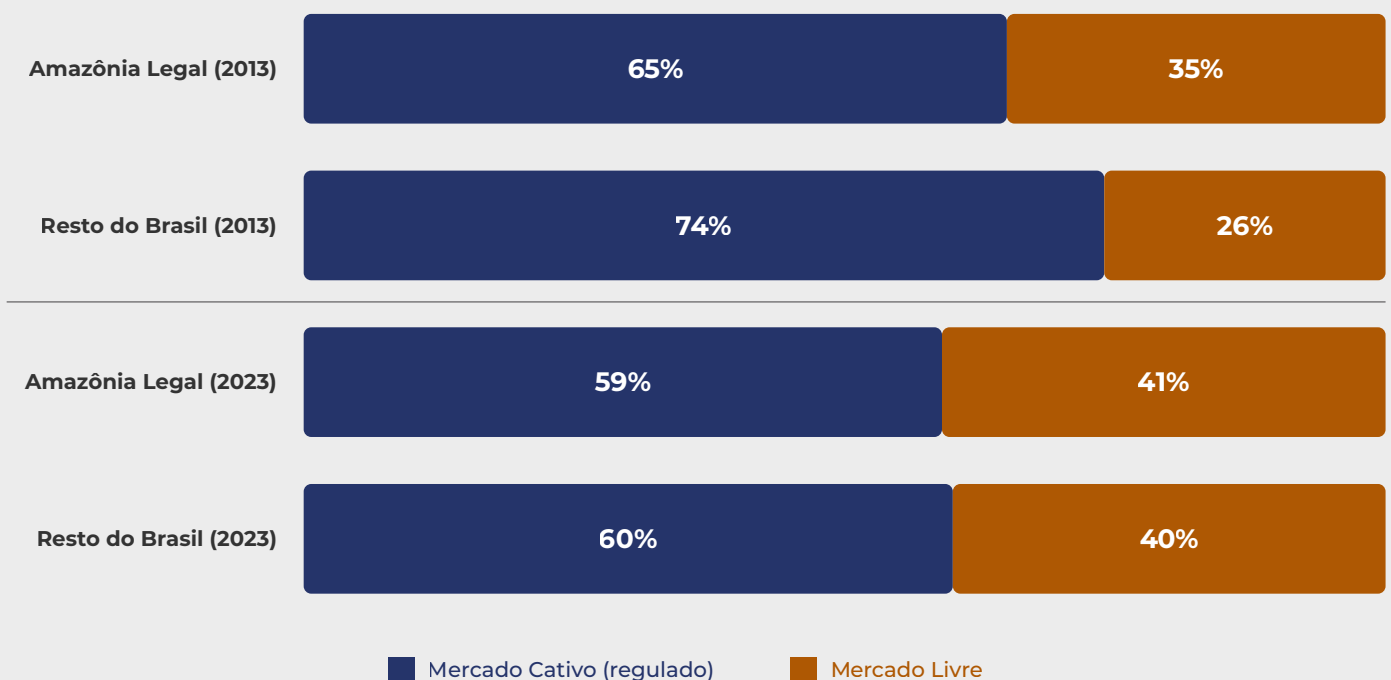


Atualmente, todos os consumidores de alta tensão são elegíveis a contratar energia diretamente no mercado livre, podendo escolher o supridor da eletricidade. Esses consumidores permanecem conectados à rede de distribuição – ou, a depender do consumo, diretamente na transmissão – e arcam com a tarifa regulada do uso do sistema da rede. O consumo livre refere-se à liberdade de escolha na compra da energia, o que ainda não está facultado aos consumidores de baixa tensão no Brasil, que são cativos do portfólio de compra das distribuidoras locais.

Embora o ambiente regulado ainda represente a maior parcela do mercado, abrangendo cerca de 60% do consumo em 2023, a participação do ambiente livre cresceu nos últimos dez anos, com a ampliação da elegibilidade à livre escolha (Figura 14). Na Amazônia Legal, a participação da contratação livre aumentou de 35% em 2013 para 41% em 2023, ao passo que no resto do país saltou de 26% para 41%. A maior participação relativa histórica do mercado livre na região amazônica decorre da maior parcela de consumo industrial frente ao resto do país, fruto da existência de indústrias eletrointensivas e da menor participação do comércio no consumo. Na região Norte, metalurgia e extração de minerais respondem por mais de 75% do consumo industrial (EPE 2024a).

Figura 14. Composição do Consumo por Mercado na Amazônia Legal e no Resto do Brasil

Fonte: FGV CERI com dados da EPE (2024a).



Recomendações

O Brasil assiste à mudança de paradigma no vetor de expansão da energia. Historicamente, decisões centralizadas ditaram o ritmo e moldaram o perfil de expansão da matriz. Na Amazônia, grandes projetos hidrelétricos estruturantes foram viabilizados, tornando a região exportadora de energia renovável e variável para o Sudeste/Centro-Oeste durante o período úmido.

Mudanças recentes de tecnologia e na regulação e comercialização de energia promoveram a descentralização das decisões de expansão, ampliando a participação do ambiente livre e da geração distribuída. O avanço da contratação de solar e eólica por decisões descentralizadas reduz o espaço para expansão regulada nos leilões centralizados, ao mesmo tempo em que barreiras econômicas, sociais, ambientais e políticas estreitam as possibilidades de aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente.

A descentralização é um dos vetores característicos da transição energética em curso. A fronteira de expansão de energia se beneficia de decisões descentralizadas que respondem a sinais competitivos das fontes renováveis. A descentralização promove um modelo mais flexível, capaz de atender às demandas específicas da região, sem depender de grandes infraestruturas e interligações.

Nos sistemas interligados, o avanço da solar distribuída pode reduzir a geração termelétrica no período seco. Nos sistemas isolados, investir em micro-redes com armazenamento permitirá expandir a oferta de energia renovável para as comunidades remotas, garantindo maior confiabilidade e potencialmente redução de custos e emissões de GEE.

A Amazônia Legal tem a oportunidade de atravessar uma transição energética justa, descarbonizando os sistemas (interligado e isolados) e se beneficiando de energia renovável e acessível.

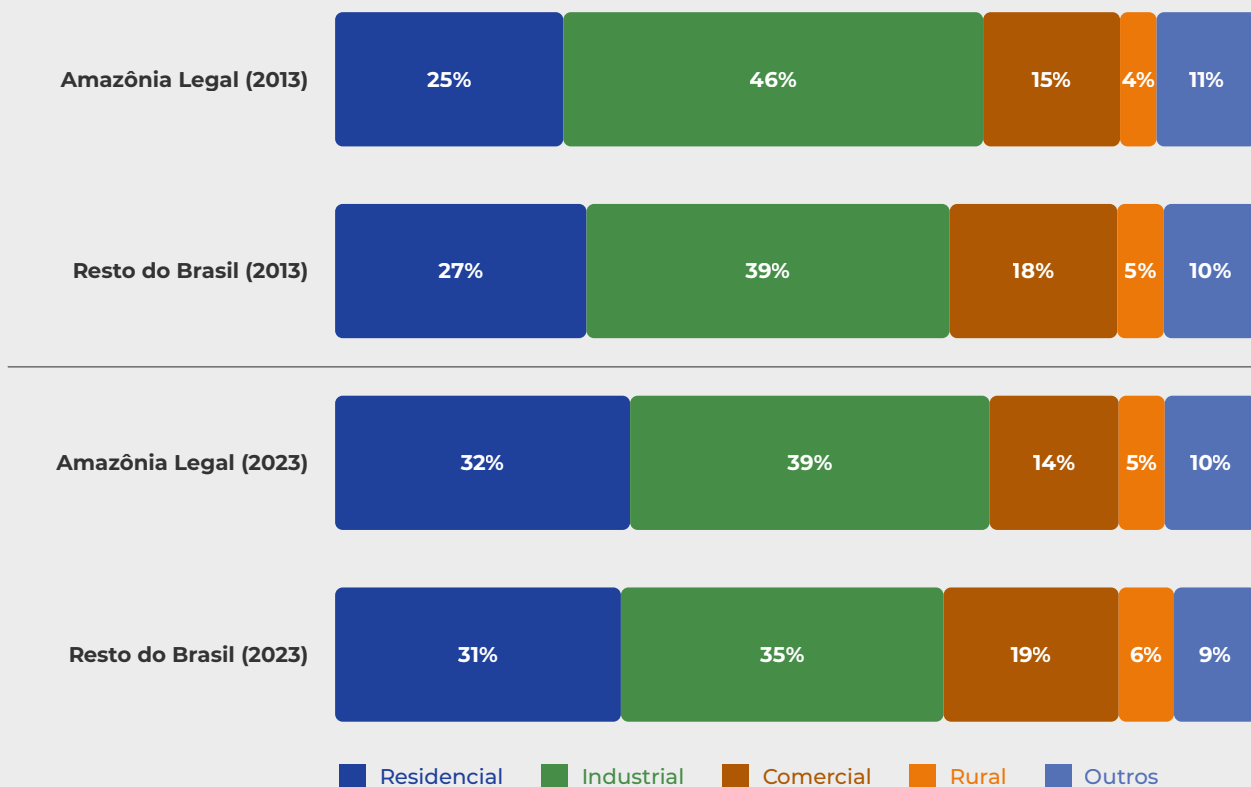
Desafios para a sustentabilidade das distribuidoras face às elevadas perdas não-técnicas na região

A taxa de crescimento do consumo de eletricidade na Amazônia é superior ao dobro da registrada no resto do país desde 2016 (3,9% a.a. contra 1,8% a.a.), alcançando 12% (63 TWh) do consumo nacional em 2023. No resto do Brasil, o consumo residencial avançou 2,9% a.a., enquanto os demais segmentos cresceram no máximo 1,5% a.a. Na Amazônia, o elevado crescimento do consumo residencial (4,7% a.a.) também foi acompanhado de expansão nos segmentos industrial e rural (ambos 4,5% a.a.), com menor elevação do comercial (2,5% a.a.).

O resultado acumulado é uma maior participação relativa do consumo residencial, sobretudo na Amazônia Legal, que passou de 25% do total consumido na região em 2013 para 32% em 2023 (Figura 15).

Figura 15. Composição do Consumo por Segmento na Amazônia Legal e no Resto do Brasil

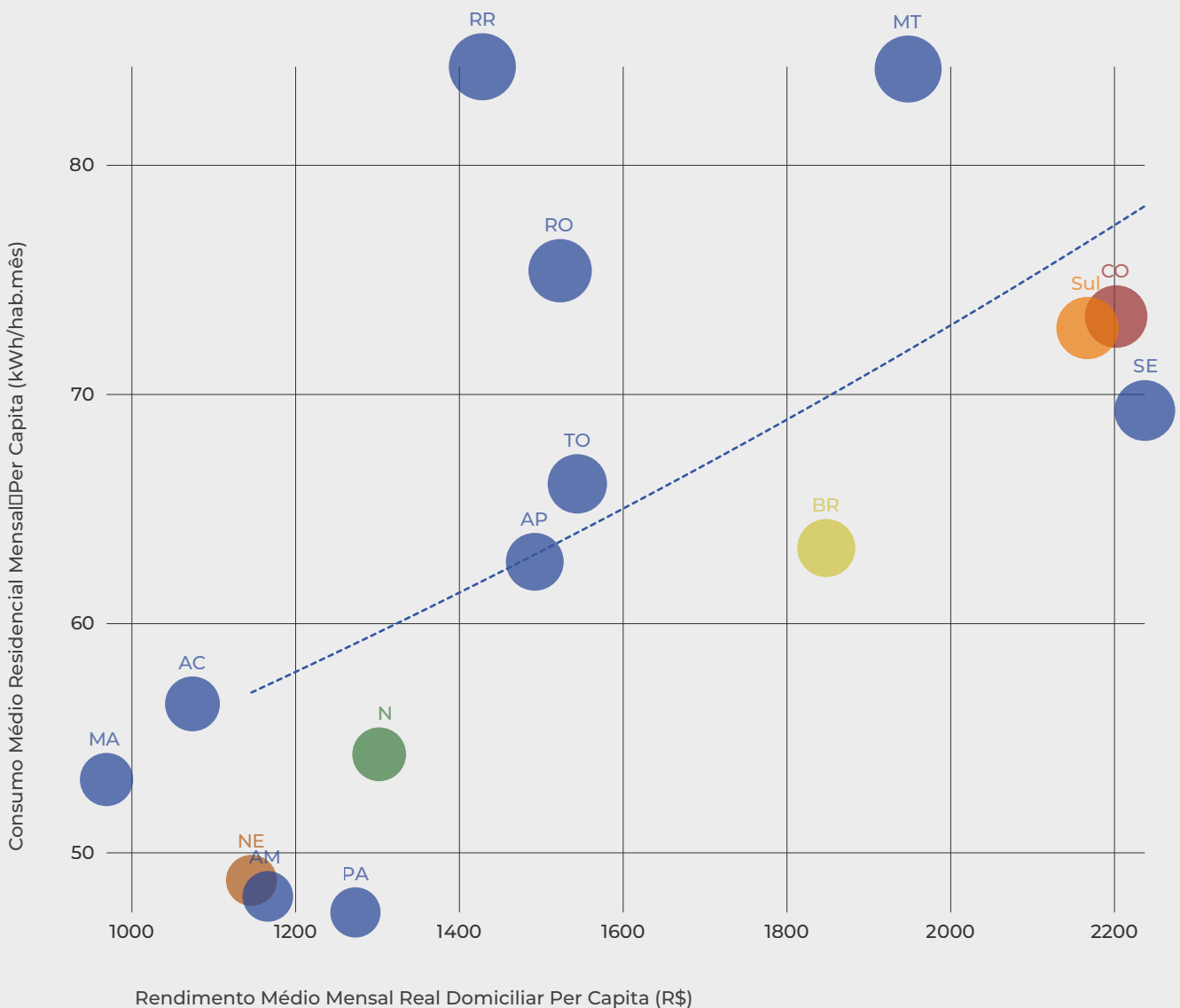
Fonte: FGV CERJ com dados da EPE (2024a).



O consumo médio residencial per capita nos estados da Amazônia Legal em 2023, com exceção do Amazonas e do Pará, está acima da média esperada para a renda per capita mensal dos domicílios, considerando-se a relação linear para a média do Brasil e suas regiões geográficas (Figura 16). Embora a região registre consumo residencial per capita elevado em comparação com a média nacional, as distribuidoras da região convivem com desafios importantes para a sustentabilidade das concessões.

Figura 16. Consumo de Eletricidade Residencial Per Capita versus Renda Média Mensal Per Capita

Fonte: FGV CERI com dados da EPE (2024a) e IBGE (PNAD)



Cada estado na Amazônia Legal é atendido por uma única distribuidora, responsável pelo fornecimento de eletricidade. Atualmente, todas as distribuidoras são controladas por capital privado, ao contrário do que ocorre no resto do país, que ainda tem 23% do seu mercado atendido por concessionárias controladas por capital público. Esta composição da região se alterou recentemente com a desestatização de distribuidoras da Eletrobras nos estados do Acre, Amazonas, Rondônia e Roraima; e com a privatização da distribuidora do Amapá, cujo controle era estadual.

A licitação das distribuidoras da Eletrobras ocorreu em 2018, antes de sua capitalização em 2022, como decorrência da decisão de não aderir à renovação dos contratos permitida pela MP 579. No Amapá, a distribuidora foi desestatizada em 2021. O grupo Equatorial controla as distribuidoras do Amapá, Maranhão e Pará; o grupo Energisa atua no Acre, Mato Grosso, Rondônia e Tocantins; e o grupo Oliveira Energia (com presença restrita no Norte do país) está no Amazonas e em Roraima (Tabela 3).

Tabela 3. Concessionárias de Distribuição de Eletricidade na Amazônia Legal

Fonte: FGV CERI com dados da ANEEL (2023).

