

# Transição energética no Brasil: coordenação setorial, política industrial verde e desafios para o setor elétrico e os biocombustíveis

Daniel Caixeta Andrade 

Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil

✉ [daniel.andrade@ufu.br](mailto:daniel.andrade@ufu.br)

Ademar Ribeiro Romeiro 

Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil

✉ [arromeiro@gmail.com](mailto:arromeiro@gmail.com)

Marcelo Pereira da Cunha 

Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil

✉ [mpcunha@unicamp.br](mailto:mpcunha@unicamp.br)

**RESUMO:** A transição energética contemporânea exige descarbonização acelerada, segurança do abastecimento e viabilidade econômica em horizontes intertemporais cada vez mais curtos. No Brasil, esse desafio assume características próprias devido a uma matriz elétrica majoritariamente renovável, à centralidade da biomassa e à coexistência de múltiplas iniciativas voltadas à transição. Este artigo analisa a transição energética brasileira a partir de dois eixos setoriais — o setor elétrico e os biocombustíveis —, articulando enquadramento analítico e implicações de política. Argumenta-se que o principal obstáculo à consolidação da transição não é a ausência de políticas ou de vantagens comparativas, mas a fragmentação e a baixa coordenação entre instrumentos, programas e estratégias. Conclui-se que instrumentos regulatórios isolados são insuficientes e que uma política industrial verde é necessária para alinhar descarbonização, segurança energética e transformação estrutural no Brasil.

**Palavras-chave:** Transição Energética; Política Industrial Verde; Coordenação de Políticas; Setor Elétrico; Biocombustíveis.

**Códigos JEL:** Q42; Q48; L52.

**ABSTRACT:** The contemporary energy transition requires accelerated decarbonization, security of supply, and economic viability over increasingly short intertemporal horizons. In Brazil, this challenge assumes specific features due to a predominantly renewable electricity matrix, the central role of biomass, and the coexistence of multiple initiatives aimed at advancing the transition. This article analyzes the Brazilian energy transition through two key sectoral axes—the electricity sector and biofuels—articulating an analytical framework and policy implications. It argues that the main obstacle to consolidating the transition does not lie in the absence of policies or comparative advantages, but in the fragmentation and limited coordination among instruments, programs, and strategies. The paper concludes that regulatory instruments alone are insufficient and that a green industrial policy is necessary to align decarbonization, energy security, and structural transformation in Brazil.

**Keywords:** Energy Transition; Green Industrial Policy; Policy Coordination; Electricity Sector; Biofuels.

**JEL codes:** Q42; Q48; L52.

## 1 Introdução

A transição energética ocupa, hoje, posição central nos debates sobre desenvolvimento econômico, política industrial e enfrentamento das mudanças climáticas. De modo diferente das transições energéticas históricas, marcadas por processos cumulativos de adição de fontes, o desafio contemporâneo exige uma transformação profunda e acelerada dos sistemas energéticos, combinando descarbonização, segurança do abastecimento e viabilidade econômica em horizontes temporais restritos.

O Brasil apresenta uma configuração singular nesse debate. De um lado, dispõe de uma matriz elétrica majoritariamente renovável e de vantagens comparativas relevantes em biomassa; de outro, enfrenta desafios crescentes associados à expansão da demanda energética, à integração de fontes intermitentes e à necessidade de preservar a confiabilidade do sistema. Nesse quadro, pode-se notar que a transição energética brasileira não se resume à substituição de fontes, mas envolve escolhas complexas de coordenação tecnológica, institucional e produtiva.

À luz do contexto descrito, este artigo analisa a transição energética no Brasil a partir de dois eixos setoriais centrais: o setor elétrico e o setor de biocombustíveis. Ao combinar uma discussão sistêmica sobre os desafios expansionistas da geração elétrica com uma análise detalhada da trajetória recente dos biocombustíveis, o trabalho argumenta que o principal obstáculo à transição energética brasileira não reside na ausência de iniciativas, mas na fragmentação e na insuficiente coordenação entre políticas, programas e instrumentos já existentes.

No caso específico da transição energética no setor de transportes, integrou-se uma discussão explícita sobre os *trade-offs* entre estratégias de eletrificação e o uso de biocombustíveis, tema relevante para o contexto brasileiro, dada a coexistência de uma matriz elétrica relativamente limpa com uma base produtiva consolidada em biocombustíveis. Ao explorar essa tensão, evidenciou-se que diferentes rotas tecnológicas combinam níveis distintos de eficiência energética, custos sistêmicos, uso do território e implicações produtivas, reforçando que a escolha entre elas não é neutra e exige coordenação estratégica entre política energética e política industrial.

Com base nesse diagnóstico, considera-se que a política industrial verde constitui um elemento-chave para alinhar objetivos de descarbonização, segurança energética e desenvolvimento produtivo. Para tanto, discute-se os desafios de coordenação entre as principais iniciativas recentes, em especial a Nova Indústria Brasil (NIB) e o Plano de Transformação Ecológica (PTE), e são avaliados seus desdobramentos para os setores elétrico e de transportes. Ao fazê-lo, o trabalho contribui para o debate sobre os limites e as possibilidades da transição energética em economias em desenvolvimento, enfatizando a centralidade da coordenação estratégica e da capacidade estatal de articulação entre políticas.

Assim, o artigo contribui para a literatura sobre transição energética no Brasil ao deslocar o foco da mera expansão de fontes renováveis para o problema da coordenação econômica, institucional e produtiva. Sustenta-se que a política industrial verde constitui o núcleo organizador da transição energética brasileira, ao possibilitar o alinhamento entre descarbonização, segurança energética e transformação estrutural, evitando trajetórias de especialização passiva em economias em desenvolvimento.

## 2 Transição energética global: adição histórica, escala e restrições sistêmicas

A transição energética é frequentemente apresentada como um processo de substituição progressiva de fontes intensivas em carbono por fontes de baixo carbono, impulsionado por inovação

tecnológica e mudanças nos preços relativos. Na literatura recente, esse processo é concebido como uma transformação socioeconômica e sociotécnica de longo prazo, que envolve não apenas a introdução de novas tecnologias energéticas, mas também mudanças institucionais, infraestruturais e comportamentais (Geels *et al.*, 2017). Do ponto de vista histórico, como observa Smil (2016), as transições energéticas ocorreram de forma lenta e cumulativa, fortemente condicionadas pela escala dos sistemas existentes e pela inércia associada ao capital fixo e às redes de infraestrutura, o que impõe limites concretos à ideia de substituição rápida entre fontes.

Uma leitura histórica do consumo global de energia primária revela que as grandes transições energéticas observadas desde o século XIX não se caracterizaram pela eliminação das fontes anteriores, mas pela incorporação sucessiva de novas fontes a um sistema energético em contínua expansão. Nesse sentido, a Tabela 1 mostra que a redução da participação relativa de fontes tradicionais, como a biomassa e o carvão, ocorreu paralelamente à manutenção — e, em diversos períodos, à expansão absoluta — de seu uso, em linha com o crescimento acelerado da demanda energética global.

De acordo com os dados da Tabela 1, o consumo global de energia aumentou quase 24 vezes entre 1850 e 2024. Estimativas históricas do PIB global, ajustadas por paridade de poder de compra e preços constantes, indicam que a economia mundial cresceu por uma ordem de magnitude semelhante ao consumo de energia primária desde meados do século XIX, refletindo a profunda transformação produtiva e demográfica ocorrida ao longo da industrialização e da economia global moderna. Essa coexpansão evidencia a interação estreita entre o crescimento econômico agregado e a demanda energética em escala global, reforçando o argumento de que produtos energéticos e a atividade econômica não se movimentam de forma independente em termos absolutos.

A análise do consumo de energia primária ao longo do tempo evidencia três momentos centrais na evolução do sistema energético mundial. No início do século XX, o carvão ultrapassa a biomassa tradicional como principal fonte de energia, marcando a consolidação da industrialização baseada em combustíveis fósseis. A partir da segunda metade do século XX, o petróleo assume a liderança da matriz energética global, superando o carvão e firmando-se como a principal fonte de energia do sistema econômico mundial, em associação direta com a expansão do transporte, da indústria e do consumo de massa. Nas décadas mais recentes, observa-se o surgimento e a expansão de novas fontes — como gás natural, energia nuclear e, mais recentemente, renováveis modernas — que, embora tenham alterado a composição relativa da matriz, foram incorporadas a um sistema energético em contínua expansão, sem provocar a eliminação das fontes anteriormente dominantes. O cenário atual, portanto, ainda reproduz as últimas transições quando se trata de inovações nas fontes de energia: as novas fontes representam mais uma adição, não uma substituição decisiva das fontes anteriores. No entanto, o risco de catástrofe climática exige, desta vez, que as fontes não fósseis de energia praticamente eliminem os combustíveis fósseis da matriz energética (IPCC, 2023). Além disso, há urgência nesta substituição, uma vez que trajetórias graduais de transição são incompatíveis com as metas de estabilização climática e com a contenção das mudanças climáticas (IPCC, 2023; IEA, 2021).

A diferença fundamental entre as transições energéticas históricas e o desafio contemporâneo reside no fato de que, pela primeira vez, a transformação do sistema energético precisa ocorrer simultaneamente à sua descarbonização profunda e em prazos historicamente curtos. Some-se a isso a necessidade de deslocar o foco analítico da mera substituição entre fontes para o funcionamento sistêmico dos sistemas energéticos, em particular dos sistemas elétricos, nos quais questões como intermitência, estabilidade da rede, segurança do abastecimento e custos sistêmicos tornam-se centrais. Em contextos de elevada penetração de fontes renováveis variáveis, a transição energética deixa de ser apenas um problema de composição da matriz e passa a envolver escolhas

Tabela 1: Consumo global de energia primária por fonte (TWh) e participação relativa, 1850–2024

Fonte/ano	1850	%	1900	%	1950	%	2000	%	2024	%
Biomassa tradicional	7.222,00	92,70	6.111,00	50,37	7.500,00	26,26	12.500,00	10,22	11.111,00	5,96
Petróleo	0,00	0,00	181,00	1,49	5.444,00	19,06	43.016,63	35,18	55.292,08	29,67
Carvão	569,00	7,30	5.728,00	47,22	12.603,00	44,12	27.456,37	22,45	45.850,54	24,60
Gás natural	0,00	0,00	64,00	0,53	2.092,00	7,32	23.994,26	19,62	41.278,27	22,15
Hidroelétrica	0,00	0,00	47,22	0,39	925,00	3,24	7.351,89	6,01	10.860,75	5,83
Nuclear	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7.168,52	5,86	6.871,84	3,69
Eólica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,25	0,07	6.124,47	3,29
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,94	0,00	5.150,57	2,76
Outras renováveis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	577,88	0,47	2.476,36	1,33
Biocombustíveis modernos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	132,51	0,11	1.366,88	0,73
<b>Total</b>	<b>7.791,00</b>	<b>100,00</b>	<b>12.131,22</b>	<b>100,00</b>	<b>28.564,00</b>	<b>100,00</b>	<b>122.288,25</b>	<b>100,00</b>	<b>186.382,76</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Elaborado pelos autores a partir de *Our World in Data (2024)*.

complexas de coordenação tecnológica, institucional e econômica, abrindo espaço para o debate sobre o papel potencial de diferentes tecnologias de geração de baixa emissão no equilíbrio do sistema.

