

Losekann, Luciano; Tavares, Amanda

Working Paper

Transição energética e potencial de cooperação nos Brics em energias renováveis e gás natural

Texto para Discussão, No. 2680

Provided in Cooperation with:

Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: Losekann, Luciano; Tavares, Amanda (2021) : Transição energética e potencial de cooperação nos Brics em energias renováveis e gás natural, Texto para Discussão, No. 2680, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília, <https://doi.org/10.38116/td2680>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/243033>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

2680

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E
POTENCIAL DE COOPERAÇÃO NOS
BRICS EM ENERGIAS RENOVÁVEIS E
GÁS NATURAL**

**LUCIANO LOSEKANN
AMANDA TAVARES**



**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E POTENCIAL
DE COOPERAÇÃO NOS BRICS EM
ENERGIAS RENOVÁVEIS E GÁS NATURAL**

**LUCIANO LOSEKANN¹
AMANDA TAVARES²**

1. Professor do Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal Fluminense (UFF) e pesquisador no Grupo de Energia e Regulação (Gener/UFF).

2. Pesquisadora no Gener/UFF.

Governo Federal

Ministério da Economia

Ministro Paulo Guedes

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada ao Ministério da Economia, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

CARLOS VON DOELLINGER

Diretor de Desenvolvimento Institucional
MANOEL RODRIGUES JUNIOR

**Diretora de Estudos e Políticas do Estado,
das Instituições e da Democracia**
FLÁVIA DE HOLANDA SCHMIDT

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas
JOSÉ RONALDO DE CASTRO SOUZA JÚNIOR

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais
NILO LUIZ SACCARO JÚNIOR

**Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de
Inovação e Infraestrutura**
ANDRÉ TORTATO RAUEN

Diretora de Estudos e Políticas Sociais
LENITA MARIA TURCHI

**Diretor de Estudos e Relações Econômicas e
Políticas Internacionais**
IVAN TIAGO MACHADO OLIVEIRA

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação
ANDRÉ REIS DINIZ

**OUVIDORIA: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>
URL: <http://www.ipea.gov.br>**

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2021

Texto para discussão / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.- Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 1990-

ISSN 1415-4765

1. Brasil. 2. Aspectos Econômicos. 3. Aspectos Sociais.
I. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 330.908

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos).
Acesse: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

JEL: F15; O13; P18; Q42; Q48.

DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/td2680>

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO.....	6
2 DIFUSÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS E DO GÁS NATURAL NOS BRICS.....	8
3 POLÍTICAS DE DIFUSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS E GÁS NATURAL NOS BRICS.....	13
4 COOPERAÇÃO PARA DIFUSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS E GÁS NATURAL NOS BRICS.....	54
5 POSSIBILIDADE DE COOPERAÇÃO ENTRE OS BRICS.....	61
6 CONCLUSÕES.....	65
REFERÊNCIAS.....	66

SINOPSE

Os BRICS são caracterizados pela diversidade dos sistemas de energia, das estruturas socioeconômicas e do arcabouço institucional, levando a um processo de transição energética que assume tendências particulares em cada país. Apesar da elevada participação de fontes fósseis no bloco, os BRICS estão engajados na promoção de fontes energéticas limpas. A ampliação da cooperação na área de energia é vista como uma forma de aproveitar oportunidades de complementaridade. Este estudo analisa as iniciativas e as oportunidades de cooperação no processo de transição energética dos BRICS em âmbitos bilateral e multilateral, com foco na difusão das fontes renováveis e do gás natural. A primeira parte do estudo descreve a evolução das matrizes energéticas dos BRICS e as políticas para difusão das energias renováveis e do gás natural como forma de mitigar emissões de dióxido de carbono (CO₂). A segunda parte do relatório aborda a cooperação na área de energia entre os BRICS, apresentando as iniciativas já desenvolvidas, as perspectivas e as oportunidades.

Palavras-chave: BRICS; cooperação; energia renovável; gás natural; eficiência energética; emissões de CO₂.

ABSTRACT

The BRICS are characterized by the diversity of energy systems, socioeconomic structures, and institutional frameworks. Therefore, the energy transition process assumes particular trends in each country. Despite the high share of fossil fuels in the energy mix, the BRICS are engaged in promoting clean energy sources. Expanding cooperation in the area of energy is seen as a way to seize opportunities for complementarity. This study analyzes the initiatives and opportunities for cooperation in the BRICS energy transition process at bilateral and multilateral levels, with a focus on the diffusion of renewable sources and natural gas. The first part of the study describes the evolution of the BRICS energy mix and policies for the diffusion of renewable energies and natural gas as a way to mitigate CO₂ emissions. The second part of the report addresses energy cooperation among the BRICS, presenting the initiatives already developed, prospects and opportunities.