Distribuidora	UF	Grupo	Capital	Nº Clientes (mil)	%	Mercado (GWh)	%	Rec. Bruta (R\$ mi)	%	Parcela B (R\$ mi)	%	EBITDA (R\$ mi)	%	
Amazônia Legal				10.209	11%	43.007	10%	38.032	12%	11.528	15%	6.910	19%	
Energisa AC	AC	Energisa	Privado	286	0,3%	1.143	0,3%	988	0,3%	269	0,4%	78	0,2%	
Amazonas	AM	Oliveira Energia	Privado	989	1,1%	6.639	1,5%	4.477	1,4%	736	1,0%	-222	-0,6%	
EQTL AP	AP	Equatorial	Privado	199	0,2%	1.107	0,2%	1.292	0,4%	418	0,5%	234	0,6%	
EQTL MA	MA	Equatorial	Privado	2.677	3,0%	7.101	1,6%	6.034	1,9%	2.022	2,6%	1.228	3,3%	
Energisa MT	MT	Energisa	Privado	1.599	1,8%	9.858	2,2%	8.975	2,9%	2.620	3,4%	1.608	4,4%	
EQTL PA	PA	Equatorial	Privado	2.913	3,3%	9.784	2,2%	10.010	3,2%	3.266	4,3%	2.795	7,6%	
Energisa RO	RO	Energisa	Privado	696	0,8%	3.568	0,8%	2.771	0,9%	865	1,1%	364	1,0%	
Roraima	RR	Oliveira Energia	Privado	200	0,2%	1.147	0,3%	1.184	0,4%	452	0,6%	344	0,9%	
Energisa TO	TO	Energisa	Privado	651	0,7%	2.662	0,6%	2.302	0,7%	881	1,1%	481	1,3%	
Resto do Brasil				79.183	89%	408.670	90%	273.328	88%	65.076	85%	29.895	81%	
				Privado	61.584	69%	304.170	67%	210.839	68%	51.335	67%	24.405	66%
				Estatual	17.599	20%	104.500	23%	62.489	20%	13.742	18%	5.490	15%
Total Brasil				89.392	100%	451.678	100%	311.360	100%	76.605	100%	36.805	100%	
				Privado	71.793	80%	347.178	77%	248.871	80%	62.863	82%	31.315	85%
				Estatual	17.599	20%	104.500	23%	62.489	20%	13.742	18%	5.490	15%

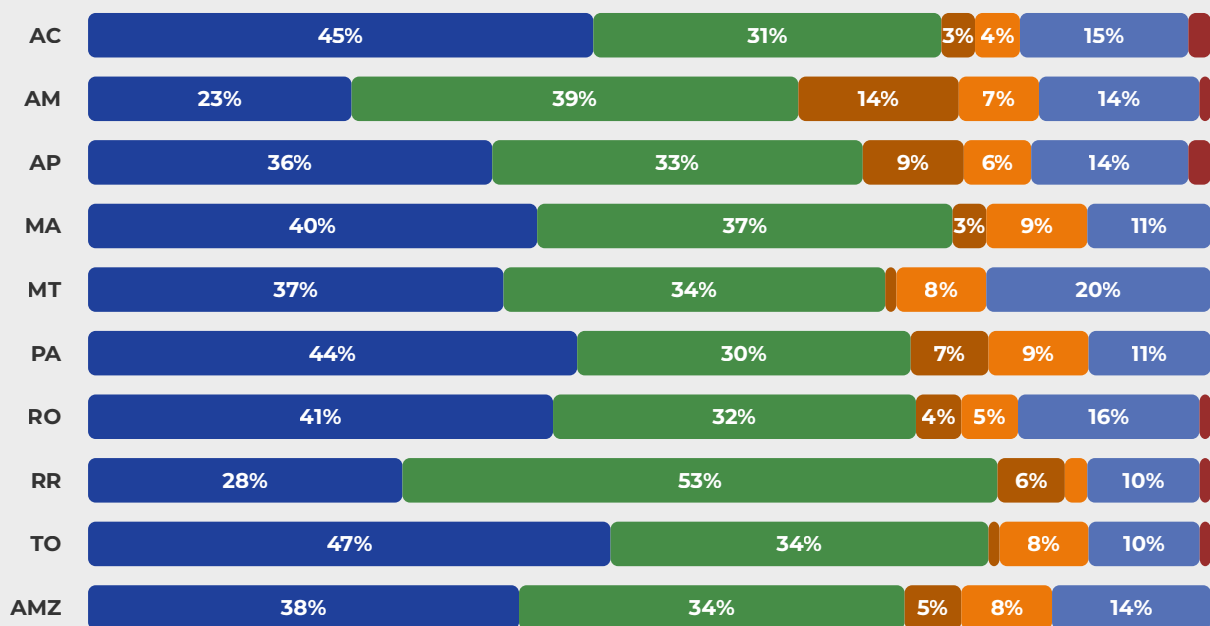
Nota: tabela considera apenas concessões de distribuição, sem englobar permissionárias. Brasil detém 53 concessões que atendem a 99% da população e 52 pequenas permissionárias de distribuição. Dados de clientes e mercado referem-se ao ano de 2022; Receita Bruta, Parcela B e EBITDA a valores entre outubro de 2022 e setembro de 2023. Parcela B refere-se a receita das distribuidoras para cobrir custos gerenciáveis da atividade distribuição.

As concessionárias de distribuição na Amazônia respondem por 11% das unidades consumidoras e 10% do mercado de 2022. A receita bruta das distribuidoras alcançou R\$ 38 bilhões entre outubro de 2022 e setembro de 2023 (12% do total do Brasil), destinada a cobrir: despesas não gerenciáveis (energia, transmissão e encargos setoriais) das distribuidoras (denominadas como Parcela A); despesas gerenciáveis relativas à atividade de distribuição (Parcela B); e impostos. Do total de receita na região, cerca de R\$ 11,5 bilhões se destinam aos gastos com despesas gerenciáveis da atividade de distribuição (Parcela B).

A composição da receita das distribuidoras na região amazônica, sem se considerar os impostos, revela que gastos com distribuição respondem em média por 38%, energia por 34%, encargos setoriais por 14%, transmissão por 8% e perdas não-técnicas (eletricidade consumida e não faturada) por 5% (Figura 17). As distribuidoras do Amazonas e do Amapá registram maior peso de custos com perdas não-técnicas (PNT) na tarifa, a qual incorpora a quantidade de perdas permitida pelo teto regulatório estabelecido nas revisões tarifárias pela ANEEL.

Figura 17. Composição da Receita em Função de Custos das Distribuidoras na Amazônia Legal

Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL de cada processo tarifário das distribuidoras (SPARTA).



■ Distribuição ■ Energia ■ Perdas Não-Técnicas ■ Transmissão ■ Encargos Setoriais ■ Receitas Irrecuperáveis

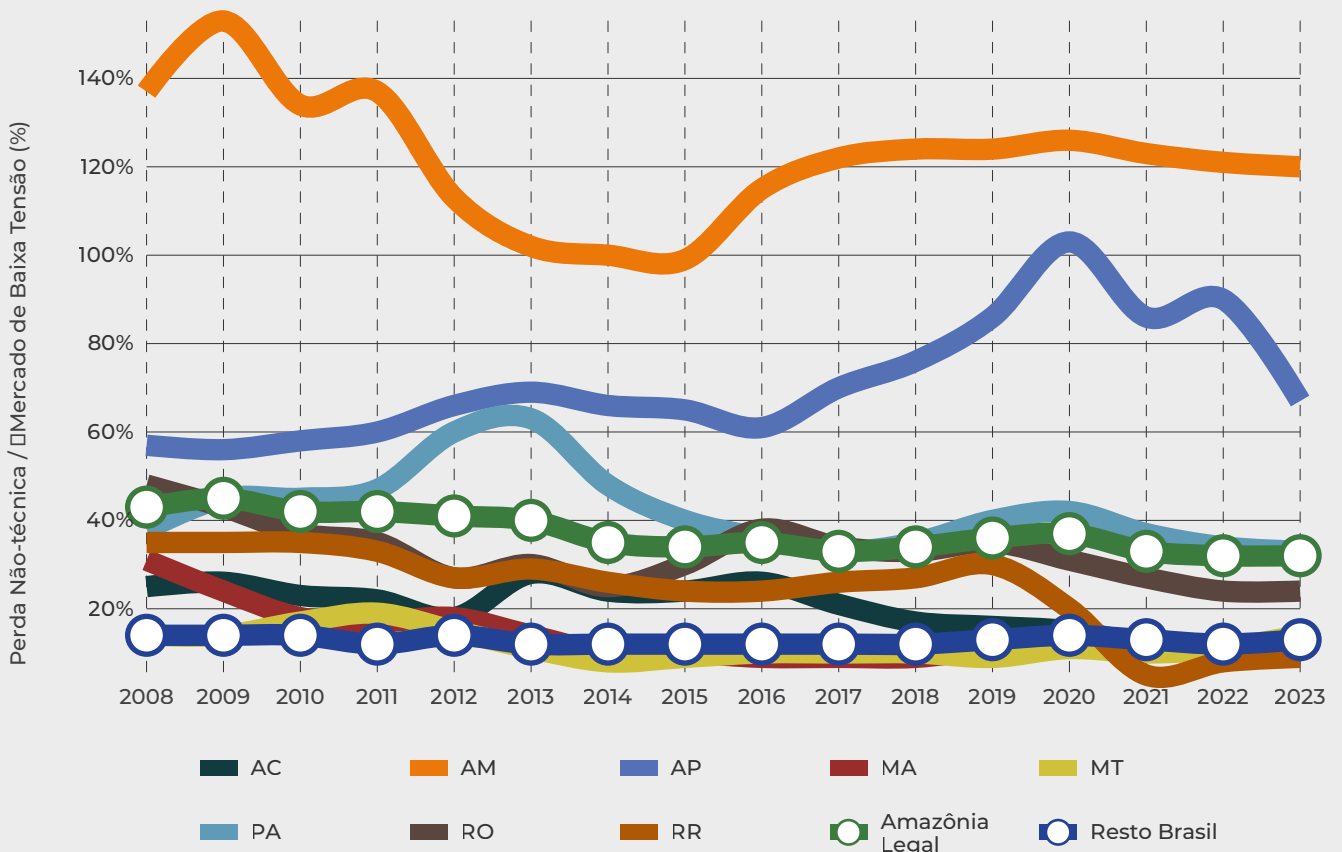
Nota: os dados referem-se aos processos tarifários de 2024, com exceção do Acre (2023), Amapá (2022) e Tocantins (2023).

Perdas não-técnicas na região Norte são expressivas, resultantes do consumo de eletricidade não-faturado, principalmente por furto ilegal. As distribuidoras na Amazônia Legal registraram PNT de 32% em relação ao mercado da baixa tensão em 2023, frente a cerca de 13% na média do restante do Brasil, com destaque de níveis mais elevados para os estados do Amazonas, Amapá, Pará e Rondônia (Figura 18).

O estado do Amazonas detém o maior nível de PNT do país, registrando percentual de perdas acima da totalidade do mercado de baixa tensão. Perdas acima de 100% sobre a baixa tensão indicam que há furtos de energia de média e alta tensão, o que poderia ser mais facilmente combatido pelo fato de o fornecimento a grandes consumidores geralmente ser telemedido em tempo real. Outros estados do Brasil sofrem com PNT elevadas, a exemplo do Rio de Janeiro, que registra nível médio real observado de 55% da PNT de baixa tensão no estado, enquanto a meta regulatória média foi de 34% em 2023.

Figura 18. Evolução de Perdas Não-Técnicas de Distribuidoras na Amazônia Legal

Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL.

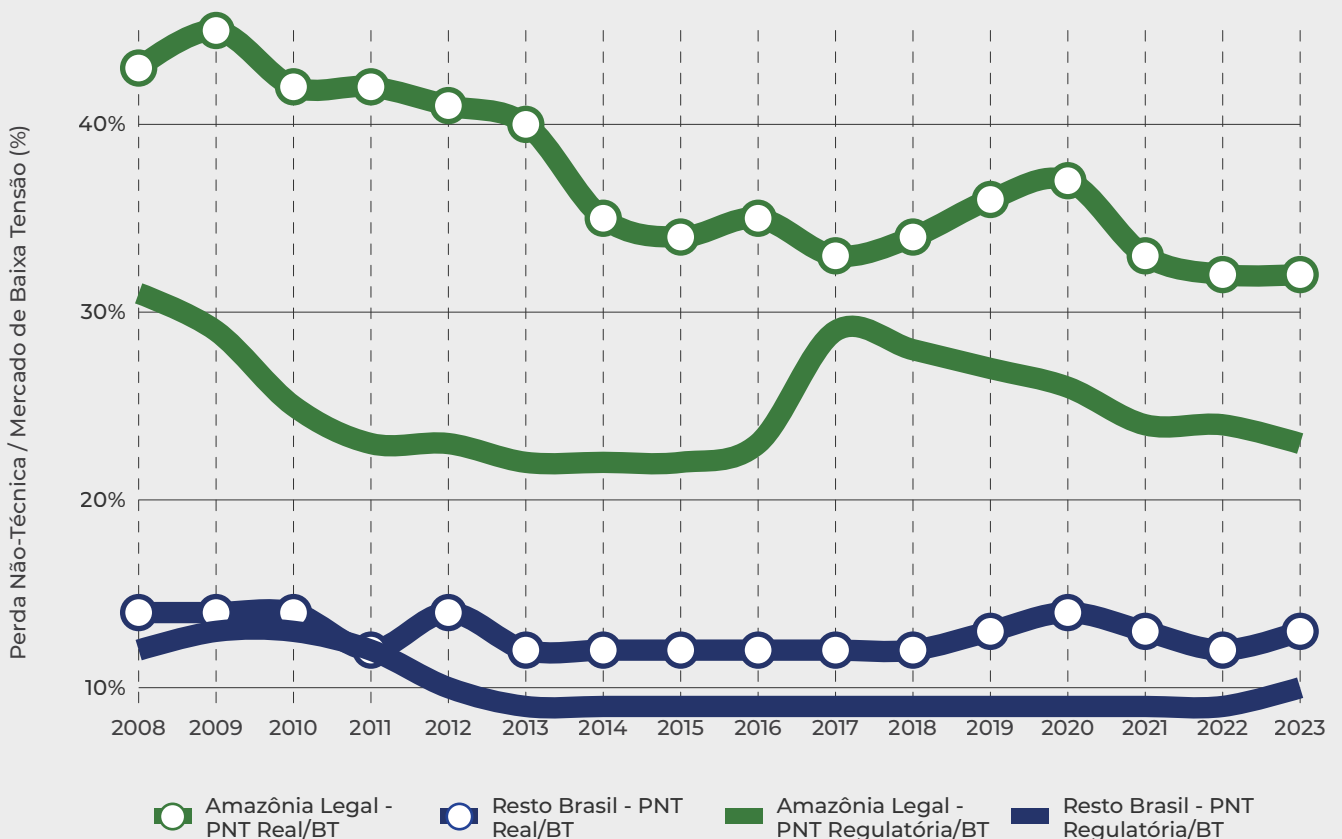


Desde 2017 o Amazonas mantém níveis de perdas próximos a 120% da baixa tensão. No mesmo ano, a meta regulatória de PNT foi reajustada para próximo de 100%, com trajetória gradual de queda para atingir 55% em 2024. Enquanto os consumidores pagantes arcam com o limite regulatório das perdas não-técnicas na tarifa, o montante excedente é arcado pela própria distribuidora, desafiando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão – a Amazonas Energia registrou EBITDA negativo de R\$ 222 milhões no ano passado (Tabela 3).

No agregado, a PNT na região da Amazônia Legal permanece no mesmo nível registrado em 2017 de 33%, a despeito da trajetória de queda do teto regulatório médio de 29% para 23% em 2023, abrindo-se uma discrepância média de 10 pontos percentuais entre o observado e o reconhecido nas tarifas. No resto do país, a PNT se manteve estável em torno de 13% no mesmo período, com teto regulatório médio de 10% (Figura 19).