Nesse contexto, as alternativas tecnológicas disponíveis ao longo dos períodos de curto e médio prazo passam a ser avaliadas não apenas pelos custos individuais, mas também pela sua capacidade de responder aos desafios sistêmicos da transição. Nesse horizonte, as principais alternativas disponíveis são as energias renováveis, como as eólicas, solares e as derivadas da biomassa (essas últimas com sua importância relativa limitada a certos países), e a energia nuclear. Esta última não é necessariamente obrigatória para complementar as renováveis em geral na transição energética. Segundo estudos, como os realizados por Jacobson (2023), da Universidade de Stanford<sup>1</sup>, e apontados pelo *Energy Watch Group* (EWG)<sup>2</sup>, seria possível uma transição energética sem o recurso à energia nuclear por meio de combinações de solar, eólica, hidro, biomassa, geotérmica mais armazenamento (baterias, bombeamento), interconexões de rede e gerenciamento de demanda.

Contudo, este seria um caminho no mínimo mais custoso, principalmente devido à intermitência das principais renováveis (eólica e solar), que exigiria soluções para manter a estabilidade da rede elétrica (*baseload* ou *dispatchable*)<sup>3</sup>. Os avanços técnicos da energia solar e eólica não conseguem superar sua intermitência. Mitigar a intermitência da energia eólica e solar com sistemas de armazenamento de energia é caro; presume-se que apenas pequenas quantidades de armazenamento de eletricidade, com custo-benefício razoável, estarão disponíveis em um futuro próximo (IEA, 2021). As baterias mais promissoras são baseadas em metais como lítio, cobalto e magnésio, que exigem mineração energética intensiva e cujas reservas não podem atender à demanda global (Michaux, 2021; Vidal *et al.*, 2017).

A contribuição que a energia nuclear pode dar à transição energética reside em sua capacidade de acompanhar e assumir os custos do sistema gerados pela intermitência das energias renováveis. Ao garantir um equilíbrio permanente entre demanda e oferta, a geração de base nuclear pode oferecer “rastreamento de carga”, adaptando-se rapidamente às variações sazonais, diárias e horárias da demanda. Esses requisitos estão se tornando cada vez mais importantes à medida que aumenta a penetração das energias renováveis no mercado.

Os céticos da energia nuclear apontam para seu custo: há muitos exemplos de estouros de custos e prazos em usinas nucleares, e é verdade que os custos da energia eólica e solar estão diminuindo cada vez mais. Mas quando todos os fatores são considerados — e o nível de penetração de mercado de uma determinada tecnologia é medido — uma análise de custos apresenta números contrastantes. As usinas de energia não existem isoladamente; elas interagem entre si e com seus clientes por meio da rede e dentro do ambiente econômico, social e natural circundante. É por isso que a avaliação dos custos totais deve incluir não apenas os custos de capital, mas também os custos de conexão, extensão e reforço da rede, os custos técnicos e financeiros da intermitência, o custo da segurança do abastecimento e seus impactos, e os impactos ambientais locais e globais.

Uma análise foi realizada em diferentes países para quantificar esses custos em relação ao nível de penetração de energias renováveis em uma matriz energética, incluindo nuclear, solar e eólica (Losasso, 2020). A introdução de energias renováveis variáveis correspondendo a até

---

<sup>1</sup>Em breve, será lançada uma segunda edição dessa obra, dessa vez intitulada ‘Still No Miracles Needed’ (Cambridge University Press, 2026).

<sup>2</sup>Global Energy System Based on 100% Renewable Energy. Finnish University (LUT) and Energy Watch Group (EWG), 2019.

<sup>3</sup>*Baseload* refere-se à geração destinada a atender a demanda mínima e contínua do sistema elétrico, operando de forma estável ao longo do tempo. Tecnologias despacháveis são aquelas cuja geração pode ser ajustada deliberadamente pelos operadores do sistema para responder às variações da demanda e à intermitência de fontes como a eólica e a solar.

10% do fornecimento total de eletricidade pode aumentar o custo por MWh entre 5% e 50%, dependendo do país. Quando a penetração atinge 30% da demanda, os custos podem subir entre 16% e 180%. As diferenças entre países são mais relevantes do que as diferenças entre tecnologias.

O aumento nos custos de eletricidade associado a uma participação crescente de energias renováveis resulta de uma combinação de custos de investimento mais elevados, custos de balanceamento e adequação, e despesas adicionais com transmissão e distribuição. Os custos de balanceamento correspondem aos encargos necessários para assegurar o desempenho do sistema em tempo real, diante das incertezas inerentes à demanda e à oferta. Os custos de adequação são incorridos para atender à demanda em todos os momentos, levando-se em conta as flutuações na demanda e na oferta. Esses são os custos necessários para, por exemplo, fornecer eletricidade aos hospitais em meio a uma pandemia, mesmo em dias nublados ou sem vento.

Hoje, em países onde há tecnologias despacháveis em operação, esses custos são nulos. Contudo, a introdução de energias renováveis, combinada à desativação da capacidade existente e à necessidade de nova capacidade para geração nos períodos de indisponibilidade das renováveis variáveis, gera custos de adequação substanciais. A integração de quantidades significativas de energias renováveis variáveis é uma questão complexa que afeta a estrutura, o financiamento e o modo operacional dos sistemas elétricos. Na maioria dos países da OCDE, as energias eólica e solar recebem tarifas fixas para cada MWh injetado no sistema elétrico, independentemente dos preços de mercado. Esse tratamento assimétrico isola as energias renováveis dos impactos que elas causam no preço de mercado. Isso não visa desmerecer as energias renováveis, mas sim destacar o fato de que, na ausência de uma contribuição nuclear, a transição energética será mais lenta, custosa e sujeita a riscos de fracasso ou riscos sistêmicos. Tornar transparentes esses custos do sistema é fundamental para investidores, consumidores e tomadores de decisão.

A energia nuclear fornece energia contínua e previsível, sendo despachável (*dispatchable*) e apresentando elevado fator de capacidade (> 90%), com baixas emissões de CO<sub>2</sub> ao longo do ciclo de vida, comparáveis ou inferiores às da solar e da eólica. Relatórios da IEA (IEA, 2025, e anteriores) enfatizam que a nuclear complementa as renováveis variáveis, reduzindo custos sistêmicos (menos necessidade de superdimensionamento de renováveis, de armazenamento massivo ou de *backup* fóssil). Sem nuclear adicional, a transição fica mais cara e difícil. O IPCC (2023) inclui a energia nuclear em praticamente todas as trajetórias de mitigação para limitar o aquecimento a 1,5–2°C, projetando, com frequência, a duplicação — ou mais — da geração nuclear até 2050.

As usinas nucleares fornecem hoje 10% da eletricidade mundial<sup>4</sup>, quase o dobro da contribuição combinada da energia solar e eólica. Para atingir as principais metas energéticas dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, o Acordo de Paris estabeleceu uma ambição específica para a energia nuclear, visando dobrar a capacidade instalada atual até 2050. Para a indústria nuclear, o desafio é duplo: trata-se de substituir progressivamente as usinas que estão chegando ao fim de sua vida útil e adicionar novas usinas ao estoque existente.

Muitos países se comprometeram a aumentar a participação da energia nuclear na matriz energética para atingir as metas do Acordo de Paris. Todavia, o ambiente político e econômico, aliado à falta de apoio público, torna extremamente difícil alcançar esses objetivos ambiciosos. Como detalhado anteriormente, o custo da energia nuclear — considerando todos os parâmetros — não é um obstáculo. Mas os resíduos, a segurança e a proliferação nuclear ainda são entraves que devem ser enfrentados para viabilizar a implantação dessa tecnologia.

Atualmente, algumas empresas estão propondo uma nova abordagem tecnológica, baseada em um tipo diferente de produção de energia de fissão, a qual combina aceleradores de partículas e

---

<sup>4</sup>Estimativas globais de geração nuclear.

reatores subcríticos. Essa tecnologia — denominada “sistema acionado por acelerador”, pioneira no CERN na década de 1990 — visa reduzir a vida útil dos resíduos nucleares radiotóxicos existentes e produzir energia livre de carbono a um preço acessível de menos de 5 centavos de dólar por kWh. Essa tecnologia é mais segura, escalável, sustentável e resistente à proliferação.

Em resumo, as soluções tecnológicas para enfrentar os desafios da transição energética já estão disponíveis. O principal desafio reside, contudo, na governança necessária para coordenar e direcionar esforços de modo a escalar a difusão dessas tecnologias, compatibilizando a urgência climática, o funcionamento sistêmico dos mercados de energia e a heterogeneidade das estruturas produtivas. Esse obstáculo identificado recoloca no centro do debate o papel do Estado, das capacidades institucionais e de políticas deliberadas de coordenação econômica como elementos-chave para viabilizar a transição energética em escala e no horizonte temporal requerido.

### **3 Coordenação, capacidades e Estado: a política industrial verde como núcleo da transição energética**

Esta seção discute o papel da coordenação econômica, produtiva e institucional na transição energética, articulando evidência analítica e implicações de política. Inicialmente, são apresentados o enquadramento conceitual e a literatura sobre coordenação e mudança estrutural, destacando os desafios sistêmicos associados à descarbonização acelerada. Em seguida, são exploradas implicações normativas desse diagnóstico, enfatizando a política industrial verde e as capacidades estatais como elementos centrais para alinhar objetivos de descarbonização, segurança energética e desenvolvimento produtivo.

#### **3.1 Coordenação e mudança estrutural: evidência e enquadramento analítico**

A análise histórica da transição energética global e a discussão sobre intermitência, custos sistêmicos e estabilidade do sistema elétrico indicam que a transição energética não pode ser compreendida como um processo espontâneo de substituição tecnológica guiado exclusivamente por preços relativos. Trata-se, antes, de um problema complexo de coordenação econômica, produtiva, tecnológica e institucional, no qual o papel do Estado e da política industrial assume centralidade.

A literatura sobre desenvolvimento econômico e política industrial tem enfatizado que transformações estruturais profundas dificilmente emergem de mecanismos de mercado descoordenados. Como argumenta Rodrik (2004; 2014), processos de mudança estrutural envolvem múltiplos investimentos interdependentes, elevada incerteza e retornos sociais que não são plenamente apropriáveis pelo setor privado, configurando problemas clássicos de coordenação. Nessas condições, o Estado desempenha um papel central ao reduzir incertezas, alinhar expectativas e orientar investimentos, função que se torna ainda mais relevante quando a transição produtiva está associada a objetivos ambientais e restrições biofísicas.

Entende-se coordenação como o alinhamento deliberado entre instrumentos de política, níveis de governo e setores produtivos, visando sincronizar decisões interdependentes de investimento, inovação e expansão de capacidades em torno de objetivos comuns de descarbonização, segurança energética e desenvolvimento produtivo. Trata-se, portanto, de um conceito operacional que envolve, além da coerência formal entre políticas, a capacidade efetiva de articular regulação, financiamento, planejamento e aprendizado tecnológico ao longo do tempo (Rodrik, 2004; 2014).

A transição energética pode ser compreendida como um caso paradigmático que demanda políticas industriais deliberadas, em particular no que a literatura recente tem denominado política industrial verde. Segundo UNEP (2017), políticas industriais verdes visam coordenar investimentos,

orientar trajetórias tecnológicas e construir capacidades produtivas e institucionais de modo a compatibilizar objetivos de competitividade econômica, segurança energética e sustentabilidade ambiental. Em outras palavras, a política industrial verde é compreendida como o conjunto de instrumentos voltados a orientar a direção da mudança estrutural em bases ambientalmente sustentáveis, combinando mecanismos de criação de mercado (*market-pull*), como mandatos, metas e compras públicas, com instrumentos de estímulo à oferta e à inovação (*technology-push*), incluindo financiamento direcionado, apoio à P&D, plantas piloto e desenvolvimento de capacidades produtivas (UNEP, 2017).

A Figura 1 sintetiza a lógica analítica supramencionada ao representar a transição energética como um processo que depende de coordenação econômica, institucional e produtiva, operacionalizada por meio da política industrial verde e materializada na construção de capacidades produtivas domésticas. O esquema destaca o papel dessas capacidades como condição necessária para sustentar trajetórias de descarbonização compatíveis com a segurança energética e o desenvolvimento estrutural.

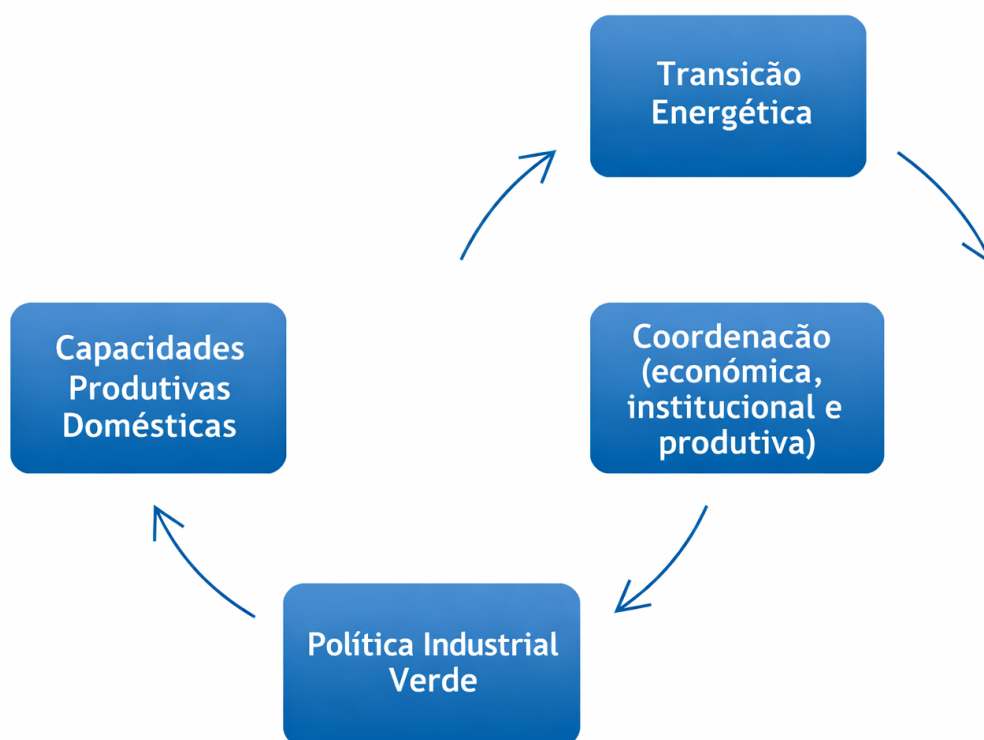


Figura 1: Esquema conceitual da transição energética como processo coordenado de transformação estrutural.

Fonte: Elaborado pelos autores.

Conforme visto na seção anterior, uma transição energética conduzida de forma descoordenada pode gerar riscos sistêmicos relevantes, associados à instabilidade do sistema elétrico, à volatilidade de preços e à segurança do abastecimento. Organismos internacionais, a exemplo da IEA (2021) e da OCDE (2024), destacam que a crescente participação de fontes renováveis variáveis, quando não acompanhada por mecanismos adequados de coordenação tecnológica, regulatória e institucional, pode comprometer a segurança energética e amplificar vulnerabilidades econômicas. Nesse sentido, a segurança energética deixa de ser um objetivo colateral da política energética e passa a constituir

uma variável central da própria estratégia de transição, reforçando a necessidade de políticas públicas deliberadas capazes de alinhar descarbonização, estabilidade sistêmica e desenvolvimento produtivo.

Com base nesse enquadramento analítico, a subseção seguinte discute as implicações normativas desse diagnóstico para o desenho institucional da transição energética, com ênfase na política industrial verde e nas capacidades estatais.

### 3.2 Implicações normativas: política industrial verde e capacidades estatais

Conforme destacado pela OCDE (2024), políticas industriais verdes atuam ao coordenar investimentos interdependentes, acelerar trajetórias tecnológicas por meio de mecanismos de aprendizado e escala, e mitigar riscos sistêmicos associados à dependência de cadeias globais, à volatilidade de preços e à instabilidade do sistema energético. Ao combinar instrumentos de oferta, demanda e regulação, essas políticas permitem alinhar objetivos de descarbonização, estabilidade sistêmica e desenvolvimento produtivo, indo além da atuação fragmentada de instrumentos de mercado isolados.

No caso brasileiro, a trajetória recente dos biocombustíveis ilustra de forma clara essa assimetria. Como será discutido na seção 4, instrumentos de criação de mercado, como mandatos de mistura e metas compulsórias e o *RenovaBio*, são necessários e eficazes para expandir a produção e garantir previsibilidade da demanda. A efetividade dessas políticas, contudo, depende criticamente da existência, ou da construção deliberada, de capacidades produtivas, tecnológicas e institucionais, as quais condicionam a forma como países se inserem nas novas cadeias da transição energética.

De acordo com os argumentos de Chang (2002) e Amsden (2003), processos de transformação estrutural e de *catching-up* não decorrem automaticamente da abertura de mercados ou da difusão espontânea de tecnologias, mas requerem esforços coordenados de aprendizado, acumulação de competências e fortalecimento institucional. Do mesmo modo, abordagens evolucionárias destacam que trajetórias tecnológicas são marcadas por dependência de caminho, aprendizado cumulativo e retornos crescentes, o que tende a reforçar assimetrias entre países com diferentes bases produtivas e tecnológicas (Dosi, 1982; Cimoli *et al.*, 2009). Nesse contexto, a política industrial verde assume papel central não apenas ao orientar a direção da mudança tecnológica, mas também por moldar a forma como países se inserem nas novas cadeias produtivas associadas à transição energética.

Evidencia-se que a transição energética configura-se como um problema clássico de coordenação econômica, no qual decisões de investimento são fortemente interdependentes, os horizontes temporais são longos e a incerteza quanto às trajetórias tecnológicas e à demanda futura é elevada. Nessas condições, mecanismos de mercado baseados exclusivamente em preços relativos tendem a gerar subinvestimento, atrasos coletivos e trajetórias inconsistentes, uma vez que os retornos sociais associados à descarbonização, à segurança energética e ao aprendizado tecnológico não são plenamente apropriáveis pelos agentes privados (Rodrik, 2004; 2014).

Além disso, a crescente complexidade dos sistemas energéticos, marcada pela integração de fontes intermitentes, pela necessidade de infraestrutura complementar e pela interação entre energia, indústria e finanças, reforça o caráter sistêmico desses desafios, ampliando os riscos associados às transições descoordenadas (IEA, 2021). Diante desse quadro, a OCDE (2024) destaca que a coordenação torna-se um elemento central da política econômica na transição energética, envolvendo tanto a sincronização intertemporal de investimentos quanto o alinhamento entre objetivos ambientais, segurança do abastecimento e desenvolvimento produtivo, o que recoloca o Estado e a política industrial verde como instâncias-chave na organização do processo de mudança estrutural.

Nos países em desenvolvimento, os desafios associados à coordenação da transição energética são amplificados por restrições estruturais adicionais, relacionadas à posição subordinada na divisão internacional do trabalho, à dependência tecnológica, à escassez de financiamento de longo prazo e à elevada vulnerabilidade a choques externos e climáticos. Como destacado por Kozul-Wright *et al.* (2025), a transição energética nesses países ocorre simultaneamente à necessidade de diversificação produtiva, expansão do acesso à energia e adaptação às mudanças climáticas, configurando um processo de transformação estrutural particularmente complexo. Nessas condições, estratégias de transição baseadas exclusivamente em sinais de mercado ou em instrumentos isolados tendem a reforçar padrões de especialização regressiva, aprofundar dependências externas e comprometer tanto a segurança energética quanto os objetivos de desenvolvimento.

Como desdobramento desse processo, a literatura recente tem enfatizado a necessidade de ir além de uma concepção abstrata do papel do Estado, incorporando o conceito de *green developmental statecraft* para captar a capacidade efetiva de coordenar políticas, mobilizar recursos e articular estratégias domésticas e internacionais de transformação estrutural verde. Esse enfoque destaca que a transição energética requer políticas industriais e energéticas coerentes, bem como capacidades estatais de planejamento, financiamento, regulação e coordenação interministerial, além da habilidade de negociar espaço de política no sistema internacional (Kozul-Wright *et al.*, 2025). Assim, a viabilidade da transição energética em economias em desenvolvimento depende crucialmente da qualidade do *statecraft*, entendido como a capacidade de o Estado alinhar objetivos ambientais, segurança energética e desenvolvimento produtivo em um contexto de fortes restrições internas e externas.

Esse entendimento dialoga diretamente com a abordagem desenvolvida por Mazzucato (2015), para quem o Estado não deve ser concebido apenas como corretor de falhas de mercado, porém como uma autoridade econômica central preparada para assumir riscos, coordenar investimentos e criar mercados capazes de orientar a direção da mudança estrutural em contextos marcados por elevada incerteza. Ao enfatizar o papel do Estado na definição de trajetórias tecnológicas e na articulação entre objetivos econômicos, sociais e ambientais, essa perspectiva reforça a noção de *statecraft* como capacidade prática de protagonizar, coordenar e arbitrar o processo de transição energética. Em economias em desenvolvimento, onde restrições produtivas, financeiras e institucionais são mais severas, a convergência entre coordenação estratégica, política industrial verde e capacidades estatais torna-se condição fundamental para compatibilizar descarbonização, segurança energética e desenvolvimento econômico.

Por fim, Allan e Nahm (2025) argumentam que as estratégias de política industrial verde variam conforme desafios setoriais específicos, em especial o grau de incerteza tecnológica e a posição das firmas nas cadeias globais de valor, exigindo combinações diferenciadas de instrumentos e capacidades estatais de coordenação. Essa perspectiva complementa abordagens orientadas por missões ao enfatizar que os desafios da transição energética envolvem tanto a definição de objetivos estratégicos quanto a articulação entre políticas e setores, elemento central para a análise das vantagens e limites do Brasil em relação à transição energética.