Figura 19. Evolução de Perdas Não-Técnicas Real e Regulatória na Amazônia Legal e no Brasil

Fonte: FGV CERJ com dados da ANEEL.



Recomendações

A Amazônia Legal sofre com elevadas perdas não-técnicas (furtos de eletricidade), especialmente no estado do Amazonas, onde as perdas superam o mercado de baixa tensão. A mudança societária observada nas distribuidoras da região a partir de 2018 não conseguiu reverter esse cenário crítico. O problema afeta diretamente a saúde financeira das distribuidoras e aumenta o desequilíbrio econômico, comprometendo a qualidade do serviço e levando a tarifas mais altas para os consumidores.

É necessário combater as perdas não-técnicas (furtos de eletricidade) com rigor, sobretudo entre consumidores de média e alta tensão, implementando programas articulados com governos locais para reduzir as perdas na baixa tensão.

Paralelamente ao combate de furtos, deve-se perseguir a redução do custo de provisão do serviço de eletricidade (sobretudo de geração de energia e encargos setoriais), garantir a aplicação da tarifa social a todos os beneficiários elegíveis e implantar programas de eficiência energética nas unidades consumidoras para aliviar a pressão tarifária e restaurar a sustentabilidade do setor, mitigando a distância entre a capacidade de pagamento e o consumo mínimo demandando pelos consumidores.

Alto custo de geração e emissões nos sistemas isolados

Sistemas isolados são comunidades com serviço de distribuição de eletricidade que não estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) “por razões técnicas ou econômicas”, como frisa a definição da Lei nº 12.111/2009. Com exceção de Fernando de Noronha, em Pernambuco, todos os sistemas isolados residem na Amazônia Legal. Estes sistemas geralmente estão localizados em regiões remotas, que reúnem consumidores em locais afastados das sedes municipais, com ausência de economias de escala ou de densidade, inviabilizando a conexão à rede interligada nacional. Pequenos sistemas em regiões remotas podem ser atendidos de forma mais eficiente por arranjos locais de suprimento, abrangendo a geração de energia e a infraestrutura de distribuição.

Há sistemas isolados que não estão localizados em regiões consideradas necessariamente remotas e possuem concentração de pessoas e consumo potencialmente suficientes para viabilizar a expansão da rede interligada para a sua conexão. O avanço do SIN no Brasil busca, historicamente, a integração de todas as regiões e estados do país, visando a interligação como política pública para a universalização do acesso de eletricidade. Neste sentido, há uma premissa implícita de que a interligação, quando teoricamente possível e economicamente viável, é a solução prioritária, vislumbrando-se o atendimento por sistemas isolados como solução temporária e, muitas vezes, precária.

Existem diferentes realidades dentro dos sistemas isolados, os quais atendem desde a integralidade do estado de Roraima a inúmeros sistemas dispersos no Amazonas, estado que reúne cerca de 55% da população do SISOL (EPE 2024b). Cerca de 2,4 milhões de pessoas são atendidas nos 187 sistemas isolados existentes na Amazônia Legal – segundo dados do portal de informações para os SISOL recentemente publicado (PASI) –, os quais reúnem demanda requerida de 650 MW, consumindo 3,5 TWh de energia em 2023. Deste total consumido, apenas 70% foram faturados. As perdas são elevadas no SISOL, alcançando índice médio de 26%. O consumo nesses sistemas se concentra no segmento residencial (54%) e comercial (19%), com fator de utilização da carga de 66% (Tabela 4).

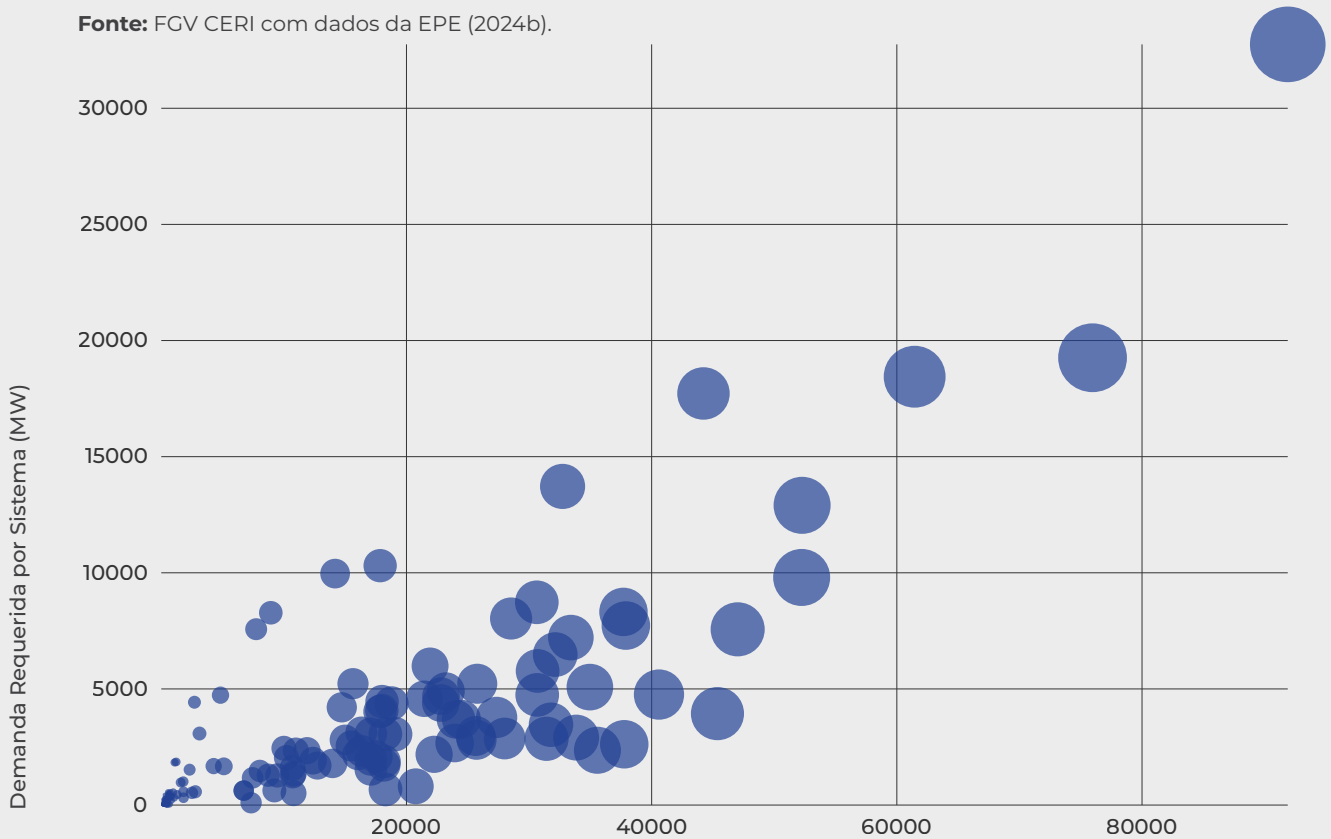
Tabela 4. Quadro Sintético dos Sistemas Isolados na Amazônia Legal

Fonte: FGV CERJ com dados da EPE (2024b).

	AC	AM	AP	PA	RO	RR	Total
Número de sistemas	5	92	1	19	12	58	187
Número de municípios	5	56	1	16	5	12	95
População atendida	135.661	1.318.669	28.534	394.237	8.983	487.683	2.373.767
Número de unidades consumidoras	44.429	278.367	5.536	59.704	2.191	159.486	549.713
Carga total requerida (MWh)	206.784	1.595.027	51.360	292.540	13.117	1.588.264	3.747.092
Demanda de mercado próprio (kW)	36.809	284.827	8.032	52.521	2.733	263.490	648.412
Consumo total faturado (MWh)	172.117	998.415	32.472	189.049	8.934	1.183.741	2.584.728
Residencial	51%	56%	54%	46%	58%	55%	54%
Comercial	19%	15%	26%	7%	7%	23%	19%
Industrial	2%	3%	4%	30%	1%	2%	4%
Rural	3%	4%	0%	1%	21%	5%	4%
Outros consumos	3%	4%	0%	1%	21%	5%	4%
Perdas totais mais diferenças (MWh)	23.767	596.612	18.888	103.491	4.183	182.237	929.179
Índice de perdas (%)	12%	37%	37%	35%	32%	13%	26%
Fator de carga (%)	64%	64%	73%	64%	55%	69%	66%

Figura 20. Dispersão dos Sistemas Isolados na Amazônia Legal por População e Demanda

Fonte: FGV CERJ com dados da EPE (2024b).



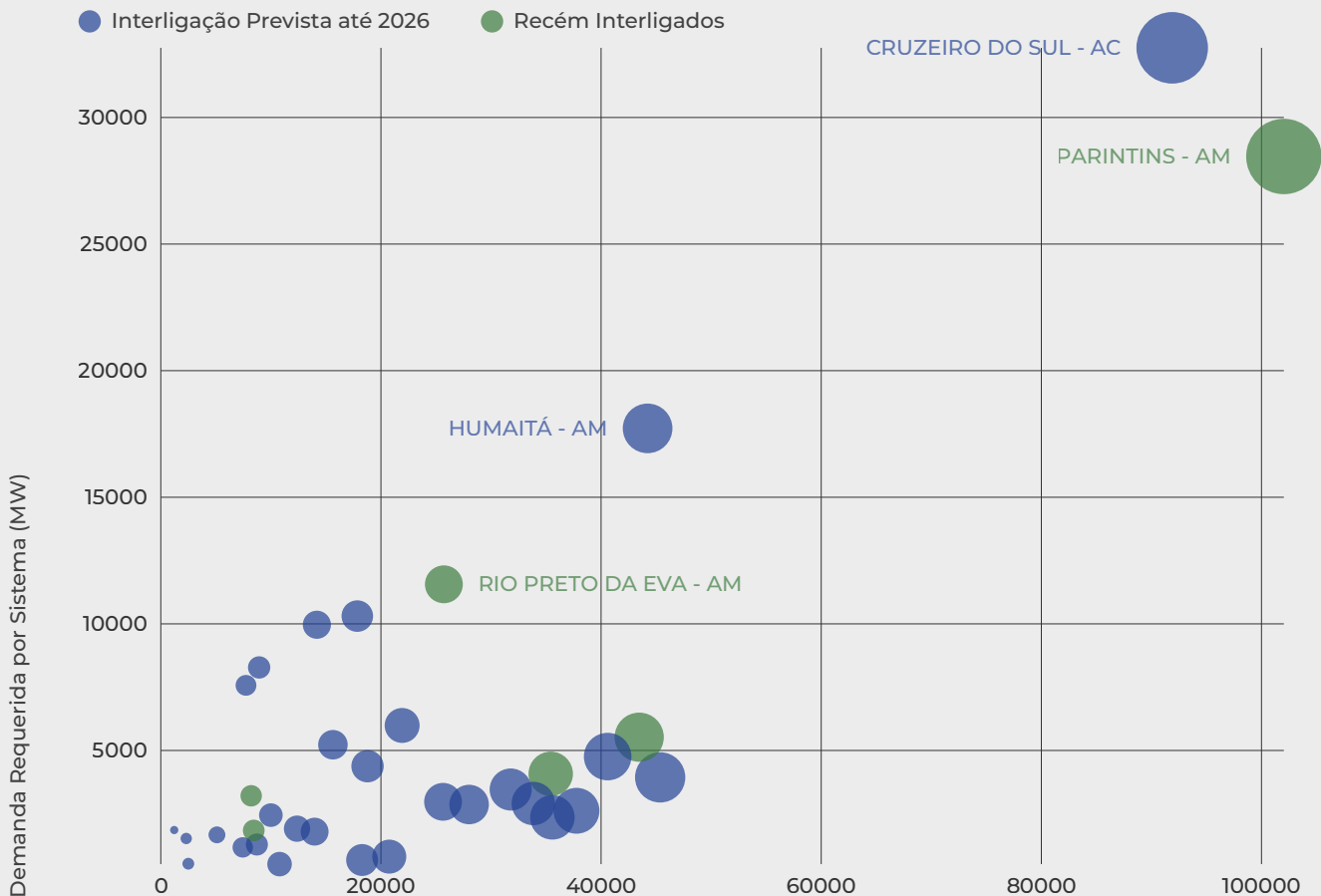
Nota: para facilitar a visualização, o gráfico exclui Boa Vista, com 210 MW de demanda requerida e 365.000 habitantes.

A capital de Roraima, Boa Vista, é o maior sistema isolado, com 365 mil pessoas (15% da população atendida pelo SISOL) e 210 MW de demanda requerida, correspondendo a cerca de 30% da demanda total e da energia consumida no SISOL em 2023.⁹ Os demais sistemas têm demanda significativamente inferior – 75% dos sistemas têm demanda requerida de até 5 MW, também representando 30% da demanda requerida e da energia gerada nesses sistemas para atender a 50% do universo dessa população isolada em 2023 (Figura 20). Cerca de 20% da energia consumida se concentra em sistemas com demanda requerida entre 5 e 10 MW (10% da população) e 20% com demanda entre 10 e 50 MW (16% da população).

⁹ Roraima foi interconectada à Venezuela no ano de 2001, através de linha de transmissão que conectava Boa Vista à hidrelétrica venezuelana de Guri, passando a suprir a eletricidade do estado isolado ao SIN. A importação de energia foi reduzida de 1,7 TWh em 2017 para cerca de 140 GWh em 2019, com a deterioração dos equipamentos da usina construída na década de 1960. Para contornar a situação, o Brasil fez um leilão para contratação de geração para Roraima em 2019, contratando 294 MW de 9 empreendimentos de diversas fontes.

Figura 21. Dispersão dos Sistemas Isolados Recém Interligados e com Previsão até 2026

Fonte: FGV CERJ com dados da EPE (2024b).



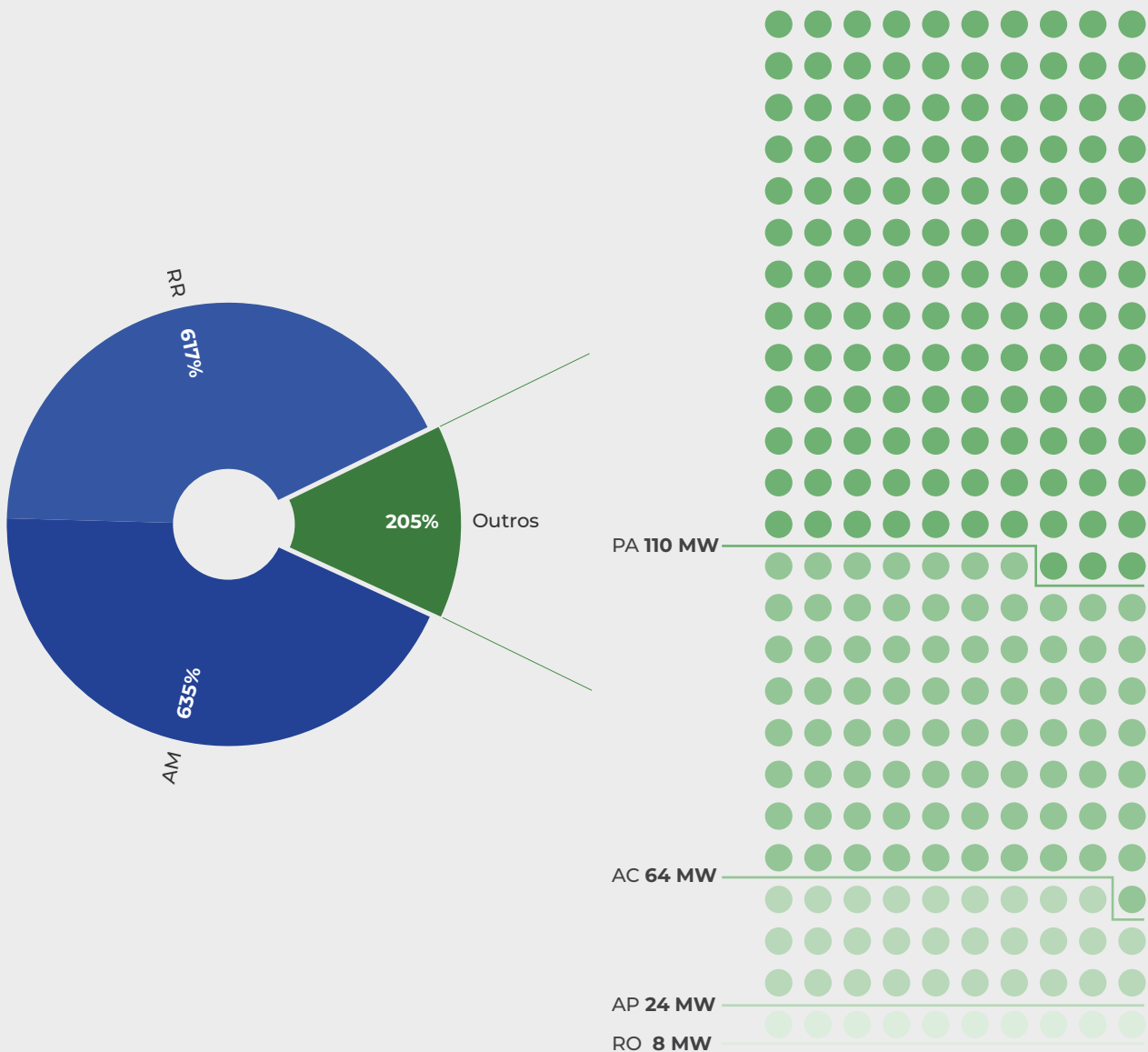
Nota: para facilitar a visualização, o gráfico exclui Boa Vista, com 210 MW de demanda requerida e 365.000 habitantes.

Em 2022 e 2023, dois sistemas isolados no Acre e quatro no Amazonas foram interligados ao SIN, com população conjunta de 223 mil pessoas, demanda requerida de 55 MW e energia consumida de 176 GWh. Dessas seis localidades recém-interligadas, Parintins, no Amazonas, é a maior, respondendo por 50% da demanda requerida e 45% da população recém-conectada. Para os próximos anos, estão previstas interligações de 32 localidades: 18 no Pará, 11 em Roraima, 2 no Amazonas e 1 no Acre. Roraima concentra a maior parte da demanda requerida (70%) e da população (48%) dessas comunidades com previsão de interligação (Figura 21), decorrente da conclusão do Linhão de Tucuruí, seguida pelo Pará (13% da demanda e 37% da população).

A capacidade instalada do parque gerador dos sistemas isolados alcança 1,5 GW instalados (Figura 22), dos quais 86% de térmicas movidas a combustível fóssil (73% de diesel e 13% de gás natural) e 12% por biomassa (7% por óleos vegetais e 4% por resíduos vegetais). A maior parcela da potência está instalada nos estados do Amazonas (44%) e de Roraima (42%).

Figura 22. Capacidade Instalada dos Sistemas Isolados por Estado na Amazônia Legal em 2023

Fonte: FGV CERJ com dados da EPE (2024b).

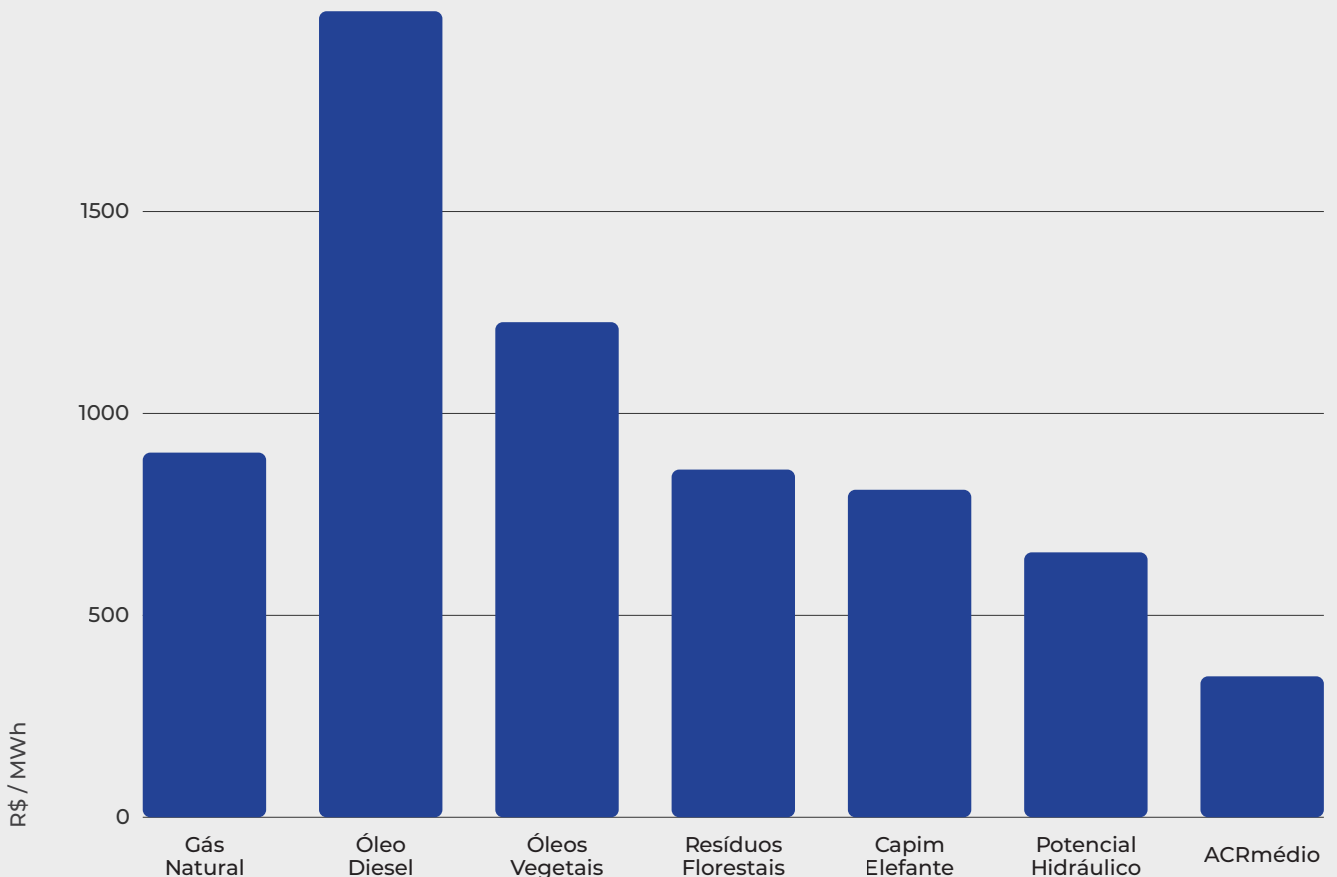


Em 2023, a geração de térmicas a diesel nos sistemas isolados representou 68% da geração, de térmicas a gás natural, 23%, e renováveis, 9%. O custo médio da geração a óleo diesel alcança cerca de R\$ 2.000/MWh, enquanto gás natural teve custo médio de R\$ 900/MWh, valor próximo ou inferior ao custo de alternativas renováveis como óleos vegetais (R\$ 1.200/MWh) e resíduos florestais (R\$ 860/MWh). O custo da geração predominantemente a diesel é 472% superior ao custo médio da energia do mercado regulado do sistema interligado (ACR médio), ao passo que o do gás natural a supera em 160% (Figura 23).

Frente à predominância da geração à diesel, os sistemas isolados apresentam média de emissões, entre 2013 e 2023, bem mais elevada do que as do resto do país, atingindo 733 kgCO₂/MWh – sete vezes superior ao nível das emissões do SIN no período.

Figura 23. Custo Médio de Geração por Fonte nos Sistemas Isolados em 2023

Fonte: FGV CERJ com dados da CCEE (2024).



A geografia amazônica torna complexa a logística para o atendimento às comunidades isoladas, dificultando o acesso, encarecendo o custo e comprometendo a qualidade e a confiabilidade do suprimento local. Face a essas restrições, as soluções históricas preconizaram o atendimento dessas localidades por meio de geração a diesel. Nada mais natural pela alta densidade energética do combustível – o que explica a sua prevalência em toda a região.

A ocupação na “floresta difícil”, minuciosamente analisada por João Moreira Salles em Arrabalde, é enfrentada com diesel para movimentar o transporte entre localidades dispersas e distantes e para promover todas as demais atividades na região, incluindo-se aí desde a geração de eletricidade às engrenagens ilegais para extração de madeiras, desmatamento e garimpo. Frente à sua essencialidade, o diesel é moeda na floresta: desempenha funções de meio de troca e reserva de valor para diversas atividades e transações.

A dependência em relação ao diesel também se estende à arrecadação tributária estadual, uma vez que o ICMS incidente sobre a venda do combustível para as térmicas não é compensado por créditos pela comercialização de energia, cujo imposto só incide na venda da distribuidora ao consumidor final. Ou seja, há cumulatividade do ICMS pela impossibilidade de aproveitamento de créditos tributários pelos geradores, ampliando-se as receitas fiscais dos estados pelo consumo de diesel. A arrecadação do ICMS incidente sobre combustíveis para geração elétrica é matéria tão sensível para os estados do Norte que a Lei nº 12.111/2009 permitiu o ressarcimento da perda de receita pela interligação dos sistemas isolados ocorrida nos dois anos posteriores.

O diesel registra ainda maior valor faturado pelo preço mais elevado do combustível e, historicamente, também observou a incidência de alíquotas majoradas (alcançando 25% no Amapá), o que amplificou o impacto arrecadatário. A Lei Complementar nº 194/2022, no entanto, considerou os combustíveis bens essenciais sujeitos a alíquota máxima de 17% e estabeleceu média móvel de sessenta meses dos preços praticados ao consumidor final para incidência do imposto, reduzindo o preço médio ponderado de referência (EPE 2022).

Apesar de todas as resistências estaduais para transição do diesel, a redução de custo de solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento torna factível a descarbonização da matriz dos sistemas isolados. A transição energética reduz potencialmente o custo de geração e as emissões associadas e pode contribuir para ampliação e maior segurança do suprimento. As secas na região encarecem o frete e desafiam a logística de abastecimento do diesel, transportado por balsas até as comunidades dispersas. A geração local por fonte renovável promove a transição energética na Amazônia e aumenta a resiliência dos sistemas locais.

Recomendações

Devem-se acelerar os investimentos em fontes renováveis para o SISOL, promovendo a descarbonização dos sistemas através de oferta de energia renovável. A transição energética nesses sistemas não deve preconizar a conexão com o sistema interligado como solução única, permitindo a estruturação de arranjos locais que assegurem a provisão de energia limpa de forma segura, moderna e acessível.

A transição energética é uma oportunidade crucial para a adoção de soluções descentralizadas na Amazônia. Investir em microrredes com armazenamento permitirá expandir a oferta de energia para as comunidades isoladas, garantindo maior confiabilidade e redução potencial de custos. A descentralização energética promove um modelo mais flexível, capaz de atender às demandas específicas da região com maior autonomia, sem depender de grandes infraestruturas e interligações.

As resistências à transição do diesel para outras fontes de geração, inclusive em termos fiscais para os estados, devem ser superadas por iniciativas que promovam e difundam os benefícios das soluções renováveis e engajem as comunidades locais na estruturação dos projetos, incluindo quando possível capacitação e emprego de mão de obra local.

A transição para energias limpas, como solar com armazenamento, permitirá não apenas reduzir os custos de geração e diminuir as emissões, como fornecer energia mais acessível e sustentável para as comunidades isoladas, alinhando-se ao ODS 7 das Nações Unidas.

Pressões tarifárias e encargos setoriais: rateio das Contas de Consumo de Combustíveis (CCC) e de Desenvolvimento Econômico (CDE)

Historicamente, o Brasil preconizou o rateio de custos de combustíveis fósseis para geração elétrica entre todos os consumidores, frente à predominância das hidrelétricas e à complementação esporádica e pontual de geração termelétrica. A Lei nº 5.899/1973, que dispõe sobre a aquisição da eletricidade de Itaipu, determinou que os custos do consumo de combustíveis fósseis para atender às necessidades dos sistemas interligados, ou por imposição de interesse nacional, fossem rateados entre todos os consumidores, instituindo a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Em 1993, a Lei nº 8.631, responsável por iniciar a extensa reestruturação do setor elétrico brasileiro, determinou que as tarifas passassem a corresponder ao custo de atendimento de cada distribuidora, pondo fim à equalização tarifária e ao rateio automático do custo da geração termelétrica.¹⁰ Por outro lado, a lei estendeu para todos os consumidores do país o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia nos sistemas isolados, direcionando a CCC para subsidiar a geração no SISOL. Importante lembrar que vários estados da região Norte ainda estavam isolados na época, incluindo Acre e Rondônia (conectados ao SIN em 2012) e o Amazonas (em 2013). Desde 1998, a CCC também pode subsidiar soluções nos sistemas isolados que evitem custos adicionais (correntes ou futuros) da geração por combustíveis fósseis líquidos, permanecendo o subsídio mesmo após a interconexão ao SIN (Quadro 2).

10 Entre outras medidas, a Lei nº 8.631/1993 definiu o fim da equalização tarifária; realizou amplo encontro de contas para cobrir déficits acumulados no período de alta inflação e represamento tarifário; estabeleceu as bases para a regulação das tarifas e reajustes periódicos; e determinou a celebração de contratos entre supridores e consumidores. Embora a Lei nº 8.631/1993 tenha decretado o fim da equalização tarifária, é a Lei nº 9.648/1998 que estabelece o fim da utilização do rateio da CCC às novas termelétricas a serem instalada em regiões interligadas.

Leis subsequentes buscaram delimitar a extensão e o prazo dos subsídios para ratear o custo de atendimento aos sistemas isolados. A Lei nº 9.648/1998 manteve a aplicação do rateio do custo do SISOL por quinze anos. Posteriormente, a Lei nº 10.438/2002 alterou este prazo para vinte anos, incumbindo à ANEEL regulamentar a forma de rateio “com mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nestes sistemas, ao término do prazo estabelecido”.

Quadro 2. Sub-rogação da Conta de Consumo de Combustível (CCC)

A Lei nº 10.438 de 2002 alterou a Lei 9.648/1998 para ampliar a abrangência do subsídio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para os sistemas isolados, sub-rogando (isto é, estendendo) o direito ao subsídio a outras soluções de geração implantadas nesses sistemas que substituam a geração termelétrica a diesel e a empreendimentos de modo geral que promovam a redução do dispêndio atual ou futuro da CCC. Ou seja, a CCC, utilizada para ratear o custo de atendimento ao SISOL com combustível fóssil, passou a subsidiar também outras fontes de geração alternativas nesses sistemas, incluindo hidrelétricas, energia eólica e solar, biomassa e mesmo usinas térmicas a gás natural.

Além de usinas de geração, a sub-rogação da CCC pode também abranger outros empreendimentos sob a premissa de custos evitados. Atualmente, mediante comprovação de efetiva redução do dispêndio da CCC e regulação da ANEEL, podem ser elegíveis à sub-rogação empreendimentos novos ou existentes que reduzam custos atuais ou futuros da CCC de: transmissão, distribuição, geração (inclusive distribuída), armazenamento de energia, eficiência energética e importação de energia.¹¹

A lógica subjacente à sub-rogação da CCC para essas outras fontes apoia-se na ideia de que soluções alternativas podem reduzir o gasto atual ou futuro com consumo de combustíveis dos sistemas isolados. A lei ainda determina que “o direito adquirido à sub-rogação independe das alterações futuras da

¹¹ O rol de empreendimentos passíveis de sub-rogação é estabelecido pelo Decreto nº 7.246/2010, que regulamenta a Lei nº 12.111/2009 dos sistemas isolados, o qual foi alterado para ampliação da natureza de empreendimentos pelos Decretos nº 9.047/2017 e nº 11.629/2023.

configuração do sistema isolado, inclusive sua interligação a outros sistemas ou a decorrente de implantação de outras fontes de geração”.