## 4 Transição energética no Brasil: um olhar para o setor de biocombustíveis

Esta seção traz uma análise da evolução e da importância relativa da indústria de biocombustíveis no Brasil, olhando em maior detalhe para seu progresso a partir dos anos 2010. Apresenta, ainda, as projeções do crescimento do setor em função (i) das expectativas de atendimento do mercado doméstico, bem como (ii) de suprir o mercado global de combustíveis sustentáveis de aviação

(SAF, da sigla em inglês para *Sustainable Aviation Fuel*) e de biocombustíveis marítimos.

A indústria de biocombustíveis no Brasil está concentrada na produção e consumo de etanol de cana-de-açúcar, etanol de milho e biodiesel — produzido principalmente a partir do óleo de soja. Os biocombustíveis são considerados uma das alternativas para a substituição dos combustíveis fósseis (predominantemente os derivados de petróleo), trazendo a possibilidade de redução das emissões dos gases causadores do efeito estufa (GEE), além de incorporar outros atributos associados à sustentabilidade, como a maior geração de empregos.

Usando-se a técnica da Análise de Insumo-Produto, a qual contabiliza todos os efeitos diretos e indiretos ao longo da cadeia produtiva do setor analisado, a Tabela 2 apresenta uma comparação de aspectos socioeconômicos entre a produção de biocombustíveis e a produção de gasolina e óleo diesel mineral para o Brasil relativa ao ano de 2021 (Horta Nogueira *et al.*, 2024). Nota-se que, no Brasil, por unidade energética disponível, os biocombustíveis geram 1,62 vez o PIB setorial em comparação aos combustíveis fósseis, quase seis vezes o número de empregos, e apresentam 0,69 vez a remuneração média por emprego gerado.

#### 4.1 Principais políticas públicas para os biocombustíveis no Brasil: Proálcool, PNPB e RenovaBio

Um dos marcos mais conhecidos — senão o mais conhecido — do setor de biocombustíveis no Brasil, e até mesmo no mundo, foi o advento do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), lançado em outubro de 1975 como resposta direta ao severo impacto da primeira crise mundial do petróleo em 1973 e, posteriormente, da segunda crise em 1979. A presença histórica da indústria sucroalcooleira no país contribuiu de forma decisiva para a viabilização do programa, tanto do ponto de vista produtivo quanto institucional. Entretanto, cabe destacar que, no Brasil, a adição de etanol anidro à gasolina antecede o Proálcool: ela é iniciada em 1931, de tal modo que, em média, entre 1931 e 1975, a participação em volume do etanol na gasolina foi de aproximadamente 7,5% (BNDES e CGEE, 2008). Neste sentido, pode-se afirmar que a produção e uso de biocombustíveis é uma vocação brasileira.

Na sua primeira fase, entre 1975 e 1979, o Proálcool esteve fortemente concentrado em reduzir a dependência externa de petróleo por meio da ampliação substancial da participação do etanol anidro na gasolina. De acordo com dados do Balanço Energético Nacional (BEN), essa participação aumentou de 1,1% em 1975 para 14,2% em 1979 (EPE, 2025). Já em sua segunda fase, de 1980 a 1986, o programa apresentou uma expansão ainda mais significativa, destacando-se o desenvolvimento tecnológico e o início da produção em massa do primeiro veículo movido exclusivamente a etanol hidratado no mundo, o Fiat 147, lançado em 1979. O sucesso dos automóveis a etanol no Brasil foi singular: em 1984 e 1985, 94,5% e 95,9% do emplacamento de automóveis novos, respectivamente, correspondeu a veículos movidos a etanol (ANFAVEA, 2025). No mesmo período, o consumo de combustíveis da frota de veículos leves apresentou uma queda de 40,5% no uso de gasolina e um aumento de 6.590,7% no consumo de etanol (anidro e hidratado), que passou de 162 milhões de litros em 1975 para 10.839 milhões de litros em 1986 (EPE, 2025).

O contrachoque do petróleo, ocorrido em meados dos anos 1980 com a forte redução dos preços internacionais do barril, levou à perda de competitividade do etanol frente à gasolina no país. Esse processo resultou na estagnação da oferta de etanol hidratado no mercado doméstico e culminou em uma crise de abastecimento no final de 1989 e início da década de 1990. Como consequência direta, observou-se uma retração acentuada das vendas de veículos novos movidos exclusivamente a etanol que persistiu por mais de uma década.

Tabela 2: Comparação de aspectos socioeconômicos entre a produção de biocombustíveis e a produção de gasolina e óleo diesel mineral — Brasil

Item	Óleo diesel mineral e gasolina pura	Biocombustíveis	Biocombustíveis/relação aos fósseis
Empregos/mil tep	10,3	60,1	5,86
PIB setorial (mil R\$)/tep	3,3	5,4	1,62
Remunerações e rendimento misto bruto mensais médios (em mil R\$) por emprego	4,8	3,3	0,69
Remunerações e rendimento misto bruto mensais médios (em mil R\$) por mil tep	49,6	199,5	4,02
Parcela das remunerações e do rendimento misto bruto sobre o PIB setorial	17,9%	44,4%	2,49

Fonte: Horta Nogueira *et al.* (2024).

No início dos anos 2000, contudo, o setor sucroalcooleiro brasileiro já havia acumulado uma curva de aprendizado relevante, com ganhos de produtividade agrícola e industrial e um cenário de excesso de oferta de etanol. Sob essas condições, o preço do etanol hidratado encontrava-se significativamente abaixo do da gasolina C nos postos, abrindo espaço para uma retomada do uso do biocombustível. Considerando o trauma do consumidor brasileiro com a crise de abastecimento de 1989, a Volkswagen do Brasil lançou, em março de 2003, o Gol Total Flex, veículo capaz de operar com qualquer mistura de gasolina e etanol hidratado. A aceitação dos veículos *flex-fuel* foi imediata, de tal modo que, logo em 2006, eles representaram 81,7% do emplacamento de automóveis novos no país (ANFAVEA, 2025). A difusão dessa tecnologia tornou possível uma nova expansão da produção e do consumo de etanol hidratado no Brasil.

Outro marco relevante da política brasileira de biocombustíveis foi a criação do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), em 2004. Diferentemente do Proálcool (cujo *driver* foi reduzir a dependência do país em relação ao petróleo importado), o PNPB foi concebido desde sua origem com objetivos múltiplos, combinando metas energéticas, ambientais e sociais. Além da substituição parcial do diesel fóssil, o programa buscou promover a inclusão produtiva da agricultura familiar por meio do Selo Combustível Social e da diversificação das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel (Câmara dos Deputados, 2005). A introdução mandatória do biodiesel na mistura ao diesel mineral, inicialmente em níveis baixos, foi gradualmente ampliada ao longo dos anos seguintes, consolidando o biodiesel como um componente estrutural da matriz de transportes brasileira.

Mais recentemente, um novo marco institucional foi estabelecido com a criação da Política Nacional dos Biocombustíveis — o RenovaBio —, instituída pela Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. O RenovaBio tem como objetivos principais: (i) “contribuir para o atendimento aos compromissos do País no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima”; (ii) “contribuir com a adequada relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de avaliação de ciclo de vida”; (iii) “promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis”; e (iv) “contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis” (Câmara dos Deputados, 2017). Seu principal instrumento são os Créditos de Descarboxinação (CBIOs), títulos negociáveis que representam a redução de uma tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente associada ao uso de biocombustíveis em substituição aos combustíveis fósseis. Ao atrelar metas compulsórias às distribuidoras e criar um mercado para os CBIOs, o RenovaBio introduziu uma nova fonte potencial de receita para os produtores e sinalizou incentivos de longo prazo para o setor (MME, 2024).

Para além das dimensões tecnológicas e ambientais, a competitividade dos biocombustíveis também é condicionada por fatores econômicos e institucionais, evidenciando que sua expansão não decorre exclusivamente de vantagens comparativas naturais, mas de arranjos regulatórios e de políticas públicas específicas. No Brasil, mesmo com toda a vocação e excelência das condições brasileiras, é importante chamar a atenção que o preço de produtor por conteúdo energético dos biocombustíveis no país é superior aos dos combustíveis fósseis. Por exemplo, com base nos dados da Pesquisa Industrial Anual (PIA) de 2023 (IBGE, 2025) e do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2025 (EPE, 2025), observa-se que, em 2023, o preço ao produtor do etanol hidratado por unidade energética foi 29,7% superior ao da gasolina A. Isso indica a necessidade de um subsídio implícito para que o biocombustível seja competitivo em relação ao combustível fóssil nos postos, isto é, para que o preço do etanol hidratado por litro não ultrapasse 70% do preço da gasolina C ao consumidor final.

## 4.2 A contração relativa do etanol de cana-de-açúcar entre 2010 e 2024 e o avanço do etanol de milho

Apesar do arcabouço institucional favorável e da ampla difusão dos veículos *flex-fuel*, cuja participação na frota de veículos leves aproximou-se de 80% em 2024, o consumo relativo de etanol hidratado no Brasil apresentou crescimento modesto entre 2010 e 2024. Nesse período, a participação volumétrica do etanol combustível (anidro e hidratado) em relação à soma de gasolina A e etanol passou de 50,5% para apenas 52,7% (EPE, 2025). Observa-se, adicionalmente, que o crescimento mais expressivo do etanol ocorreu no componente anidro, associado ao aumento da mistura obrigatória na gasolina A, que passou de 23,8% em 2010 para 27,7% em 2024. Para o consumidor proprietário de um veículo *flex-fuel*, contudo, a decisão relevante é a escolha entre etanol hidratado e gasolina C, e, nesse caso, o consumo de gasolina C cresceu 49,5% no período, frente a 45,9% do etanol hidratado.

Diversos fatores ajudam a explicar essa contração relativa do etanol de cana-de-açúcar. Entre eles destacam-se a volatilidade dos preços entre etanol e gasolina, a política de controle de preços dos combustíveis fósseis em determinados subperíodos, restrições de investimento no setor sucroenergético e a competição crescente com o etanol de milho. A partir de 2012, a produção de etanol de milho no Brasil cresceu de forma acelerada, atingindo cerca de 21% da produção total de etanol em 2024. Contrariamente ao etanol de cana, o etanol de milho apresenta maior integração com o complexo agroindustrial de grãos, maior flexibilidade produtiva e menor dependência de ciclos agrícolas longos, além de ser beneficiado por coprodutos como o DDG (Moreira *et al.*, 2020; Gurgel *et al.*, 2024). Em contraste, a produção de etanol de cana-de-açúcar cresceu apenas 9,6% entre 2010 e 2024, refletindo um crescimento médio anual inferior a 1%.

## 4.3 Evolução da produção e do consumo de biodiesel no Brasil entre 2005 e 2024

No que se refere ao biodiesel, a trajetória brasileira entre 2005 e 2024 foi marcada por expansão contínua da produção e do consumo, fortemente ancorada em mandatos regulatórios. A introdução da mistura obrigatória ao diesel mineral, inicialmente em níveis de 2% a partir de 2008, foi progressivamente ampliada ao longo dos anos, alcançando patamares superiores a 10% na década de 2020. Esse processo permitiu a consolidação de um parque industrial relevante, com diversidade de matérias-primas — incluindo óleo de soja, sebo bovino e outras oleaginosas — e forte participação do agronegócio nacional.