Desta forma, a CCC abarca atualmente custos superiores aos gastos correntes com combustíveis dos sistemas isolados, suportando custos de soluções alternativas à geração fóssil e mesmo para empreendimentos legados que já estejam eventualmente conectados ao SIN, durante toda vigência do contrato. A título ilustrativo, a CCC suporta custos de termelétricas a gás natural, convertidas de óleo para gás após a conclusão do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus em 2010, e usinas hidrelétricas como Balbina (116 MW), no Amazonas (TCU 2012).

O titular do empreendimento elegível à sub-rogação da CCC pode elaborar o pleito diretamente à ANEEL, responsável por avaliar e emitir a autorização, situação em que o reembolso é iniciado após a entrada em operação. Alternativamente, se houver estudo de viabilidade prévia da EPE e emissão de portaria determinando a execução da obra pelo MME, as distribuidoras e transmissoras podem ter acesso a antecipação de recursos durante a implantação do projeto.

Em 2009, a Lei nº 12.111, dedicada aos serviços de energia elétrica nos sistemas isolados, revogou os dispositivos legais anteriores que estabeleciam prazos para o término do subsídio aos custos de geração do SISOL. Por outro lado, a Lei de 2009 passou a limitar o tamanho do subsídio suportado pela CCC à diferença entre o custo total de geração dos sistemas isolados e o custo médio da potência e energia do mercado regulado do sistema interligado nacional (ACR médio). Ou seja, o subsídio ao SISOL permanece por prazo indeterminado suportado pelos consumidores da malha integrada, mas o cálculo de seu montante e rateio passou a descontar o valor médio da energia paga pelos consumidores do SIN. A Lei de 2009 também estendeu o subsídio para além de custos variáveis (combustível), permitindo suportar custos fixos de geração relativos à contração de potência.

Em 2013, a Lei nº 12.783 limitou a quantidade de energia a ser considerada pela CCC para o atendimento aos sistemas isolados ao nível eficiente de perdas, regulado pela ANEEL, restringindo o custo a ser subsidiado face à realidade de elevadas perdas observadas na região.¹²

12 O limite está temporariamente revogado pelo Medida Provisória nº 1.232/2024.

Em 2016, também para limitar o rateio de custos, buscou-se incorporar no cálculo do ACR médio os custos de encargos setoriais gradativamente até 2035, elevando o valor mínimo redutor do subsídio. O dispositivo foi alterado no mesmo ano para a meta ser atingida gradualmente até 2030; e depois novamente modificado em 2021 (Lei nº 14.120) para incluir a totalidade dos custos de transmissão e encargos setoriais (excetuando os valores apurados para o próprio mercado do SISOL) até 2030.

Outra importante mudança relativa aos recursos para suportar os custos da CCC decorreu da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. A MP 579 definiu condicionantes para renovação antecipada de concessões de geração, transmissão e distribuição e reestruturou encargos setoriais em torno da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE) com vistas à redução imediata das tarifas de eletricidade. A CDE havia sido criada em 2002 (Lei nº 10.438), junto com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa), com intuito de ratear entre todos os consumidores os custos da geração incentivada – não apenas renovável, incluindo carvão nacional – e da promoção de universalização de acesso. A partir da MP 579, a CDE passou a englobar a CCC e inúmeros outros encargos setoriais, transformando-se em um poderoso fundo para fomentar políticas específicas através de subsídios cruzados rateados difusamente entre todos os consumidores finais (quotas da CDE).¹³

Ao reagrupar os encargos setoriais na CDE, a MP 579 buscava reduzir o repasse para as tarifas através da arrecadação de outras receitas para a Conta, incluindo transferências do Tesouro Nacional. Em 2013 e 2014, o Tesouro desembolsou R\$ 20 bilhões em valores da época, reduzindo o rateio entre consumidores e, consequentemente, a tarifa para os usuários. O aporte foi interrompido em 2015 na esteira da crise fiscal e da política de “realismo tarifário”. A partir de então, houve intenso debate e crescente judicialização sobre a forma de rateio das quotas.

13 Embora a CCC já fosse rateada entre todos os consumidores interligados do país, outros encargos eram anteriormente suportados apenas pelos consumidores das próprias distribuidoras em que o benefício tarifário era aplicado. A incorporação na CDE diluiu o custo entre todos os consumidores do país e abriu uma disputa sobre a forma de rateio entre as quotas.

Até 2012, as quotas originalmente estabelecidas em 2002 eram atualizadas pelo IPCA e reajustadas na proporção do mercado de cada agente, “até o limite que não cause incremento tarifário para o consumidor”. A partir da MP 579, o reajuste das quotas passou a ser determinado pela ANEEL para cobrir todas as necessidades de recursos da CDE, agora ampliada, abatendo outras fontes de receita eventualmente disponíveis. Com o crescimento dos subsídios suportados pela CDE, os encargos setoriais passaram a pressionar as tarifas de eletricidade.

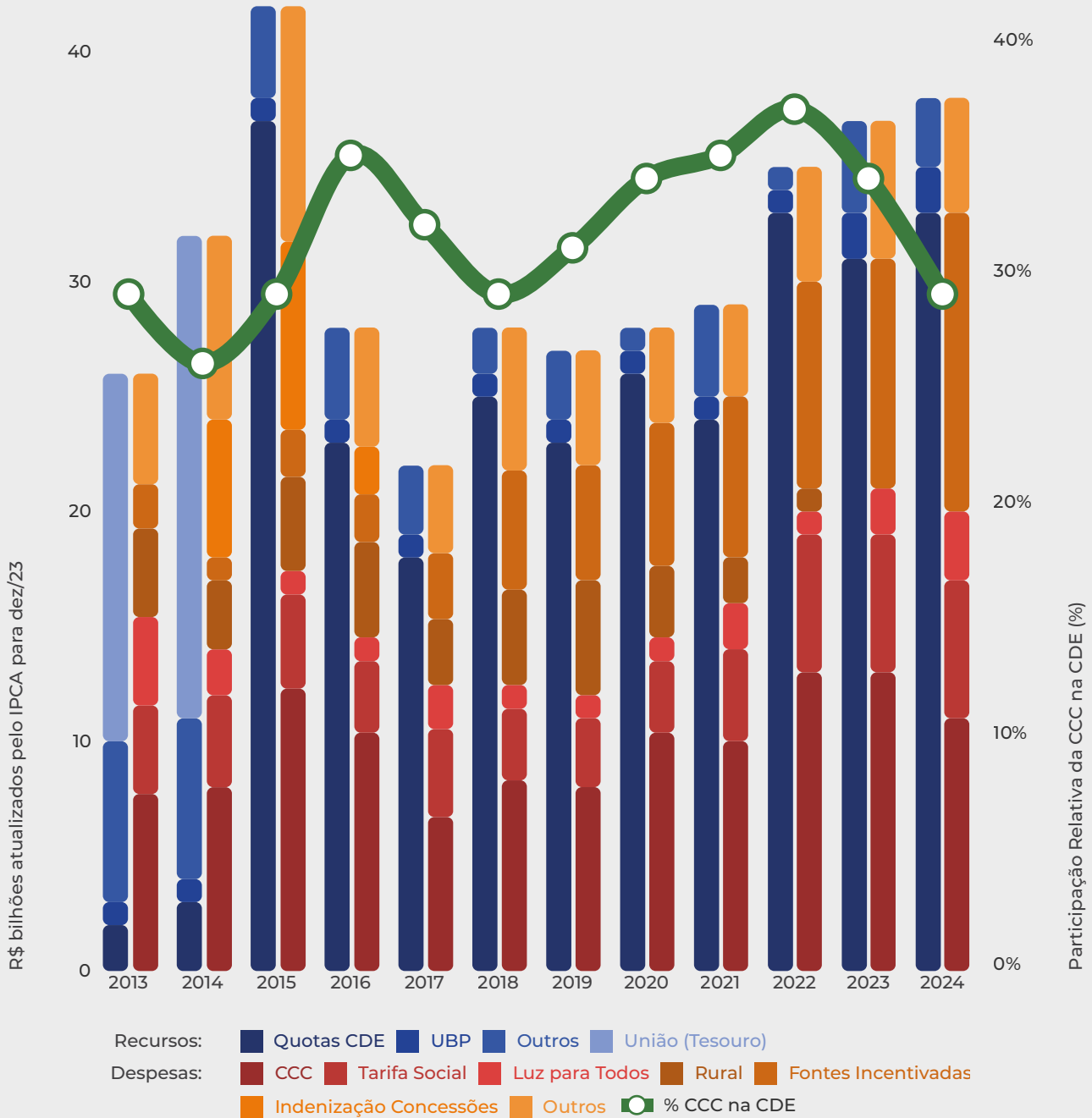
O rateio original da CDE equiparava o valor incorrido em R\$/MWh entre consumidores de baixa e média/alta tensão e alocava a maior parcela do custo nos consumidores do Sul/Sudeste em favor daqueles do Norte/Nordeste, destinatários de parte relevante dos subsídios. Neste contexto, a Lei nº 13.360 de 2016 definiu uma distribuição mais equitativa das quotas anuais da CDE na direção de um equilíbrio regional, para que o rateio considere proporcionalmente o mercado consumidor de cada distribuidora; e uma realocação dos custos entre níveis de tensão, reduzindo o peso suportado pelos consumidores de média e alta tensão. A Lei estabeleceu uma mudança anual gradativa e uniforme até 2030 no ajuste do valor das quotas para atingir a proporcionalidade do mercado consumidor e para que consumidores de alta e média tensão arquem com encargo proporcional a dois terços e um terço, respectivamente, do valor de baixa tensão.

Em 2017, as regiões Sul/Sudeste pagavam cerca de quatro vezes o valor pago pelas regiões Norte/Nordeste; em 2023 esta relação já se reduziu pela metade, correspondendo ao dobro do valor. Paralelamente, os consumidores de média tensão já arcam com 81% do valor pago pelos pequenos consumidores, enquanto os de alta tensão já desembolsam 57%. A mudança gradual para 2030 aumentará o valor a ser arrecadado de pequenos consumidores de baixa tensão na região Norte/Nordeste, pressionando as tarifas já elevadas nessa região.

Entre 2001 e 2011, a CCC saltou de R\$ 1 bilhão para R\$ 5,5 bilhões, respondendo por 40% dos encargos no ano, o que representou um aumento real de 9% a.a.; neste período, as tarifas médias de eletricidade registraram aumento real de 2,2 % a.a. (TCU 2012).

Figura 24. Evolução da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE)

Fonte: FGV CERJ com dados da CCEE (2023) e do IBGE.

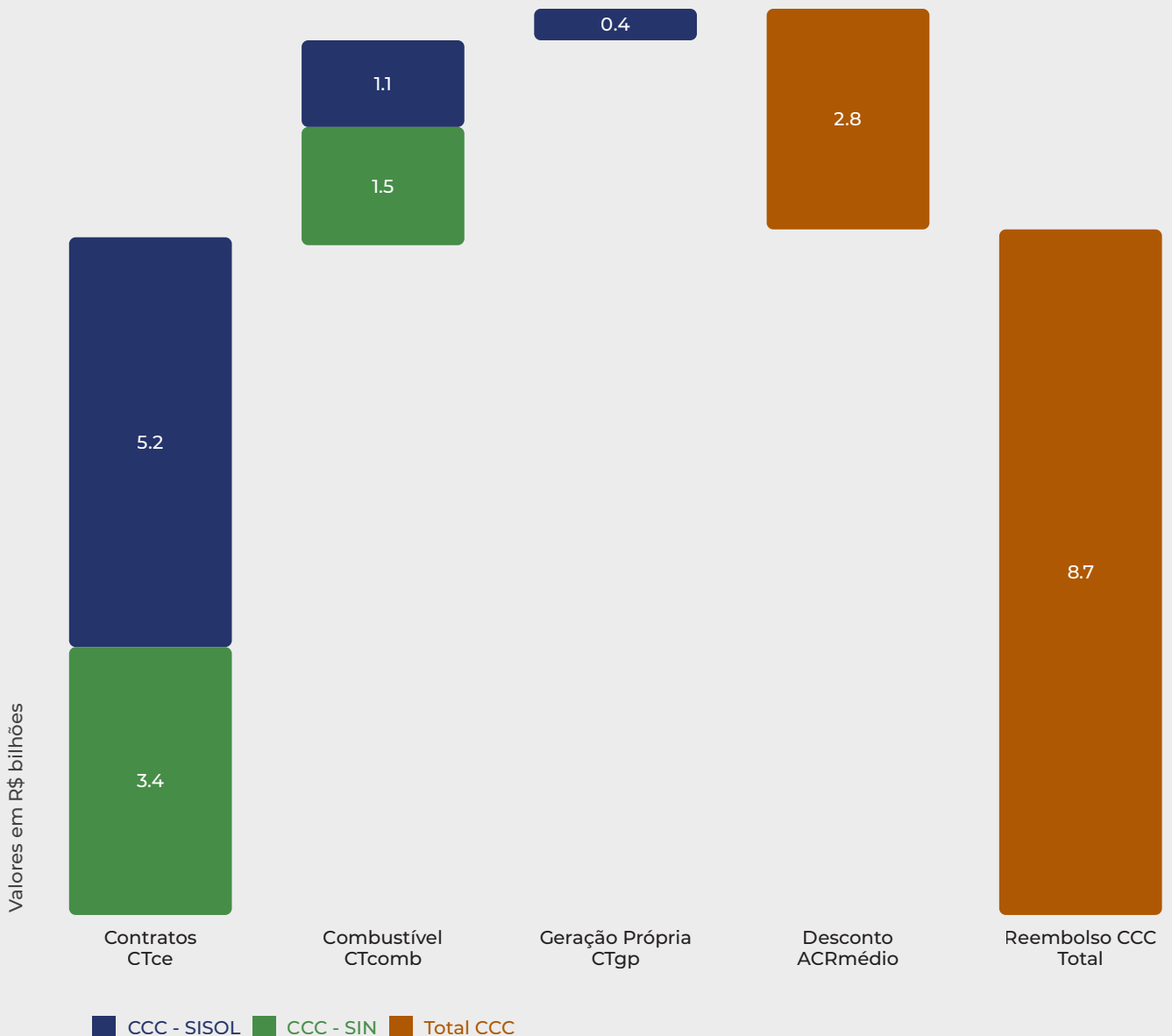


Atualmente, a CCC representa cerca de 30% das despesas incorridas pela CDE, correspondendo a aproximadamente R\$ 11 bilhões (Figura 24). A CCC acompanhou a taxa média de crescimento anual da CDE de cerca de 9% a.a. entre 2013 e 2024, pressionando repasses tarifários acima da inflação anual média de 6,5% a.a. (IPCA), resultando em aumento real de 3,2% a.a. no período.

Em 2023, o reembolso da CCC alcançou cerca de R\$ 9 bilhões, já incorporando o desconto total do ACR médio de R\$ 2,8 bilhões para redução do subsídio. A parcela dos custos com usinas em sistemas isolados somou R\$ 6,7 bilhões (60% dos custos totais de geração), ao passo que usinas interligadas ao SIN receberam R\$ 4,8 bilhões (40%). A soma dos contratos com custos que englobam energia e potência (CTce) alcançou R\$ 8,5 bilhões, enquanto custos com combustíveis (CTcomb) atingiu R\$ 2,6 bilhões e geração própria (CTgp) cerca de R\$ 0,5 bilhão (Figura 25).

Figura 25. Decomposição dos Custos Totais de Geração da CCC em 2023

Fonte: FGV CERI com dados da CCEE (2024).



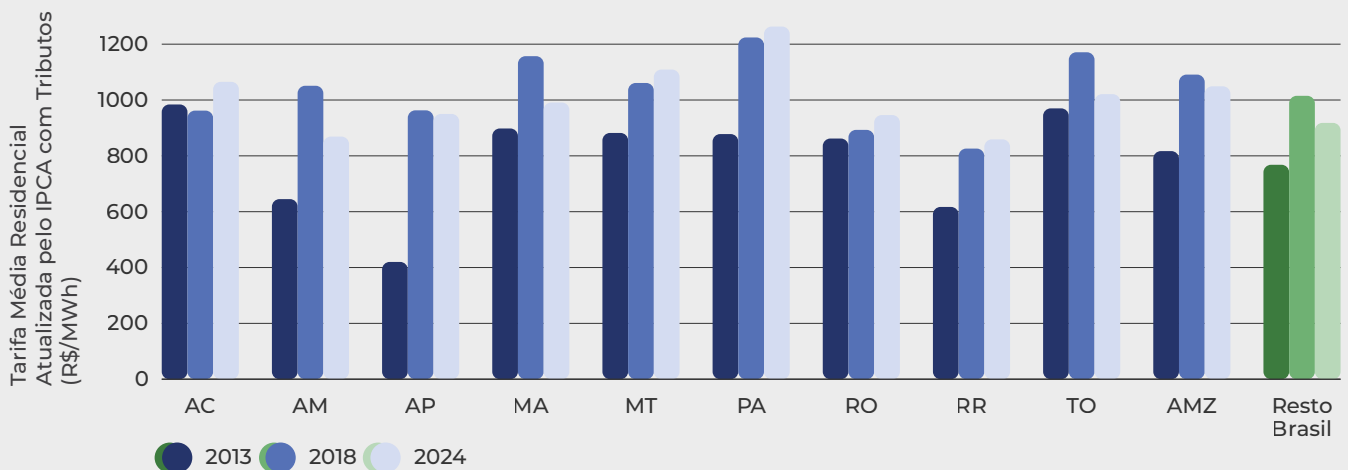
Entre 2013 e 2024, a tarifa média residencial na região da Amazônia Legal, ponderada pelo mercado consumidor, cresceu a taxa real de 2,3% a.a., já no resto do país a tarifa média cresceu 1,6% a.a. acima da inflação. Na região amazônica, o maior crescimento foi registrado no Amapá, seguido pelo Pará, Roraima e Amazonas (Figura 26). O período selecionado revela o aumento tarifário após a tentativa frustrada de redução imediata pela MP 579 em 2012, cobrindo o período de aceleração de encargos setoriais e custos de geração pelo maior acionamento de termelétricas.

As condições hidrológicas conjunturais ajudam a explicar a elevação dos custos de geração pela utilização de termelétricas mais custosas. A menor geração hidrelétrica leva ao acionamento momentâneo de bandeiras tarifárias que expressam as condições hídricas e oneram as tarifas reguladas – não raro o governo recorre a empréstimos centralizados para retardar o repasse de custos aos consumidores. Entretanto, outros fatores estruturais concorrem para a elevação das tarifas acima da inflação, a exemplo da persistência de perdas não-técnicas elevadas e o aumento de subsídios financiados por encargos setoriais pelos consumidores de eletricidade.

O resultado é um conflito distributivo crescente dentro do setor elétrico, no qual a Amazônia Legal registra tarifas mais elevadas e ainda enfrenta pressões de aumento nos próximos anos, sobretudo pela maior contribuição de consumidores regulados de baixa tensão da região na contribuição aos encargos setoriais.

Figura 26. Evolução da Tarifa Média Residencial com Tributos na Amazônia Legal e no Brasil

Fonte: FGV CERI com dados da ANEEL e do IBGE.



Nota: valores de 2013 e 2018 ajustados pelo IPCA para dezembro de 2023. Média da Amazônia Legal (AMZ) e do Resto do Brasil ponderada pelo mercado consumidor de cada distribuidora

Recomendações

O custo de geração dos sistemas isolados é extremamente elevado, com alta dependência de combustíveis fósseis como o diesel. Em 2024, os subsídios para o SISOL somaram aproximadamente R\$ 11 bilhões, correspondendo a 30% dos encargos setoriais do país. Além do alto custo, essa dependência gera altas emissões de gases de efeito estufa, tornando o modelo insustentável do ponto de vista econômico e ambiental.

A evolução da CCC acompanhou a taxa média de crescimento anual da CDE de 3,2% a.a. real entre 2013 e 2024. O crescimento acima da inflação dos encargos pressiona as tarifas, contribuindo para aumentos tarifários e disputas alocativas entre fontes de recursos para rateio dos subsídios. Os consumidores de baixa tensão das regiões Norte e Nordeste enfrentarão um aumento de encargos setoriais até 2030, o que vai pressionar as tarifas e pode resultar em aumentos acima da inflação. Atualmente, os consumidores destas regiões são os mais beneficiados pelos encargos setoriais e arcam proporcionalmente menos em relação ao tamanho de seu mercado consumidor. O ajuste gradual e uniforme até 2030 nas quotas da CDE busca a proporcionalidade do mercado consumidor para a baixa tensão e a meta para que consumidores de alta e média tensão arquem com encargo proporcional a dois terços e um terço, respectivamente, do valor de baixa tensão.

Frente ao reequilíbrio gradual dos encargos setoriais entre as regiões do país, é premente a reformulação das políticas setoriais e dos subsídios-cruzados para redução estrutural de custos e definição de metas e limites para os subsídios concedidos. A contenção do crescimento dos encargos setoriais deve ser acompanhada de redução do custo de geração da energia para reduzir as tarifas reguladas, convertendo aos consumidores os benefícios das fontes competitivas de geração no país.

Introdução de concorrência para atendimento aos sistemas isolados e adequação da matriz de alocação de riscos para empreendedores

Outra importante inovação da Lei dos Sistemas Isolados (nº 12.111/2009) foi determinar às distribuidoras de energia a atenderem o mercado do SISOL através de concorrência ou leilão, realizados direta ou indiretamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), seguindo diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME). Antes dessa determinação, as distribuidoras podiam firmar contratos em modalidade diversa dos leilões centralizados para a compra de energia do mercado regulado. A expansão da matriz por meio de leilões foi estabelecida pela Lei nº 10.848/2004, responsável por reestruturar a arquitetura de comercialização de energia no Brasil após o racionamento de 2001 e a tentativa interrompida de liberalização do mercado de eletricidade.¹⁴

Com o intuito de viabilizar a contratação antecipada em leilões centralizados para atendimento ao SISOL, o Decreto nº 7.246/2010, que regulamenta a Lei de 2009, determinou às distribuidoras a submissão ao MME do planejamento dos mercados dos seus sistemas isolados para o horizonte de cinco anos. Com base no planejamento, as distribuidoras deveriam submeter à avaliação da EPE projetos de referência para soluções de redução do custo da CCC no SISOL.

A contratação por meio de licitação pode envolver (i) a aquisição de energia de produtores independentes; (ii) o aluguel ou aquisição de usinas de geração para operação direta pelas próprias distribuidoras; ou (iii) a contratação de serviços para regiões remotas que incluam a operação de redes locais de distribuição associadas. Originalmente, os projetos de referência elaborados pelas distribuidoras e habilitados pela EPE deveriam ser publicados previamente ao leilão para conhecimento dos empreendedores interessados. Estes participantes, vendedores no leilão, podiam apresentar projetos alternativos ao de referência, desde que mantido o objeto e que fossem também previamente habilitados.

14 A Lei nº 10.848/2004 alterou a Lei nº 10.438/2002 para determinar a contratação do mercado regulado de energia elétrica das distribuidoras por meio de leilões centralizados (art. 27), permitindo soluções locais de contratação para o atendimento aos sistemas isolados (art. 27, § 8º).

Em 2017, o Decreto nº 9.047 substituiu os “projetos de referência” elaborados pelas distribuidoras, por “soluções de suprimento” apresentadas por empreendedores interessados. As soluções propostas pelos vendedores devem se basear em informações fornecidas pelas distribuidoras, provocadas pela EPE, a qual permanece responsável por habilitar tecnicamente a solução a ser licitada previamente ao certame.

O critério de seleção deve considerar o menor custo total de geração ao longo do prazo contratual, incluindo investimentos (CAPEX) e operação e manutenção (OPEX); porém, não considera emissões relacionadas, apesar de a lei preconizar mecanismos que induzam “à valorização do meio ambiente”.

Caso a licitação seja inviável ou o leilão resultar deserto, o MME pode autorizar o suprimento da localidade pela própria distribuidora, o aditamento de contratos existentes ou a contratação emergencial através de chamada pública das distribuidoras.

A Portaria MME nº 67/2018, já revogada, dispôs sobre as condições da contratação de soluções de suprimento para o SISOL. Após a apresentação do planejamento pelas distribuidoras à EPE para atendimento aos sistemas isolados, caso fosse aprovada a indicação de expansão ou substituição de oferta existente, o MME definiria diretrizes para realização do leilão com prazos para apresentação da solução de suprimento por interessados. Apenas agentes vendedores com proposta habilitadas pela EPE podiam participar do certame, o que permanece vigente.

A mudança de projeto de referência para solução de suprimento foi positiva para ampliar a indicação de alternativas de suprimento ao SISOL, mas a primeira regulamentação restringiu a apresentação à necessidade previamente identificada pelo planejamento centralizado. Em 2022, o MME publicou a Portaria Normativa nº 59 para estabelecer as novas condições de contratação das soluções de suprimento para o SISOL, fruto de contribuições recebidas na Consulta Pública nº120/2022.

A Portaria expandiu o horizonte de planejamento dos sistemas isolados pelas distribuidoras para dez anos¹⁵, especificando um extenso rol de informações detalhadas – utilizando os cinco primeiros anos de projeção para tomadas de decisão. O planejamento do atendimento aos SISOL permanece sendo realizado pela EPE, com base nos dados informados pelas distribuidoras, e aprovado pelo MME;¹⁶ porém, a Portaria alterou a dinâmica de apresentação das soluções de suprimento.

Inspirada na experiência da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a regulamentação infralegal instituiu um mecanismo de Livre Proposta de Interesse (LPI), o qual permite a indicação de solução de suprimento por empreendedores interessados para expansão, substituição de oferta existente ou complementariedade com soluções de menor custo global para redução da CCC. A LPI pode ser submetida à EPE a qualquer tempo, fundamentada em estudo detalhado apoiado em dados públicos, passando a ser incorporada pelo planejamento da EPE, caso seja considerada viável, com inclusão no rol de soluções para licitação. O critério de seleção no certame envolve a oferta de menor custo para o atendimento e, caso envolva a substituição de geração existente, a maior redução comprovada para a CCC.

Para facilitar a elaboração e proposição contínuas de soluções de suprimento ao SISOL, a Portaria determinou a criação de um Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados (PASI), reunindo dados detalhados sobre os sistemas.

A LPI abre espaço importante para sinalização de redução de custos por empreendedores interessados em atuar na região, ainda que o planejamento centralizado não tenha identificado soluções específicas (Ribeiro, 2023). Por outro lado, o custo de elaboração de proposta para posterior licitação e incerteza de sua implementação pode inibir a sua proposição. A Portaria também determina que a geração própria remanescente dos agentes de distribuição para atendimento ao SISOL seja totalmente substituída por soluções de suprimento contratadas através de processo competitivo até o fim de 2029.

15 O Decreto nº 11.059/2022 alterou a regulamentação da Lei do SISOL (Decreto nº 7.246/2010) para possibilitar a ampliação do horizonte de planejamento, passando a no mínimo 5 anos, atribuindo ao MME as diretrizes para definição de horizonte, elaboração e prazos.

16 Enquanto a EPE é a responsável pelo planejamento do SISOL, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pelo Plano Anual de Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SISOL), apesar de suas funções estarem intrinsecamente restritas à operação do sistema interligado.

Outro importante instrumento para redução de custos e descarbonização do SISOL, introduzido pela ANEEL (Resolução Normativa nº 1.016/2022), é a autorização para empreendedores vencedores de leilões adicionar à geração existente fontes renováveis e armazenamento (hibridização), desde que prevista a possibilidade no edital ou no contrato (CCESI).¹⁷ Caso o prazo remanescente seja inferior a cinco anos, não há redução do preço de referência; caso seja superior, deve ser repassado 30% de benefício para redução do preço, permitindo a captura de 70% pelos empreendedores como forma de incentivar o investimento. A hibridização é um caminho promissor para ampliar a qualidade da energia ofertada, com redução de custos e de emissões de GEE.¹⁸ As diretrizes para a realização do próximo leilão dos sistemas isolados apresentadas na Consulta Pública do MME nº 167/2024, previsto para dezembro de 2024, indicam o objetivo de contratar soluções de suprimento para quatorze localidades no Amazonas (67 MW de potência requerida) e uma no Pará (10 MW). O início do suprimento varia entre 2027 e 2030, com participação mínima de 20% de fontes renováveis, com exceção para projetos com gás natural. Os preços dos combustíveis fósseis deverão considerar a precificação do carbono, a qual a EPE recomenda ser na faixa entre R\$ 100/tCO₂eq e 150/tCO₂eq. O leilão é destinado a contratação de energia, potência e execução de outras medidas associadas ao suprimento, com prazo de quinze anos.

As diretrizes definidas suscitam preocupações quanto à definição da matriz de alocação de risco para os empreendedores, incluindo a incerteza da energia a ser efetivamente produzida pela solução de suprimento decorrente de (i) alteração no perfil da curva de carga do sistema; (ii) atraso ou antecipação de interligações previstas; (iii) definição, em momento posterior ao leilão, de novas interligações; e (iv) instalação de novo produtor independente para complementar o suprimento ou reduzir custos de geração.

Além de estarem expostos a vultosos riscos, os empreendedores vencedores do certame devem ainda instalar e manter sistema com medidores inteligentes a serem disponibilizados para a distribuidora monitorar a efetiva geração de energia e o atendimento ao mercado; e para a ANEEL e a CCEE, para aferição da participação de renováveis, consumo de combustíveis, perdas técnicas e não-técnicas e atendimento à demanda.

17 Usinas híbridas são fruto da combinação de diferentes tecnologias de geração objeto de outorga única pela ANEEL, autorizadas a partir de 2021 (Resolução Normativa nº 954).

18 A hibridização pode aumentar a oferta de energia em regiões remotas, caso emblemático da Vila Restauração na Reserva Extrativista do Alto Juruá no Acre, em que projeto piloto com recursos de P&D da Energisa ampliou a provisão de eletricidade antes limitada a poucas horas com gerador a diesel.

A consulta pública das diretrizes levantou questões pertinentes para o aprimoramento do certame na direção de viabilizar soluções renováveis de suprimento. Além de aumentar o percentual mínimo e estender a obrigatoriedade também para a geração a gás natural, a qual envolve emissões de GEE, o prazo e o objeto de contratação poderiam ser revistos. Por um lado, a contratação separada de potência e energia poderia facilitar a contratação e implementação de soluções renováveis, respeitando a especialização de cada empreendedor. Por outro, a extensão do prazo para ao menos vinte anos para soluções renováveis tornaria o contrato aderente à vida útil esperada dos equipamentos.

A proposta de alocação de riscos aos empreendedores pode comprometer a almejada eficiência do leilão e a implantação das soluções pretendidas. A preocupação se revela expressiva, considerando-se que as tentativas anteriores de licitação para promover melhores condições de atendimento ao SISOL revelam grande número de casos de insucesso, com atrasos, desistências, sobrecustos e comprometimento da sustentabilidade no fornecimento de eletricidade às comunidades remotas da Amazônia.

As consequências de uma inadequada alocação de riscos incluem afastar competidores críveis que poderiam promover investimentos e desenvolver soluções adequadas para o atendimento das comunidades, bem como atrair participantes dispostos, embora não aptos a suportar os riscos alocados.

Além da revisão da matriz de riscos, é necessário reforçar a obtenção de dados para aprimorar o atendimento aos SISOL. A iniciativa do PASI e outras diretrizes para o leilão – como a realização de Pesquisa de Posses e Hábitos pela distribuidora – podem ajudar a avançar nessa direção.