O consumo de biodiesel acompanhou de perto a evolução do transporte rodoviário de cargas e passageiros, tornando-se um componente estrutural da matriz energética brasileira. De modo contrário ao etanol hidratado, cuja adoção depende diretamente da decisão individual do consumidor, o biodiesel beneficia-se de um mecanismo de demanda praticamente cativo, determinado por mandatos legais. Esse desenho institucional conferiu maior previsibilidade ao setor, favorecendo investimentos e ganhos de escala ao longo do tempo (Cavalcante Filho *et al.*, 2021).

Os números e fatos apresentados sobre a evolução da produção e do consumo de etanol e biodiesel no Brasil entre 2010 e 2024 remetem, por fim, a uma reflexão sobre as condições efetivas para que o país amplie seu protagonismo no uso doméstico de biocombustíveis. Apesar da grande disponibilidade de terras, das condições edafoclimáticas favoráveis, do elevado domínio tecnológico e de um arcabouço institucional relativamente sofisticado, esses fatores ainda não se traduziram em uma expansão mais robusta do consumo, particularmente de etanol hidratado. Tal contraste evidencia que, para além das vantagens comparativas naturais, o desempenho dos biocombustíveis depende de incentivos econômicos consistentes, estabilidade regulatória e coordenação eficaz entre políticas energéticas, ambientais e industriais.

#### 4.4 Projeções para biocombustíveis no Brasil e a interação com a transição energética

No horizonte do Plano Nacional de Energia 2050 (Brasil, MME/EPE, 2020), a EPE trata os biocombustíveis como um vetor estrutural da transição energética brasileira, especialmente em segmentos nos quais a eletrificação enfrenta barreiras tecnológicas e de infraestrutura. Ao mesmo tempo, o plano explicita que a trajetória da demanda por combustíveis líquidos não é monotônica: ela depende, crucialmente, do ritmo de eletrificação do transporte e do perfil tecnológico que prevalecerá na frota, sobretudo nos veículos leves.

A EPE analisa a eletrificação dos veículos leves sob duas perspectivas. Na trajetória de maior eletromobilidade, há aceleração do licenciamento de veículos elétricos após 2030 e, no limite, substituição total de veículos a combustão interna (*ICE*) na última década do horizonte, sustentada por arranjos legais e regulatórios robustos, incentivos e forte redução de custos (inclusive com possibilidade de banimento de *ICE*). Nessa leitura, o efeito líquido sobre o etanol tende a ser negativo, porque a eletrificação desloca a demanda energética do vetor “combustível” para o vetor “eletricidade”, reduzindo o mercado potencial de etanol hidratado e, por extensão, parte da demanda por etanol anidro (a depender da evolução da gasolina e do mandato de mistura).

Em contraste, na trajetória alternativa, caracterizada por uma entrada mais modesta da eletromobilidade, a EPE considera um cenário de coexistência relativamente robusta entre *ICE* e híbridos, com a solução dos biocombustíveis (no caso brasileiro, a motorização *flex*) funcionando como ponte de descarbonização até 2050. Neste caso, o etanol mantém um papel relevante, porém mais como “tecnologia de transição” do que como vetor hegemônico. Em outras palavras, a própria lógica do PNE sugere que, quanto mais acelerada for a eletrificação, menor será o espaço do etanol no consumo final de energia dos veículos leves; e, naturalmente, quanto mais lenta, maior a persistência do etanol como instrumento de mitigação.

Quanto ao bioquerosene de aviação (bioQAV), considerado combustível sustentável de aviação (SAF, na sigla em inglês), o PNE 2050 enquadra-o no conjunto de “novos biocombustíveis”, com potencial de substituir combustíveis fósseis em setores difíceis de descarbonizar. O documento vincula a relevância do bioQAV à evolução de compromissos e instrumentos internacionais, citando explicitamente o CORSIA/ICAO como elemento que reforça a obrigação de mitigação de emissões na aviação internacional. Ao mesmo tempo, o PNE 2050 é prudente: ele ressalta que a disseminação desses novos biocombustíveis depende de regulamentação, desenvolvimento tecnológico e competitividade de preços frente aos substitutos fósseis. Ou seja, a projeção é de oportunidade e crescimento potencial, mas condicionada a superar gargalos de custo e escala — em contraste com o etanol e o biodiesel, já consolidados por mandatos e infraestrutura.

No mercado internacional, o principal vetor de demanda por SAF decorre da agenda climática da aviação e, em particular, do arcabouço regulatório associado ao CORSIA/ICAO. Um insumo relevante para dimensionar as perspectivas de curto prazo é o relatório da ICAO sobre projeções de produção de SAF até 2030, que apresenta cenários nos quais a substituição do querosene fóssil por SAF pode alcançar, nesse horizonte temporal, entre 2,5% e 5,0% da demanda global projetada de combustível de aviação, a depender das premissas adotadas. Essa magnitude, embora ainda modesta, aponta para um mercado em rápida expansão, com implicações relevantes para países com vantagem comparativa em biomassa e em rotas tecnológicas elegíveis segundo critérios de sustentabilidade.

No transporte marítimo, a direção estratégica é dada pela Organização Marítima Internacional (IMO, na sigla em inglês), cuja estratégia atualizada estabelece a meta de emissões líquidas zero “por volta de 2050” e define marcos indicativos de redução para 2030 e 2040 em relação a 2008.

Embora a IMO não apresente, no mesmo documento, uma “projeção única” de demanda por biocombustíveis marítimos, o desenho regulatório e as metas implícitas indicam um aumento estrutural da procura por combustíveis de menor intensidade de carbono (incluindo biocombustíveis e combustíveis sintéticos), especialmente se as regras econômicas, como padrões de combustível e mecanismos de precificação, consolidarem-se na década de 2020.

Nesse contexto, a própria EPE sugere que biocombustíveis avançados — incluindo bioQAV e biocombustíveis para uso marítimo — podem ganhar espaço como substitutos *drop-in*, todavia enfatiza que a formação de um mercado internacional mais líquido requer diversificação geográfica da oferta e padronização do produto e sua qualidade. Em linha com isso, o PNE 2050 ressalta que a produção mundial de biocombustíveis é concentrada e que a ampliação do comércio internacional depende de maior diversificação de países produtores e de rotas tecnológicas.

Quanto ao papel do Brasil como potencial ofertante para atender parte dessa demanda externa, o PNE 2050 não fixa, no texto principal, uma meta quantitativa de exportação de SAF ou biocombustível marítimo. Ainda assim, o documento constrói uma narrativa consistente de que o país pode se posicionar como grande *player* em cadeias energéticas renováveis, desde que consiga endereçar os gargalos de competitividade, certificação e governança regulatória (além da coordenação entre políticas setoriais). Em termos de implicação econômica, isso sugere que a janela internacional para novos biocombustíveis não substitui o debate doméstico (eletrificação versus combustíveis), mas adiciona um segundo eixo: a possibilidade de o Brasil deslocar parte da sua vantagem comparativa em biomassa para mercados globais *hard-to-abate*, como SAF e combustíveis marítimos como candidatos naturais.

#### 4.5 Trade-off entre eletrificação e biocombustíveis

A transição energética no setor de transportes suscita um debate complexo e multifacetado, no qual a disputa por protagonismo entre veículos híbridos, elétricos puros e modelos movidos exclusivamente a biocombustíveis segue acirrada. As vantagens pendem, para uma ou outra rota tecnológica, conforme as premissas adotadas pelos diferentes atores do setor. A análise comparativa entre essas alternativas está longe de ser trivial, pois envolve um conjunto denso e complexo de variáveis, frequentemente influenciadas por escolhas metodológicas rigorosas, recortes geográficos e premissas técnicas próprias dos estudos de ciclo de vida.

Dentre os principais fatores e variáveis que afetam os resultados dessas análises comparativas, destacam-se múltiplas dimensões operacionais e de manufatura. Primeiramente, a intensidade energética, frequentemente medida em megajoules por quilômetro (MJ/km), atua como um indicador direto de desempenho, estando intrinsecamente associada à eficiência do trem de força (*powertrain*) adotado e à massa total dos veículos em operação. Adicionalmente, a intensidade de carbono associada à geração da eletricidade consumida e aos processos de produção dos biocombustíveis (expressa em g CO<sub>2e</sub>/MJ) desempenha um papel determinante na pegada ambiental. Esse fator é fortemente influenciado pelas características regionais da matriz energética e pelas especificidades dos processos produtivos locais.

Outro elemento estrutural na equação da descarbonização é a vida útil dos veículos e de suas respectivas baterias. Com estimativas técnicas que variam de 150 mil a 250 mil quilômetros rodados, a durabilidade afeta de maneira direta e profunda a amortização das emissões geradas na fase de uso e na fase de produção. Nesse sentido, as emissões geradas na manufatura (medidas em kg CO<sub>2e</sub>/veículo) tornam-se um diferencial crítico, sendo determinadas primordialmente pelos materiais empregados em cada projeto, principalmente aço, alumínio, cobre e polímeros, responsáveis por mais de 90% das emissões na manufatura de veículos a combustão tradicionais. Já para os veículos elétricos puros, tais materiais podem ser responsáveis por mais de 50% das

emissões na sua manufatura.

No caso das baterias, a importância reside nos parâmetros de fabricação, especialmente sua densidade energética (Wh/kg) e a elevada intensidade de carbono associada à sua produção (kg CO<sub>2</sub>e/kWh). Os Fatores de Emissão de todos os materiais adotados nas cadeias produtivas são, de igual maneira, fortemente afetados pelo perfil de geração de energia da região produtora, oscilando drasticamente caso a rede dependa mais da queima de carvão e petróleo, ou se é majoritariamente alimentada por fontes renováveis e energia nuclear. Orbitando todas essas variáveis físicas, encontram-se os custos de capital e a economia de escala, sujeitos aos ditames das políticas industriais, ao arranjo das cadeias de suprimento e às flutuações das dinâmicas do mercado global.

Nesse cenário permeado por diferentes indicadores, diversos grupos de interesse mobilizam amplos argumentos técnicos, econômicos e socioambientais para defender a supremacia de suas respectivas rotas tecnológicas. Os defensores da manutenção e expansão dos biocombustíveis enfatizam com maior frequência os expressivos ganhos socioeconômicos derivados desta cadeia. Argumentam que o setor promove maior geração de empregos e exerce um impacto positivo direto no Produto Interno Bruto (PIB), fenômeno que é particularmente visível em países com um agronegócio consolidado e produtivo, como é o caso do Brasil.

Outro pilar dessa argumentação é a vantagem macroeconômica decorrente da postergação de investimentos estatais e privados vultosos, necessários para a construção de uma malha nacional de infraestrutura de recarga rápida. Ao adiar essa empreitada, também se mitigam os passivos ambientais a ela associados, como aqueles relacionados à implantação das redes de transmissão. Defende-se, como estratégia nacional, postergar a aquisição e a internalização de frotas totalmente eletrificadas, a fim de beneficiar-se futuramente da curva de aprendizado tecnológica dos países centrais e da consequente redução global de custos.

Sob a ótica climática, essa frente defende, além disso, o imenso potencial de neutralidade de carbono inerente aos biocombustíveis, especialmente por meio de rotas tecnológicas que já incorporam a captura e estocagem de CO<sub>2</sub> diretamente na etapa de fermentação das usinas. Argumenta-se também que, em muitos cenários analíticos, os veículos híbridos apresentam uma emissão acumulada — sob a perspectiva de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) do “berço ao portão” — muito semelhante à dos veículos puramente elétricos.

No entanto, reconhece-se no debate metodológico que a proposição de que apenas o total acumulado de emissões importa — independentemente do perfil temporal e imediato de sua liberação na atmosfera — não se sustenta facilmente diante do atual entendimento científico sobre o efeito multiplicador dos *feedbacks* climáticos resultantes principalmente do aumento de vapor de água e nuvens na atmosfera e da redução do albedo médio, causada pela diminuição das coberturas brancas decorrente de emissões antecipadas. A estes argumentos somam-se preocupações sobre segurança resultantes do risco de baterias elétricas poderem pegar fogo e explodir, ademais dos eventuais impactos socioambientais da mineração e descarte de seus elementos, preocupações estas que podem ser fortemente mitigadas com tecnologias já disponíveis.

Em contrapartida, os defensores dos veículos puramente elétricos contrapõem a rota dos biocombustíveis com argumentos baseados em eficiência física absoluta e mudanças estruturais definitivas. O principal alicerce técnico desse grupo é o fato de que a motorização elétrica apresenta uma eficiência energética global vastamente superior ao longo do uso do veículo, frequentemente mais do que o dobro do observado em veículos a combustão tradicionais e híbridos leves. Isso resulta em um consumo de energia por quilômetro rodado significativamente menor, frisando que a motorização tradicional a combustão possui limites rigorosos e conhecidos de eficiência térmica, os quais são irrevogavelmente impostos pelas leis da termodinâmica.

Ressalta-se, também, o potencial imbatível de neutralidade de carbono da frota em movimento,

um benefício que se maximiza com a contínua ampliação de plantas geradoras de energia de baixo carbono interligadas ao sistema (tais como matrizes solares, eólicas, nucleares e afins). Do ponto de vista territorial, este grupo argumenta que existem severas limitações físicas e ambientais estruturais para a expansão indefinida da fronteira agrícola dedicada à produção de matérias-primas para biocombustíveis. Alerta-se reiteradamente para os riscos associados às mudanças diretas e indiretas no uso da terra (fenômenos conhecidos pelas siglas dLUC e iLUC, respectivamente), para a potencial competição com a produção destinada à segurança alimentar e para a pressão inaceitável sobre os biomas nativos.

Soma-se a isso o apelo aos inegáveis benefícios imediatos à saúde pública em centros urbanos altamente adensados, decorrentes da eliminação de gases e material particulado emitidos pelos escapamentos, o que promove uma redução consequente e sistêmica dos custos no sistema de saúde. Estrategicamente, postula-se que a eletrificação impõe uma aceleração irreversível da transição energética, resultando na redução drástica da dependência geopolítica e econômica do petróleo, mitigando assim as vulnerabilidades associadas à concentração global de reservas fósseis e à histórica volatilidade de seus preços.

Fica claro que a controvérsia entre essas diferentes rotas tecnológicas não se resume, de maneira alguma, a uma mera dicotomia técnica entre motores elétricos e motores a combustão. O debate envolve pesadas escolhas estratégicas de cada país, delinea diferentes visões de futuro para a política industrial nacional, sopesa prioridades ambientais que operam em escalas distintas (o controle da poluição urbana local versus a mitigação do aquecimento global) e carrega diferentes juízos de valor sobre a velocidade desejável e economicamente viável para conduzir a transição energética dentro do setor de transportes.

Além do transporte rodoviário, a busca por descarbonização abre novas fronteiras mercadológicas que merecem atenção especial, com particular destaque para a priorização do Combustível Sustentável de Aviação (SAF) produzido a partir do etanol. À medida que a eletrificação em veículos leves e de passeio avança globalmente, redirecionar parte da gigantesca vocação agrícola e industrial do Brasil na produção de etanol para atender ao setor de aviação — sabidamente reconhecido como um dos mais difíceis de descarbonizar — torna-se uma estratégia fundamental.

A produção de SAF via processo *Alcohol-to-Jet* (ATJ) permite ao país transformar um recurso em que já possui dominância e escala em um produto de alto valor agregado, capaz de suprir as rigorosas exigências de mandatos internacionais, como os estabelecidos pelo programa CORSIA. Ao invés de travar uma disputa direta contra a eletrificação das frotas urbanas, o setor sucroenergético brasileiro pode reposicionar-se como o fornecedor prioritário e inevitável de combustível de baixo carbono para as companhias aéreas globais, mitigando riscos de demanda interna e maximizando receitas externas em um nicho de mercado onde baterias elétricas pesadas ainda não apresentam viabilidade técnica para voos comerciais de longa distância.

Outra vertente tecnológica que promete reconfigurar esse intrincado cenário, e que reflete o estágio atual de busca por convergência, é o desenvolvimento avançado da célula de combustível a etanol. Esta tecnologia tenta unir a alta eficiência da tração elétrica com a densidade energética superior e a facilidade de armazenamento do combustível líquido. A via de desenvolvimento direto, por meio das Células a Combustível de Óxido Sólido (SOFC), permite extrair energia eletroquímica diretamente do etanol. No entanto, o estágio atual desta tecnologia direta ainda esbarra em obstáculos significativos, lidando com grandes desafios tecnológicos de contaminação interna, perdas de eficiência ao longo do tempo e alta temperatura de trabalho. Essa exigência térmica elevada pode requerer um tempo de aquecimento prévio que varia, de forma impraticável para o consumidor comum, entre 15 a 30 minutos apenas para dar a partida, somando-se ainda aos persistentes problemas de duração dos componentes e aos elevados custos de material.

Uma via alternativa nesse arranjo consiste na utilização de reformadores embarcados nos

próprios veículos, sejam leves ou comerciais pesados, responsáveis por converter o etanol em hidrogênio antes de alimentá-lo em células de combustível convencionais. As barreiras, porém, não são menores: há substanciais penalidades no *CAPEX* (custo de capital) do veículo, a eficiência combinada do sistema é comprometida pelas perdas termodinâmicas no processo de reforma, além de haver incrementos severos no custo final, no peso estrutural e no volume ocupado pelo maquinário embarcado.

Diante das complexidades das opções embarcadas, o setor estuda também a viabilidade dos reformadores estacionários alocados nos próprios postos de combustível. Esse modelo visa usar a infraestrutura existente de dutos e caminhões que já transportam etanol para o posto, onde o combustível seria então convertido localmente em hidrogênio e entregue pressurizado aos veículos elétricos a célula de combustível. Contudo, a escalabilidade dessa solução depara-se novamente com um elevadíssimo *CAPEX* para a adaptação de cada posto, além das exigências tecnológicas extremas para a purificação do hidrogênio no local e a conhecida complexidade termodinâmica e de segurança envolvida na estocagem desse gás. Estes desafios técnicos evidenciam que a convergência entre os biocombustíveis e os motores elétricos ainda depende de amadurecimento disruptivo para viabilizar-se economicamente em larga escala.

## 5 Política industrial verde e transição energética no Brasil: desafios de coordenação

Com base no diagnóstico empírico e no enquadramento analítico desenvolvidos nas seções anteriores, apresenta-se uma avaliação normativa da recente arquitetura da política industrial verde no Brasil, com foco nos desafios de coordenação entre as várias iniciativas já existentes, que enfrentam, direta ou indiretamente, a transição energética. A análise do setor de biocombustíveis apresentada na seção anterior evidencia que o Brasil dispõe de uma base produtiva consolidada, de instrumentos regulatórios sofisticados e de vantagens comparativas relevantes para ampliar seu protagonismo na transição energética, tanto no mercado doméstico quanto em segmentos internacionais emergentes. Ainda assim, os resultados observados revelam limites importantes associados à expansão efetiva do consumo, ao adensamento produtivo e ao avanço tecnológico, indicando que tais vantagens não se traduzem automaticamente em transformação estrutural. Esse contraste reforça a necessidade de deslocar o foco analítico do desempenho setorial isolado para o problema mais amplo da coordenação entre políticas energéticas, industriais e ambientais, tema central desta seção.

O desafio central da política industrial verde no Brasil articulada com a transição energética não reside na ausência de iniciativas, mas na dificuldade de integrar e coordenar instrumentos, programas e níveis de governo em torno de uma estratégia coerente de transformação estrutural compatível com as exigências da transição energética. Essa leitura aparece em Peres *et al.* (2024), cujo argumento é de que, embora haja um consenso crescente quanto à necessidade de políticas industriais ativas para enfrentar os desafios climáticos, a efetividade dessas políticas depende menos da adoção isolada de instrumentos e mais da coerência entre objetivos, instrumentos e capacidades estatais.

Essa avaliação é reforçada por Guerra *et al.* (2025), quando argumentam que o Brasil reúne um conjunto raro de condições estruturais para se tornar uma potência industrial verde na nova geopolítica da transição energética, combinando abundância de recursos renováveis, disponibilidade de minerais críticos, elevada biocapacidade, uma matriz elétrica majoritariamente limpa e uma base manufatureira ainda relevante. Segundo os autores, essas características posicionam o país entre um grupo restrito de economias com potencial para liderar cadeias produtivas estratégicas

da economia verde global, como minerais de transição, biocombustíveis avançados, aço de baixo carbono, manufatura eólica e combustíveis sustentáveis para a aviação.

No entanto, Guerra *et al.* (2025) ressaltam que esse potencial não se traduz automaticamente em transformação estrutural, sobretudo em contextos marcados por desindustrialização precoce e forte dependência de exportações primárias. A experiência recente da política industrial brasileira revela avanços importantes ao reconhecer a centralidade da descarbonização e ao adotar uma retórica orientada por missões, mas ainda se depara com desafios relevantes, sobretudo na dimensão de governança.

A Nova Indústria Brasil (NIB) constitui a iniciativa mais abrangente e explícita de retomada da política industrial no país nas últimas décadas, incorporando, de maneira inédita, a transição energética e a descarbonização como eixos centrais da estratégia de desenvolvimento (Brasil, 2024a). No âmbito da Missão 5, dedicada à transição energética, a NIB estabelece metas associadas à expansão de fontes energéticas de baixo carbono, ao fortalecimento da segurança e da confiabilidade do sistema energético, à redução da intensidade de emissões da base produtiva e ao desenvolvimento de capacidades industriais em setores estratégicos, como energias renováveis, biocombustíveis avançados, hidrogênio de baixa emissão e tecnologias associadas à eficiência energética.

Análises recentes têm chamado a atenção para fragilidades associadas à amplitude do desenho inicial da NIB. Guerra *et al.* (2025) esclarecem que a NIB avança ao recolocar a política industrial no centro da estratégia de desenvolvimento e ao incorporar explicitamente a descarbonização, porém sua estrutura excessivamente abrangente tende a diluir prioridades e dificultar a definição de alvos produtivos e tecnológicos claros.