Uma alternativa para aprimoramentos no atendimento aos SISOL é permitir a proposição pelos empreendedores de formação de subconcessão de Distribuição de Energia Elétrica, conforme o art. 26º da Lei nº 8.987/1995, limitada à área e aos consumidores atendidos pela solução de suprimento, o que requer previsão no contrato de concessão. A proposta de subconcessão poderia ter um caráter experimental de cinco anos, podendo ter o prazo estendido após avaliação dos resultados no período citado. A sub concessionária poderia ter

acesso aos recursos de eficiência energética (Lei nº 9.991/2000) e do Programa Pró-Amazônia Legal.

A Portaria Normativa GM/MME nº 92/2024 estabeleceu as diretrizes para a realização do Leilão em 2025, seguindo as linhas gerais propostas na consulta pública; porém, ampliou a participação mínima para 22% da energia a ser gerada por fontes renováveis e definiu o valor de R\$ 150/tCO₂eq para mensurar as emissões evitadas.

Recomendações

A Lei dos Sistemas Isolados (nº 12.111/2009) determinou que as distribuidoras de energia atendam o mercado de seus sistemas isolados através de concorrência ou leilão. O arcabouço infralegal e regulatório avançou para permitir a habilitação de Livre Proposta de Interesse de empreendedores selecionadas em processos licitatórios, permitindo a contratação de soluções descentralizadas e independentes, capazes de atender com maior eficiência as necessidades locais.

Há também a determinação para que a geração própria remanescente das distribuidoras para atendimento aos SISOL seja totalmente substituída por soluções de suprimento contratadas através de processo competitivo até o fim de 2029.

A participação de empreendedores com proposição de soluções locais, descentralizadas e independentes, pode ser um importante vetor de transformação do atendimento ao SISOL para descarbonização dos sistemas e redução estrutural dos custos. A hibridização de geração existente para introdução de renováveis e armazenamento é outro canal importante para descarbonização, permitindo investimentos liderados pelos produtores independentes, possivelmente agregando novos prestadores de serviços. A transição energética na Amazônia isolada pode aprimorar a qualidade do suprimento de eletricidade, ampliando a oferta nas comunidades para atender a demanda reprimida com maior confiabilidade e energia sustentável, moderna, segura e acessível.

Para promover o ODS 7 das Nações Unidas na Amazônia é crucial estabelecer matriz de alocação de riscos equilibrada que permita a atração de empreendedores críveis, dispostos e aptos a suportar os custos e os riscos envolvidos no desenvolvimento das soluções locais. A disponibilização de dados sobre os sistemas – a exemplo da iniciativa do PASI e da proposta de realização de Pesquisas de Posses e Hábitos nas comunidades – é essencial para a elaboração e a estruturação de projetos sustentáveis, capazes de desenvolver sistemas renováveis com micro-redes e armazenamento apoiados em maior fator de utilização de carga para redução do custo de provisão.

As diretrizes do Leilão para os sistemas isolados de 2024 poderiam considerar aprimoramentos na matriz de alocação de riscos, mitigando incertezas da contratação de energia. O Poder Concedente poderia também permitir propostas de subconcessões nas comunidades a serem atendidas (em caráter experimental) como alternativa para alinhar incentivos, reduzir custos e criar novas condições para a sustentabilidade da provisão de eletricidade.

Aplicação de recursos do Pró-Amazônia Legal

Paralelamente às novas diretrizes para contratação de soluções de suprimento ao SISOL, a Lei de Desestatização da Eletrobras (Lei nº 14.182/2021) instituiu obrigações de aportes anuais pela empresa para aplicação com destinações específicas. A lei determinou que a Eletrobras – por meio da subsidiária Eletronorte, concessionária da usina de Tucuruí – efetue aportes anuais de R\$ 295 milhões por dez anos, corrigidos pelo IPCA, para aplicação no programa de redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal, dos quais ao menos 20% devem ser direcionados para ações que visem garantir a navegabilidade do Rio Madeira e 10% para a navegabilidade do Rio Tocantins. Ou seja, dos R\$ 295 milhões anuais, R\$ 206,5 milhões podem ser direcionados para soluções que reduzam estruturalmente os custos de geração na Amazônia Legal, totalizando cerca de R\$ 2 bilhões no horizonte de dez anos.

A lei estabelece um comitê gestor para determinar a forma de aplicação do valor comprometido e a definição dos projetos que irão compor o programa de redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e de navegabilidade dos rios Madeira e Tocantins. Recursos aportados e não comprometidos em projetos contratados ou aprovados pelo comitê gestor, após quinze anos, serão automaticamente incorporados pela CDE para modificação tarifária.

A exposição de motivos da medida provisória, convertida na lei de desestatização¹⁹, indicava que a redução estrutural de custos deveria considerar “o desenvolvimento de projetos de energia renovável ou a partir de combustível renovável, bem como as interligações de localidades isoladas e remotas”. A lei, no entanto, frisa apenas “programa de redução estrutural de custo”, o que abre brechas para soluções que envolvam combustíveis não-renováveis e mesmo para redirecionamento dos recursos para outras finalidades.

19 Exposição de Motivo Interministerial nº 3/2021/MME-ME da Medida Provisória nº 1.031/2021.

Nesta direção, a recente Medida Provisória nº 1.212/2024 permitiu a utilização para modicidade tarifária de parte dos recursos destinados à redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal, conforme decisão do MME, respeitando os projetos contratados. Através da Portaria Normativa nº 793/GM/MME, o MME definiu a destinação de R\$ 224,4 milhões de recursos acumulados na Conta de Desenvolvimento da Amazônia Legal para modicidade tarifária no Amapá, evitando aumento das tarifas de eletricidade da distribuidora do estado (Equatorial Amapá).

A utilização de recursos para modicidade tarifária no curto prazo desvirtua a vinculação original para soluções estruturais de longo prazo. Neste sentido, é premente a destinação de recursos para projetos estruturais voltados aos sistemas isolados e regiões remotas.

O Decreto nº 11.059/2022 regulamentou o Programa de Redução Estrutural de Custos de Geração de Energia na Amazônia Legal e de Navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins (Pró-Amazônia Legal) e instituiu o Comitê Gestor do Pró-Amazônia Legal (CGPAL).²⁰ O Programa visa a implementação de projetos que reduzam estruturalmente os custos de geração de energia elétrica suportados pela CCC, com vistas a:

- (a) integrar os SISOL e regiões remotas ao sistema interligado (SIN), através de redes de distribuição ou transmissão;
- (b) substituir geração própria ou alugada dos agentes de distribuição por meio de contratações competitivas de novas soluções de suprimento que compreendam fontes renováveis ou a partir de combustível renovável, com ou sem armazenamento de energia;
- (c) desenvolver novas soluções de suprimento a partir de fontes renováveis (ou com combustível renovável) com o objetivo de reduzir o custo total de geração de localidades isoladas e remotas;

20 O CGPAL é composto por representantes do MME; do Ministério de Infraestrutura; e dos estados, das distribuidoras e dos consumidores dos estados que possuam sistemas isolados. O CGPAL conta com apoio técnico do MME, EPE, CCEE, ONS e ANEEL para ações relacionadas aos custos de geração da Amazônia Legal. A secretaria executiva é exercida pelo MME, com reuniões ordinárias trimestrais.

- (d) aprimorar a eficiência energética no SISOL e regiões remotas;
- (e) desenvolver soluções para reduzir o nível de perdas no SISOL e nas regiões remotas.

Adicionalmente, o Programa abarca medidas que aprimorem a navegabilidade dos Rios Madeira e Tocantins e a destinação de recursos para conclusão da interligação Manaus-Boa Vista através do linhão de Tucuruí.²¹

Para os projetos que reduzam estruturalmente a CCC, o Decreto determina a priorização de soluções de interligação ao SIN, obedecendo a seguinte ordem para aplicação de recursos em áreas: (i) com maior potencial de redução do custo de geração na CCC; e (ii) com maior nível de perdas (Quadro 3).

Caso seja comprovada a inviabilidade técnica e econômica de integração ao SIN, devem ser avaliadas soluções de menor custo global, respeitados critérios de qualidade e continuidade no suprimento que reduzam estruturalmente os custos da CCC. Os projetos podem ser implementados em sistemas que já possuam suprimento vigentes e podem adotar soluções de microgrids e redes inteligentes.

A substituição de geração própria ou alugada e o desenvolvimento de novas soluções para o SISOL podem ser custeados pelo Pró-Amazônia Legal, seguindo diretrizes do Comitê Gestor, incluindo o reembolso de custos de manutenção e operação pela CCC. Já as soluções de interligação não contam com recursos do Programa, sendo suportados pelas próprias distribuidoras ou pela rede básica de transmissão, com licitação prévia do projeto. A Eletrobras deve depositar os aportes em contas bancárias específicas e separadas: a conta de desenvolvimento da Amazônia Legal (CDAL) e a conta de desenvolvimento da navegabilidade (CDN). Os recursos podem ser utilizados em projetos em parceria com a iniciativa privada.

21 O Programa também pode destinar recursos para reembolso de valores a título de compensação por impactos socioambientais "irreversíveis" em terra indígena à concessionária responsável pela construção, operação e manutenção do linhão de Tucuruí, limitado a valores aprovados pela Fundação Nacional do Índio (FUNAI).

Além do aporte financeiro e da gestão das contas, a Eletrobras deve apresentar projetos e ações para redução do custo de geração na Amazônia Legal, para apreciação e deliberação do CGPAL. Adicionalmente, deve implementar projetos aprovados pelo CGPAL, exceto soluções de suprimento que envolvam substituição de geração própria ou alugada, novas soluções de suprimento e instalações de transmissão ou distribuição para interligação.

O CGPAL deve elaborar plano de trabalho prévio com planejamento de ações a serem implementadas, definir as soluções que serão implementadas com recursos do Programa, acompanhar o desempenho e desembolso, definir mecanismos de fiscalização e aprovar os relatórios elaborados pela Eletrobras. Também deve encaminhar ao Tribunal de Contas da União (TCU) e à Controladoria-Geral da União (CGU) a prestação de contas com informações sobre destinação dos recursos e os critérios utilizados para seleção dos projetos.

As regiões remotas podem receber recursos do Programa, desde que não haja previsão de atendimento por outros programas de universalização de acesso à energia elétrica. O MME deve informar ao CGPAL a eventual utilização de recursos da CDAL destinados à modicidade tarifária, respeitado o saldo disponível e os projetos contratados.

Quadro 3. Ranking de Municípios do Programa Pró-Amazônia Legal

Os recursos do Pró-Amazônia Legal, segundo o Decreto regulamentador do Programa, devem ser priorizados para implementação de projetos em sistemas isolados (i) com maior potencial de redução do custo de geração na CCC e (ii) maior nível de perdas. O CGPAL identificou 111 localidades aptas a receberem recursos do Programa, algumas pertencentes a um mesmo município, excluindo comunidades com previsão de interligação ou atendidas por programas de universalização. O custo de geração total dessas localidades alcança cerca de R\$ 3 bilhões e o das perdas cerca de R\$ 1,9 bilhão para valores de 2022. Esses custos aumentaram à taxa média anual de 18% e 21%, respectivamente, acima da inflação medida pelo IPCA entre 2017 e 2022. O estado do Amazonas concentra cerca de 90% dos custos totais de geração. Cerca de 15% das localidades apresentaram níveis de perdas acima de 60%.

Dentre esse universo de comunidades aptas a receberem recursos do Programa, o CGPAL divulgou um ranking de municípios que atendem separadamente aos critérios de custo de geração e perdas. As dez primeiras localidades de cada critério correspondem a cerca de 40% dos custos de geração (R\$ 1,1 bilhão) e 45% do custo de perdas (R\$ 500 milhões), segundo dados de 2022 (Tabela 5).

Tabela 5. Ranking de Localidades para Priorização pelo CGPAL

Fonte: FGV CERI com dados do CGPAL (2023).

Posição	Maior Custo de Geração	Maior Nível de Perdas
1º	Tefé - AM	Castanho/Careiro - AM
2º	Tabatinga - AM	Tefé - AM
3º	Castanho/Careiro - AM	Oiapoque - AP
4º	Maués - AM	Tabatinga - AM
5º	Oiapoque - AP	Maués - AM
6º	Coari - AM	Coari - AM
7º	Boca do Acre - AM	Autazes - AM
8º	Lábrea - AM	Benjamin Constant - AM
9º	São Gabriel da Cachoeira - AM	São Gabriel da Cachoeira - AM
10º	Manicoré - AM	Nova Olinda do Norte - AM

Apesar da priorização já definida para se aplicar recursos em locais com maiores perdas e potencial de redução de custos da CCC, até o presente nenhum projeto foi selecionado para implantação.²²

A Resolução nº 14/2024 do CGPAL aprovou diretrizes para apresentação, seleção e execução de projetos, o que permitiu a abertura de um Edital de Chamamento Público para destinação de R\$ 371,9 milhões com prazo de submissão até 21 de fevereiro de 2025. As propostas podem ser apresentadas pela Eletrobras, por distribuidoras atuantes na Amazônia Legal, por geradores de eletricidade e associações, institutos de pesquisa e fornecedores de equipamentos. Os projetos devem reduzir estruturalmente custos da CCC, por meio de (i) interligação no nível de distribuição; (ii) substituição de geração própria ou alugada; (iii) desenvolvimento de novas soluções de suprimento com fontes renováveis; (iv) eficiência energética; e (v) redução de níveis de perdas.

Os projetos devem indicar o nível de maturidade da proposta e conter relatório técnico detalhado, identificando, entre outros, cronograma de execução de no máximo cinco anos, avaliação de impactos, emissões evitadas, matriz de riscos e benefícios locais adicionais. Estes englobam o envolvimento de arranjos locais produtivos, a previsão de capacitação da comunidade, a integração com outras políticas públicas, menores restrições para o licenciamento ambiental e a replicabilidade e escalabilidade da solução para outras comunidades similares. O valor máximo de cada proposta é de 50% do montante destinado para o Edital.

O CGPAL analisará as propostas seguindo critérios e pesos de ponderação determinados pela Chamada, os quais incluem benefícios econômicos (30%), a posição no ranking de custos e perdas da localidade beneficiada (30%) e a nota da proposta técnica (30%). Esta nota contempla as seguintes dimensões, com pesos iguais: nível da maturidade da proposta, tempo de implantação, taxa de cofinanciamento, emissões evitadas e benefícios adicionais.

22 Foram repassados recursos para reembolso à concessionária Transnorte S/A (TNE), responsável pela construção da linha de transmissão Manaus – Boa Vista (Linha de Tucuruí), referente a valores de compensação por impactos socioambientais na terra indígena Waimiri-Atroari, limitados a R\$ 88 milhões (valores de agosto de 2021).

A tentativa de englobar inúmeras aspectos para qualificação das propostas e seleção dos projetos reduziu o peso de dimensões relevantes. A posição da localidade beneficiada no ranking de perdas e custo é classificatória e não eliminatória para a proposta. Benefícios adicionais também possuem peso relativo diminuto. O mais relevante, entretanto, é a reduzida ponderação para o cofinanciamento. A capacidade da solução proposta de agregar outras fontes de financiamento tem peso de apenas 6%. Editais futuros poderiam incentivar maior taxa de cofinanciamento, pulverizando e alavancando a aplicação dos recursos do Programa. Adicionalmente, poderia limitar o percentual de recurso do Programa destinado ao financiamento de proposta com valor global acima de determinado nível. De toda forma, a abertura do Edital deve ser comemorada como forma de garantir a destinação dos recursos para aplicação em soluções estruturais na região.

O Governo reuniu todas as iniciativas voltadas para os sistemas isolados no Programa Energias da Amazônia (Decreto nº 11.648/2023), o qual busca promover investimentos destinados a: (i) redução de emissões de GEE decorrentes da geração por combustíveis fósseis; (ii) aumento da qualidade e da segurança do suprimento; e (iii) redução estrutural de custos da CCC. O programa busca articular os esforços para descarbonização principalmente através de interligação dos SISOL, tendo por instrumentos: leilões para expansão da transmissão, soluções de suprimento, sub-rogação no reembolso da CCC e o Pro-Amazônia Legal. O CNPE deve estabelecer metas para cumprimento dos objetivos do programa.