Análises externas especializadas reforçam esse diagnóstico crítico. Em um comentário recente sobre a Nova Indústria Brasil, o *Cambridge Industrial Innovation Policy* destaca que, apesar da relevância da retomada da política industrial e da adoção de uma abordagem orientada por missões, o desenho da NIB enfrenta desafios significativos de implementação. Em particular, o estudo alerta que missões excessivamente amplas podem deslocar o foco das dinâmicas setoriais concretas e que a efetividade da política depende do fortalecimento de capacidades estatais e de mecanismos de coordenação interinstitucional capazes de sustentar a abordagem proposta ao longo do tempo (*Cambridge Industrial Innovation Policy*, 2024).

Paralelamente à NIB, o governo federal lançou o Plano de Transformação Ecológica (PTE) como uma iniciativa destinada a estruturar uma agenda abrangente de transição ecológica, ancorada em instrumentos macroeconômicos, fiscais, financeiros e regulatórios. O PTE tem como objetivo “reposicionar a política econômica brasileira em bases sustentáveis, articulando crescimento, estabilidade macroeconômica, justiça social e enfrentamento da mudança do clima” (Brasil, 2023). Diferentemente da NIB, cuja ênfase recai sobre a política industrial e a transformação da base produtiva, o PTE apresenta-se como um arcabouço transversal, buscando alinhar políticas econômicas e ambientais em uma estratégia integrada de desenvolvimento de longo prazo.

Do ponto de vista conceitual, o PTE representa um avanço relevante ao reconhecer explicitamente que a transição ecológica exige mudanças coordenadas nos regimes fiscal, financeiro e regulatório, e não apenas políticas setoriais isoladas. O plano enfatiza, por exemplo, o papel do Estado na mobilização de financiamento sustentável, na criação de instrumentos fiscais compatíveis com a descarbonização e na indução de investimentos verdes, dialogando com a literatura que destaca a necessidade de compatibilizar estabilidade macroeconômica e políticas de transição energética (Brasil, 2023). Nesse sentido, o PTE amplia o escopo da política industrial verde ao situá-la dentro de um enquadramento macroeconômico mais amplo, reconhecendo que a transformação produtiva depende de condições sistêmicas favoráveis.

Contudo, a própria natureza transversal do PTE impõe desafios significativos de coordenação

à política industrial propriamente dita. Embora o plano reconheça a importância da transformação produtiva e da reindustrialização sustentável, seus instrumentos permanecem, em grande medida, formulados em nível programático, sem mecanismos claros de vinculação com prioridades produtivas específicas ou com as missões da NIB.

Essa leitura é compartilhada por Maria *et al.* (2025), ao esclarecer que a ausência de mecanismos claros de coordenação entre política industrial, política climática e instrumentos macroeconômicos limita o potencial transformador da política industrial verde, reforçando o risco de trajetórias baseadas na especialização primária “verde”, sem adensamento produtivo e tecnológico. Em linha semelhante, Carazza (2025) destaca que a sobreposição de agendas e a ausência de coerência entre objetivos, instrumentos e capacidades estatais tendem a diluir a eficácia de políticas orientadas por missões, sobretudo em economias em desenvolvimento sujeitas a restrições institucionais e fiscais.

De modo a dar maior concretude à crítica acerca da limitada coordenação entre NIB e o PTE, o Quadro 1 acima sintetiza e compara os principais objetivos, instrumentos e arranjos institucionais de ambas as iniciativas. O exercício evidencia que, embora ambos os programas mobilizem a agenda da transição energética, eles operam em lógicas distintas e pouco integradas: enquanto a NIB estrutura uma estratégia produtiva baseada em missões, cadeias prioritárias e instrumentos de desenvolvimento industrial, o PTE ancora-se predominantemente em mecanismos regulatórios e financeiros. Essa assimetria ajuda a explicar por que os sinais de política climática nem sempre se traduzem em capacidades produtivas domésticas, reforçando a necessidade de mecanismos mais explícitos de coordenação interprogramas.

Parece claro, portanto, que a fragilidade da coordenação entre a NIB e o PTE constitui um entrave substantivo à capacidade de o Brasil conduzir uma transição energética compatível com suas exigências técnicas, econômicas e institucionais. A ausência de articulação efetiva entre esses programas e instrumentos compromete a coerência dos sinais de política necessários para orientar investimentos, inovação e escolhas tecnológicas em setores-chave da descarbonização, dificultando tanto a atuação estratégica do Estado quanto o alinhamento das expectativas e decisões do setor privado.

No caso específico do setor elétrico, os desafios da transição energética brasileira assumem contornos distintos daqueles observados em economias fortemente dependentes de carvão ou outras fontes fósseis. A matriz elétrica brasileira já é majoritariamente limpa, com forte participação da hidroeleticidade, de modo que o desafio central não reside na substituição de fontes fósseis existentes, mas em evitar que a expansão da oferta ocorra de forma crescentemente fóssil na margem. Esse risco é ampliado pelo esgotamento relativo do potencial hidrelétrico economicamente e socialmente viável, concentrado, em grande medida, na Amazônia; e pela perspectiva de aumento da demanda energética associada ao crescimento econômico.

Embora a ampliação de fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, seja frequentemente apresentada como solução suficiente, sua expansão descoordenada pode comprometer a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico, objetivo central da Missão 5 da NIB. Assim, a transição energética no setor elétrico brasileiro exige estratégias integradas que ampliem simultaneamente a participação de fontes renováveis e a capacidade de geração despachável e de flexibilidade do sistema, reforçando o papel da coordenação entre política energética e política industrial.

Essa necessidade de coordenação ganha ainda mais relevância quando considerada à luz da dinâmica histórica das transições energéticas, caracterizadas menos pela substituição de fontes e mais por processos cumulativos de adição, que ampliam a complexidade dos sistemas energéticos. No contexto atual, a rápida expansão de fontes renováveis intermitentes, se não acompanhada pelo desenvolvimento de capacidades industriais e institucionais adequadas, pode aprofundar desafios associados à segurança e à estabilidade do sistema elétrico.

Quadro 1: Comparação entre NIB e PTE: objetivos, instrumentos e lacunas de coordenação

<b>Dimensão</b>	<b>Nova Indústria Brasil (NIB)</b>	<b>Plano de Transformação Ecológica (PTE)</b>	<b>Lacunas de coordenação</b>
Objetivo central	Reindustrialização orientada por missões, com foco em adensamento produtivo	Descarbonização via instrumentos financeiros e regulatórios	Ausência de metas produtivas compartilhadas
Ênfase	Capacidades produtivas, inovação, cadeias industriais	Precificação, taxonomia e finanças verdes	Desalinhamento entre política climática e política industrial
Instrumentos	Crédito direcionado, compras públicas, conteúdo local, encomendas tecnológicas	Mercado de carbono, taxonomia, finanças sustentáveis	Falta de mecanismos integrados demanda-oferta
Governança	CNDI, GTs por missão, coordenação interministerial produtiva	Coordenação liderada pelo Ministério da Fazenda	Baixa articulação institucional entre o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) e o Ministério da Fazenda
Escala territorial	Territorialização produtiva explícita	Ausente	Lacuna federativa e regional
Energia	Tratada como problema industrial (Missão 5)	Tratada como problema regulatório-financeiro	Falta de estratégia conjunta para cadeias energéticas

*Fonte:* Elaborado pelos autores a partir de Brasil (2023; 2025).

No setor de transportes, a centralidade atribuída aos biocombustíveis na estratégia brasileira de transição energética é explicitada pela meta da Missão 5 da NIB de elevar em 50% sua participação na matriz energética do setor. Essa diretriz reconhece que, diferentemente de economias onde a eletrificação plena da frota pode ser viável, a transição brasileira tende a assumir um caráter tecnologicamente híbrido: nos transportes leves, por meio da hibridização entre eletrificação e motores *flex* (Costa *et al.*, 2025); nos transportes pesados, via biodiesel e diesel verde; e nos modais de difícil abatimento — como aviação e transporte marítimo —, por meio do combustível sustentável de aviação (*SAF*) e de biocombustíveis avançados.

Esse entendimento foi recentemente consolidado com a promulgação da Lei nº 14.993/2024, que institui o Programa Combustível do Futuro (Brasil, 2024b), integrando iniciativas como o RenovaBio, o Programa Mover, o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos (PROCONVE), além de criar programas específicos voltados ao diesel verde, ao *SAF*, ao biometano e à captura e estocagem de carbono.

Esse arcabouço regulatório-integrador representa um avanço na coordenação da transição energética no setor de transportes e na criação de sinais de demanda de longo prazo (*market-pull policies*). Seu desenho, contudo, permanece predominantemente orientado à regulação e à organização de mercados. Assim, a efetividade dessa estratégia dependerá de sua articulação com uma política industrial verde capaz de converter metas regulatórias em capacidades produtivas domésticas (*technology-push policies*), evitando que a expansão dos biocombustíveis se traduza apenas em cumprimento formal de metas, sem ganhos estruturais em termos de industrialização, inovação e soberania tecnológica.

Ebadian *et al.* (2020) mostram que os casos mais bem-sucedidos na expansão da produção e no avanço tecnológico dos biocombustíveis são aqueles que combinaram instrumentos de *market-pull* com políticas de *technology-push*, voltadas ao financiamento de P&D, plantas piloto e à redução dos riscos associados à comercialização de tecnologias menos maduras. Os autores destacam que, embora os mandatos de mistura sejam eficazes para criar mercados e expandir rotas já consolidadas, eles são insuficientes, quando operam isoladamente, para impulsionar biocombustíveis avançados e promover *upgrading* tecnológico.

A experiência recente da energia solar no Brasil ilustra os limites de estratégias de transição energética dissociadas de uma política industrial explícita (Duarte e Araújo, 2025). A rápida expansão do mercado de geração distribuída, impulsionada por incentivos ao consumidor final, contribuiu para a difusão da tecnologia, porém resultou em uma inserção predominantemente passiva do país nas cadeias globais, com elevada dependência de equipamentos importados e baixo adensamento produtivo doméstico. Embora a integração completa da cadeia não fosse realista diante da competição internacional, poderiam ter sido exploradas oportunidades de posicionamento estratégico em segmentos de maior valor agregado.

No caso dos biocombustíveis, o ponto de partida é distinto: o Brasil dispõe de capacidades produtivas e institucionais acumuladas, o que desloca o desafio da entrada na cadeia para a preservação e o aprofundamento de posições estratégicas ao longo dela. Evitar que a expansão regulatória dos biocombustíveis reproduza uma trajetória de especialização passiva constitui, portanto, um dos principais desafios da política industrial verde no setor de transportes.

O diagnóstico recente da IRENA (2025) reforça esse argumento ao mostrar que a trajetória brasileira foi historicamente bem-sucedida na criação de mercados por meio de mandatos de mistura, incentivos tributários e instrumentos de precificação de carbono, com destaque para o RenovaBio. Todavia, o relatório sugere uma articulação ainda limitada entre esses mecanismos de *market-pull* e uma estratégia integrada de *technology-push* voltada ao fortalecimento de capacidades tecnológicas, à difusão de biocombustíveis avançados e ao desenvolvimento de biorrefinarias e cadeias industriais de maior valor agregado. Assim, embora o arcabouço regulatório e os

sinais de demanda estejam bem estabelecidos, o aprofundamento industrial do setor permanece condicionado à construção de uma política industrial verde mais explícita, capaz de alinhar regulação, financiamento, inovação e *upgrading* produtivo.

É importante reconhecer, contudo, que o Brasil dispõe de instrumentos de apoio tecnológico e financeiro relevantes para o setor de biocombustíveis, incluindo linhas de crédito do BNDES, financiamentos e subvenções da Finep, parcerias com a Embrapii e apoio a atividades de pesquisa e desenvolvimento por meio de instituições como FAPESP e CNPq, além de iniciativas voltadas à inovação em biocombustíveis avançados, como o etanol de segunda geração (IRENA, 2025, p. 26–27). No entanto, como o próprio relatório da IRENA (2025) destaca, tais instrumentos operam de forma predominantemente horizontal e dispersa, sem uma articulação explícita com os principais mecanismos regulatórios e de criação de mercado, notadamente os mandatos de mistura e o RenovaBio, nem com uma estratégia industrial setorial claramente orientada ao adensamento produtivo, ao *upgrading* tecnológico e à consolidação de rotas avançadas, como *SAF* e biorrefinarias integradas.

Em se tratando do *SAF*, o Brasil parte de uma posição singular, sustentada pela abundância de biomassas, pela matriz elétrica renovável e por um setor de etanol maduro. Gaspi e Guedes (2025) mostram que essas vantagens conferem ao país elevado potencial para liderar a expansão global do *SAF*, especialmente por meio da rota *Alcohol-to-Jet* baseada na cana-de-açúcar. As projeções apresentadas na Seção 4 sobre o crescimento potencial do *SAF* e de outros biocombustíveis avançados reforçam esse diagnóstico. Todavia, embora o Brasil reúna condições favoráveis para se posicionar como ofertante relevante nesses mercados, a materialização desse potencial depende de um *policy mix* capaz de articular regulação, financiamento, demonstração tecnológica e estratégia industrial. Na ausência dessa coordenação, há o risco de que o país se restrinja ao fornecimento de insumos certificados, sem capturar as etapas de maior valor agregado e aprendizado tecnológico.

Por fim, mas não menos importante, cabe destacar o papel da nascente economia do hidrogênio como parte integrante da estratégia mais ampla de transição energética para o setor de transportes no Brasil. Embora o hidrogênio não seja um biocombustível, sua interface com esse setor torna-se particularmente relevante no caso do *SAF*. As principais rotas *bio-based* atualmente disponíveis dependem do uso intensivo de hidrogênio para atender aos requisitos técnicos e ambientais do combustível de aviação, o que transforma o hidrogênio de baixo carbono em insumo crítico para a viabilidade dessas trajetórias. Isso implica que o Programa Nacional de Hidrogênio (Brasil, 2024c) não pode ser concebido como uma agenda autônoma, porém deve estar em sintonia com a evolução do mercado de biocombustíveis e com as estratégias emergentes de *SAF*, sob pena de comprometer a exploração das sinergias produtivas e tecnológicas fundamentais para uma transição energética mais coerente no setor brasileiro de transportes.

## 6 Considerações finais

Este artigo analisou a transição energética no Brasil sob uma perspectiva sistêmica, articulando a discussão sobre o funcionamento do setor elétrico à análise da trajetória recente dos biocombustíveis. Sustenta-se que o principal desafio brasileiro não está na escassez de iniciativas ou de vantagens comparativas, mas na dificuldade de articular e coordenar políticas, instrumentos e estratégias em torno de uma trajetória coerente de transformação estrutural.

A análise do setor elétrico mostrou que a expansão de fontes renováveis intermitentes, quando conduzida de forma descoordenada, pode gerar riscos à segurança e à confiabilidade do sistema, exigindo estratégias integradas que considerem custos sistêmicos, capacidade despachável e planejamento de longo prazo. Para o setor de transportes, duas observações podem ser feitas a

partir da análise desenvolvida: primeiro, a experiência dos biocombustíveis evidencia que a criação de mercados por meio de mandatos e regulação é condição necessária, mas insuficiente para promover *upgrading* tecnológico e adensamento produtivo; segundo, mesmo em um país com forte vocação agroenergética como o Brasil, os biocombustíveis não são automaticamente competitivos quando os preços são expressos em termos de energia útil, o que implica a necessidade de arranjos regulatórios e tributários específicos para viabilizar sua difusão no consumo final.

A análise dos *trade-offs* entre eletrificação e biocombustíveis evidencia que a descarbonização do transporte envolve escolhas tecnológicas interdependentes, que afetam eficiência energética, infraestrutura, uso da terra e trajetórias de desenvolvimento produtivo. No caso brasileiro, essa complexidade reforça a inadequação de abordagens dicotômicas e aponta para a necessidade de integrar ambas as rotas dentro de uma estratégia de política industrial verde, capaz de direcionar os biocombustíveis para segmentos difíceis de eletrificar — como a aviação —, ao mesmo tempo em que acelera a eletrificação urbana. Tal articulação exige coordenação ativa de investimentos e instrumentos, evitando tanto a especialização passiva quanto o bloqueio tecnológico prematuro.

Nesse contexto, a política industrial verde emerge como núcleo organizador da transição energética, ao permitir a coordenação entre instrumentos de *market-pull* e *technology-push*, alinhar expectativas do setor privado e converter metas regulatórias em capacidades produtivas domésticas. A fragilidade da articulação entre iniciativas como a Nova Indústria Brasil e o Plano de Transformação Ecológica limita esse potencial, reforçando o risco de trajetórias fragmentadas e de especialização passiva.

O fortalecimento da transição energética brasileira requer a priorização de instrumentos capazes de articular demanda e oferta produtiva de forma coordenada. Entre eles, destacam-se: o uso estratégico de compras públicas e encomendas tecnológicas; a vinculação de crédito direcionado a metas de adensamento produtivo e conteúdo tecnológico; e o alinhamento entre instrumentos financeiros verdes e políticas industriais voltadas à consolidação de cadeias domésticas em setores-chave como hidrogênio de baixo carbono, *SAF*, equipamentos para geração renovável e descarbonização da indústria de base.

No plano institucional, a efetividade dessa estratégia requer a criação de mecanismos formais e permanentes de coordenação interministerial entre o Ministério da Fazenda e o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), bem como o fortalecimento da integração federativa capaz de alinhar políticas industriais, energéticas e de inovação no nível subnacional. Essas medidas não implicam a proliferação de novos programas, mas exigem o aprimoramento deliberado e sistemático da articulação entre iniciativas já existentes, de modo a assegurar que objetivos climáticos sejam efetivamente convertidos em capacidades produtivas domésticas robustas e duradouras.

## Referências

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL (ANAC). CORSIA – Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation. Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/meio-ambiente/corsia>. Acesso em: 05 jan. 2026.
- [2] ALLAN, Bentley B.; NAHM, Jonas. Strategies of green industrial policy: how states position firms in global supply chains. *American Political Science Review*, v. 119, n. 1, p. 420–434, 2025. DOI: 10.1017/S0003055424000364.
- [3] AMSDEN, Alice H. *The rise of “the rest”: challenges to the West from late-industrializing economies*. Oxford: Oxford University Press, 2001.

- [4] ANFAVEA – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2025*. São Paulo: ANFAVEA, 2025.
- [5] BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES); CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). *Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: BNDES, 2008.
- [6] BRASIL. *Plano de Transformação Ecológica: diretrizes para o desenvolvimento sustentável*. Brasília: Ministério da Fazenda, 2023.
- [7] BRASIL. *Nova Indústria Brasil: missões, eixos e instrumentos para a neoindustrialização*. Brasília: Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), 2024.
- [8] BRASIL. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e institui programas relacionados a combustíveis sustentáveis. *Diário Oficial da União*, Brasília, 8 out. 2024.
- [9] BRASIL. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Institui o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2 ago. 2024.
- [10] BRASIL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. *Nova Indústria Brasil – forte, transformadora e sustentável: plano de ação para a neoindustrialização 2024–2026*. Brasília: MDIC, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/composicao/se/cndi/plano-de-acao/nova-industria-brasil-plano-de-acao-2024-2026-1.pdf/view>. Acesso em: 26 fev. 2026.
- [11] BRASIL. Ministério de Minas e Energia; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Nacional de Energia 2050*. Brasília: MME; EPE, 2020.
- [12] CÂMARA DOS DEPUTADOS. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2005/lei-11097-13-janeiro-2005-535383-publicacaooriginal-23562-pl.html>. Acesso em: 2 mar. 2026.
- [13] CÂMARA DOS DEPUTADOS. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2017/lei-13576-26-dezembro-2017-786013-publicacaooriginal-154631-pl.html>. Acesso em: 2 mar. 2026.
- [14] CAMBRIDGE INDUSTRIAL INNOVATION POLICY. *Brazil's new industrial policy plan: three sources of optimism and three words of caution*. Cambridge: University of Cambridge, 2024.
- [15] CARAZZA, Bruno. *Política industrial como estratégia de desenvolvimento*. Nova Lima: Fundação Dom Cabral, 2025.
- [16] CAVALCANTE FILHO, P. G.; BUAINAIN, A. M.; CUNHA, M. P. Avaliação dos impactos socioeconômicos da cadeia produtiva do biodiesel na agricultura familiar brasileira. *Estudos Econômicos*, v. 51, p. 493–527, 2021.
- [17] CHANG, Ha-Joon. *Kicking away the ladder: development strategy in historical perspective*. London: Anthem Press, 2002.

- [18] CIMOLI, Mario; DOSI, Giovanni; STIGLITZ, Joseph E. (org.). *Industrial policy and development: the political economy of capabilities accumulation*. Oxford: Oxford University Press, 2009.
- [19] DOSI, Giovanni. Technological paradigms and technological trajectories. *Research Policy*, v. 11, n. 3, p. 147–162, 1982.
- [20] GEELS, Frank W.; SOVACOOOL, Benjamin K.; SCHWANEN, Tim; SORRELL, Steve. Sociotechnical transitions for deep decarbonization. *Science*, v. 357, n. 6357, p. 1242–1244, 2017.
- [21] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Paris: IEA, 2021.
- [22] IRENA. *Brazil's biofuel industry: lessons, challenges and opportunities*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2025.
- [23] MAZZUCATO, Mariana. *The entrepreneurial state*. London: Anthem Press, 2015.
- [24] PERES, Wilson; FERRAZ, João Carlos; TORRACCA, Julia; *et al.* Decarbonization and industrial policy: challenges for Brazil. Working Paper DIP-BR 02/2024. Rio de Janeiro: UFRJ, 2024.
- [25] RODRIK, Dani. *Industrial policy for the twenty-first century*. Harvard University, 2004.
- [26] RODRIK, Dani. Green industrial policy. *Oxford Review of Economic Policy*, v. 30, n. 3, p. 469–491, 2014.
- [27] SMIL, Vaclav. *Energy transitions: global and national perspectives*. 2. ed. Santa Barbara: Praeger, 2016.

Recebido: 05/12/2025 • Aceito: 44/02/2026 • Publicado: 15/03/2026