A elaboração de projetos para potencial implantação na região – seja através da LPI para os leilões, da hibridização ou do Pró-Amazônia Legal – requer especial atenção para a construção de um pipeline de projetos capazes de serem efetivamente viabilizados e implementados. Linhas de financiamento para estruturação de projetos podem ser aliadas nesse processo para acelerar a descarbonização.

Recomendações

O Programa Pró-Amazônia Legal conta com aportes anuais da Eletrobras de cerca de R\$ 200 milhões por dez anos para redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal. O Comitê Gestor do Programa (CGPAL) tem competências para determinar a forma de aplicação do valor comprometido e a definição dos projetos que irão compor o programa.

Apesar do tempo já decorrido desde a instituição do Programa em 2022, da definição de localidades prioritárias e do aporte regular de recursos, o CGPAL ainda não direcionou recursos de forma efetiva para projetos que visem a redução estrutural dos custos de geração. Há o risco de que esses recursos sejam usados para demandas conjunturais, como a já realizada para redução tarifária no Amapá em 2024, ao invés de serem investidos em soluções estruturais e sustentáveis para a região.

A abertura de Edital de Chamamento Público para destinação de saldo de R\$ 371 milhões aponta para direção desejada e correta de aplicação dos recursos para soluções estruturais. O Edital estabeleceu inúmeros critérios para análise e seleção das propostas, mas há espaço para aprimoramentos futuros. Recomenda-se priorizar o uso estratégico e a aplicação com celeridade dos recursos para projetos em localidades com maior potencial de redução de custos e perdas. O ranking para priorização das localidades e dos projetos pode se beneficiar da análise de outras dimensões econômicas, sociais e ambientais, reconhecendo as características e as distâncias das comunidades a serem atendidas.

Além disso, o Pró-Amazônia Legal poderia ser estruturado para atrair cofinanciamentos privados para maximizar o impacto dos recursos e implementar soluções sustentáveis e descentralizadas, alavancando mobilização adicional de recursos para soluções prioritárias que possam garantir energia de qualidade e menor custo a longo prazo. Editais futuros poderiam incentivar maior taxa de cofinanciamento e canalizar mais recursos para soluções de universalização de acesso em regiões remotas.

Programas de universalização de acesso à energia na Amazônia Legal

O Brasil atingiu níveis elevados de acesso a eletricidade no fim da década de 1990, mas ainda restava o desafio da universalização. O Censo de 2000 do IBGE identificou a existência de cerca de 2 milhões de domicílios rurais com cerca de 10 milhões de pessoas sem acesso a eletricidade, predominantemente em áreas rurais com menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Neste contexto, a Lei nº 10.438/2002 reforçou a universalização do acesso à eletricidade como política de estado, direcionando recursos da CDE para viabilizar a expansão do serviço à população desassistida; e o Decreto nº 4.873/2003 criou o Programa Luz para Todos (LPT) como política pública para universalização, visando completo atendimento até 2008, o que foi sucessivamente estendido posteriormente.

Além de recursos da CDE, a principal fonte de financiamento, o Programa pode ser custeado por agentes do setor elétrico (distribuidoras) e por aportes fiscais da união, estados e municípios. Se por um lado, a utilização de recurso setorial onera a tarifa de eletricidade dos consumidores, por outro retira o programa de restrições fiscais de contingenciamento, permitindo a sua continuidade a despeito de ciclos políticos e econômicos. Até 2023, o LPT atendeu cerca de 3,6 milhões de unidades consumidoras, o que equivale a cerca de 17,3 milhões de pessoas.

Em 2020, o Decreto nº 10.221 instituiu o programa de universalização do acesso à eletricidade em regiões remotas da Amazônia Legal – o Mais Luz para Amazônia (MLA) –, com estrutura, recursos e governança análogos ao LPT. Identificasse, atualmente, 230.350 unidades consumidoras sem acesso à eletricidade na Amazônia Legal em regiões remotas, o que engloba cerca de 920 mil pessoas desassistidas, das quais 67% estão no Pará, 14% no Amazonas, 7% no Acre e os 11% restantes nos demais estados. Cerca de 53 mil unidades consumidoras já foram atendidas até 2023, o que contempla aproximadamente 211 mil pessoas.

Além de beneficiar regiões sem acesso à eletricidade, o MLA abarcava também regiões remotas atendidas por meio de sistemas isolados com geração de fonte não renovável – isto é, localidades sem economias de escala ou densidade para viabilizar a interconexão, mas já atendidas por geração local fóssil. No MLA, o atendimento em ambos os casos deve ocorrer por meio de renováveis – ao contrário do LPT, que não possui restrição de fontes.

O Decreto nº 11.628/2023 incorporou o MLA dentro do LPT, o qual passou a abarcar a universalização de acesso do meio rural, de modo geral, e da população em regiões remotas da Amazônia Legal. A descarbonização energética da Amazônia passou a ser um dos objetivos declarados do LPT, contemplando como beneficiários residentes em regiões remotas já atendidas por fonte não renovável, como estabeleceu originalmente o MLA. Atualmente, o LPT tem vigência até 2026 para atendimento à população rural e até 2028 para regiões remotas da Amazônia Legal.

Na atual configuração das políticas para energia na região amazônica, as regiões remotas são atendidas preferencialmente pelo programa de universalização (LPT). O critério se a região remota será atendida pelo LPT ou pelo Programa Energias da Amazônia – através sobretudo de esforços para interligação – deve ser estabelecido pelo MME.

O LPT não tem foco em energias renováveis, contando especialmente com extensão da rede de distribuição para alcançar comunidades não atendidas. Em 2004, no entanto, a Resolução Normativa nº 83 da ANEEL regulamentou o uso de sistemas autônomos de geração por fontes renováveis como forma alternativa à extensão da rede para a expansão do acesso à eletricidade: os Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI). A partir de 2012, a ANEEL (REN nº 493) admitiu também o Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) para atendimento coletivo em micro-redes. Os sistemas devem garantir o atendimento para necessidades básicas de iluminação, comunicação e refrigeração. O dimensionamento varia entre 45, 60, 80, 120 e 180 kWh/mês por unidade consumidora – o que pode significar um atendimento restrito para a demanda potencial local. Além de um atendimento básico, a regulação permite também um fornecimento intermitente, com horário reduzido para esses sistemas. O barateamento recente das baterias tende a tornar as soluções descentralizadas ainda mais atrativas para completar a universalização do acesso e a descarbonização em regiões remotas.

O LPT é coordenado pelo MME e operacionalizado pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar), criada para abrigar os ativos estatais remanescentes após a desestatização da Eletrobras. O MME define as metas de atendimento do LPT considerando as metas de universalização definidas pela ANEEL para cada área. O MME assina termos de

compromisso com agentes executores, com interveniência da ANEEL, ENBPar e CCEE, que passou a ser a administradora financeira das contas setoriais desde 2017, atribuição precedida anteriormente pela Eletrobras. A ENBPar celebra contratos de operacionalização com os agentes executores para execução das metas, o que permite a obtenção de recursos da CDE na forma de subvenção econômica para a execução dos investimentos, seguindo o Manual de Operacionalização do Programa.

Para 2025, o MME apresentou a meta de atendimento a 97.112 unidades consumidoras através do LPT, das quais 70% em áreas rurais do Brasil e 30% em regiões remotas da Amazônia Legal (Tabela 6). Os estados da Amazônia Legal concentram 77% das novas conexões e 70% do desembolso estimado da CDE para o Programa, o qual alcançará cerca de R\$ 4,3 bilhões em 2025.

Tabela 6 – Metas de Universalização na Amazônia Legal (Unidades Consumidoras)

Fonte: FGV CERJ com dados do MME (2024).

Estados	Meta de Universalização em Regiões Remotas da Amazônia	Metas para 2025			Orçamento da CDE (R\$ mi)
		LPT (Rural)	Regiões Remotas Amazônia	Total (UCs)	
Acre	17.000	1.137	3.211	4.348	146
Amazonas	33.000	5.452	4.000	9.452	308
Amapá	6.985	1.918	3.000	4.918	261
Maranhão	1.825	4.634	0	4.634	260
Mato Grosso	4.110	596	1.100	1.696	53
Pará	154.833	25.105	15.087	40.192	1.586
Rondônia	3.368	2.198	363	2.561	145
Roraima	7.743	3.088	1.299	4.387	135
Tocantins	1.486	2.624	0	2.624	159
Total Amazônia	230.350	46.752	28.060	74.812	3.052
Outros Estados	-	22.300	-	22.300	1.267
Total Brasil	230.350	69.052	28.060	97.112	4.319

O orçamento do LPT para 2025 é 58% superior ao de 2024 e as metas de atendimento estabelecidas são 23% maiores. O aumento do orçamento deve-se principalmente à celebração de novos contratos, com previsão de recursos entre 80% e 90% oriundos da CDE. As ligações realizadas no ciclo orçamentário anterior tiveram percentual menor de recursos da CDE (70%), o que também explica o aumento do dispêndio para o próximo ano. O MME justificou o maior percentual de contribuição da CDE para o Programa pelo fato de a fronteira de expansão do atendimento estar em estados no Norte e Nordeste com elevada tarifa de energia elétrica e municípios com baixo IDH. O menor aporte das distribuidoras locais para execução do LPT nessas áreas de concessão mitiga o impacto tarifário direto.

A universalização de acesso à eletricidade nas regiões remotas enfrenta desafios logísticos importantes, o que requer parcerias estratégicas com outras esferas governamentais e organizações da sociedade civil atuantes na região para possibilitar o atendimento. A própria identificação de novos beneficiários do LPT – comunidades ainda não atendidas, sequer identificadas pelo Censo – permanece como desafio para o Programa, o que demanda articulação entre diferentes esferas e consolidação de distintas bases de dados.

Do ponto de vista de necessidade de financiamento, o LPT pode se beneficiar de linhas de capital de giro para a implantação das soluções pelos prestadores de serviço, tendo em vista a demora no desembolso dos recursos do Programa. A liberação de recursos pela CDE estabelecida pelo Manual de Operacionalização é gradual, acompanhando o cronograma físico de implementação: 30% na assinatura, de 20% a 50% entre a fase de implantação e 20% ao final, após a inspeção pelo agente operacionalizador. O financiamento da parcela assumida pelas distribuidoras no Programa também pode ajudar a acelerar a realização das metas de cobertura, sobretudo para as regiões remotas.

Adicionalmente, recursos do Pro-Amazônia Legal poderiam ser canalizados com maior ênfase para o programa de universalização, frente as maiores externalidades positivas da provisão de acesso. O Programa poderia articular fontes de cofinanciamento adicionais, incluindo recursos concessãois e subvenção econômica.

Na Amazônia, a “última milha” implica percorrer centenas de quilômetros em circunstâncias desafiadoras para alcançar a plena universalização. Além dos desafios já apontados, o desenho das políticas deve reconhecer a diferença entre ofertar energia para necessidades básicas e prover serviços capazes de atender a real demanda energética dessas comunidades desassistidas. Os objetivos de política devem ser aprimorados, assim como os arranjos técnico-econômicos para a sua implementação.

Recomendações

O programa de universalização de acesso à eletricidade no Brasil identifica a meta de levar eletricidade a cerca de 970 mil pessoas desassistidas nas regiões remotas da Amazônia Legal. O Programa Luz para Todos (LPT) prevê o atendimento a todos os residentes de regiões rurais do Brasil até 2026 e de regiões remotas da Amazônia até 2028. Até 2023, aproximadamente 53 mil unidades consumidoras já foram atendidas, o que contempla cerca de 211 mil pessoas na região.

O LPT busca também a descarbonização da geração de energia na região amazônica, permitindo aplicação de recursos em regiões remotas já atendidas por sistemas isolados movidos a combustíveis fósseis. O atendimento a essas regiões pode ocorrer através de soluções descentralizadas, combinando geração solar fotovoltaica com armazenamento em sistemas individuais (SIGFI) ou coletivos (MIGDI).

A universalização nas regiões remotas enfrenta desafios logísticos relevantes, o que demanda parcerias com outras esferas governamentais e organizações da sociedade civil. Recomenda-se articulação para definição de novos beneficiários e priorização dos investimentos.

A canalização de recursos para o programa de universalização é essencial para atingir as metas de cobertura e descarbonização. Linhas de financiamento voltadas às necessidades dos prestadores de serviço e das distribuidoras podem acelerar o ritmo de investimentos para expandir o acesso. Recursos futuros do Pro-Amazônia Legal poderiam privilegiar soluções para universalização, com potencial de maior ganho de bem-estar social, ao contemplar comunidades sem acesso ao serviço ou com restrições severas. Importante notar que a aplicação de recursos do Programa tem por consequência a redução estrutural de custos da CDE, ao reduzir o dispêndio do LPT.

Além de acelerar o ritmo de universalização, deve-se aprimorar as estimativas da demanda reprimida não atendida nas localidades remotas, buscando elevar o alcance das políticas públicas do mero acesso às necessidades básicas restritas para prover serviços capazes de transformar a realidade local e o seu desenvolvimento sustentável.

Referências

ANEEL. Relatório de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras. 20ª edição. Base Setembro de 2023.

ANEEL. SIGA – Sistema de Informações de Geração da ANEEL. 2024a.

ANEEL. Relação de empreendimentos de Mini e Micro Geração Distribuída. 2024b.

CCEE. Premissas Orçamentárias – Contas Setoriais 2024. Relatório Anual. 2023.

CCEE. InfoCCC. Relatório Mensal. 2024.

DUTRA, J. e F. MENEZES. “Energy Transition in the Brazilian Electric Power System”. *Competition and Regulation in Network Industries*, 23, nº 2 (2022): 119-134.

EPE. Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados e Usinas da Região Sul em 2023. Nota Técnica DPG/DEE Nº 01/2022. 2022.

EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2024 – Ano Base 2023. Workbook, Junho de 2024. 2024a.

EPE. PASI – Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados. 2024b. Disponível em: <https://bit.ly/40QnQ7z>.

FERREIRA, A., F. GALDINO, I. DINIZ, R. BAITELO e V. SILVA. Análise dos Recursos Disponíveis e Necessários para Universalizar o Acesso à Energia Elétrica na Amazônia Legal. IEMA – Instituto de Energia e Meio Ambiente. 2023.

MME. Nota técnica nº 16/2023/DUPS/SNEE. Processo nº 48370.000672/2017-90. 2023.

MME (2024). Nota técnica nº 33/2024/DUPS/SNEE. Processo nº 48370.000672/2017-90.

MME. Memorando de Entendimento entre o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energias do Estado Plurinacional da Bolívia sobre a modificação da operação da usina hidrelétrica de Jirau em cota 90 m. 2024.

ONS. Limites de transferência de energia entre regiões e geração térmica por restrições elétricas para o período de maio de 2023 a dezembro de 2027. ONS RT- DPL 183/2023. 2023.

RIBEIRO, L. Sistemas Isolados no Brasil: como 0,6% é igual a R\$ 12 bilhões? EPBR. 2023.

SALLES, J. M. Arrabalde. Companhia Das Letras. 2022.

SCHUTZE, A., L. BINES e J. ASSUNÇÃO. Rios de Diesel na Amazônia Legal: Por que a Região com as Maiores Hidrelétricas do País Depende de Combustível Caro e Poluente? Climate Policy Initiative. 2022.

TCU. Auditoria operacional sobre os impactos nas tarifas de energia elétrica no Brasil em decorrência de políticas aplicáveis aos sistemas isolados, com enfoque na conta de consumo de combustíveis fósseis (CCC) e nas perdas elétricas. TC 003.626/2012-1. 2012.

OLIVEIRA, A. (2012). Fatores condicionantes do processo de implementação de políticas públicas e como se relacionam com a variação de desempenho: um estudo comparativo no contexto do Programa Luz para Todos. Dissertação apresentada na UNB.

Zinaman, O. et al. Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics. NREL. 2017.

AMAZÔNIA
2030 