Keywords: BRICS; cooperation; renewable energy; natural gas; energy efficiency; CO₂ emissions.

1 INTRODUÇÃO

O sistema energético mundial estruturou-se, historicamente, em torno de fontes de energia fósseis, sendo um grande emissor de dióxido de carbono (CO₂) e demais gases do efeito estufa (GEE). As ações de descarbonização e de mitigação do aquecimento global concentram-se no desafio da reestruturação da matriz energética dos países e passam, necessariamente, por iniciativas de políticas energéticas que dão suporte à difusão de fontes de energia mais limpas, como as energias renováveis e o gás natural.

As transformações energéticas pelas quais o mundo deve passar nos próximos anos envolvem muitas possibilidades quanto a sua natureza e ritmo. Existe uma gama de caminhos possíveis para a transição energética, considerando as diferenças econômicas, institucionais e de *mix* de energia dos países. Assim, os desafios impostos pela transição energética são heterogêneos, bem como as estratégias adotadas por cada país. Cada experiência conta com objetivos particulares e os instrumentos de política energética são diversos.

A Covid-19 e as medidas de isolamento social de combate à pandemia geraram impactos severos sobre a atividade econômica em diversos países e elevaram a incerteza sobre a evolução da economia e do consumo de energia nos próximos anos. Esforços de mitigação, com pacotes de estímulo de bilhões de dólares, não impediram quedas intensas no produto interno bruto (PIB) ao longo de 2020, e espera-se uma recuperação da economia mundial com ritmo moderado à medida que o mundo emerge da pandemia.

A crise sanitária tem potencial para gerar mudanças comportamentais, acelerar tendências emergentes e criar oportunidades para um caminho mais sustentável. Apesar da turbulência de 2020, alguns países permaneceram focados em suas metas de transição energética e, em determinados casos, estabeleceram metas ainda mais ambiciosas. Os investimentos em energias limpas têm sido considerados como uma oportunidade para fortalecer as economias debilitadas da pandemia em novas bases. Iniciativas como o Green Deal europeu buscam estimular segmentos dinâmicos na economia e zerar as emissões de CO₂. Assim, um cenário possível é que a pandemia reforce tendências mais sustentáveis que já vinham sendo observadas no sistema energético global.

O BP Energy Outlook (BP, 2020b) aponta que a pandemia pode causar impactos pronunciados sobre o consumo de petróleo, devido ao ambiente econômico mais fraco, com pico da demanda de óleo em meados de 2020, enquanto o aumento do consumo energético mundial é mais do que atendido pelas tendências da eletrificação e do maior uso de gás natural. Espera-se, assim, uma mudança significativa dos hidrocarbonetos tradicionais em direção à maior diversificação do *mix* de energia, com expansão das energias renováveis.

Os países em desenvolvimento devem liderar o crescimento econômico e do consumo de energia, correspondendo a 70% da demanda global de energia em 2050 (BP, 2020b). Nesse grupo, se destacam as trajetórias dos chamados BRICS, conjunto de países formado por Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul, que representam 41,1% da população – quase um quarto do PIB global e mais de um terço do consumo e produção de energia mundiais.

Os sistemas de energia e os desafios de política energética são bastante distintos nos países do BRICS, o que aponta para tendências particulares de transição energética. A diversidade e a abundância de fontes de energia, bem como a elevada participação de fontes renováveis, especialmente no sistema elétrico e no setor de transporte, particularizam o caso do Brasil. A China passa por desaceleração do crescimento econômico e da demanda de energia, em virtude da transição do seu modelo de crescimento, mas permanece sendo o maior mercado de energia mundial. O país tem matriz energética dominada pelo carvão, mas mostra forte compromisso para a redução de emissões, destacando-se a escala dos programas de ampliação de fontes renováveis e de gás natural.

A Índia, em breve, deve assumir o posto de maior ritmo de crescimento da demanda de energia e tem o desafio de transformar sua matriz energética, com forte participação do carvão, à medida que amplia o acesso à energia da população. A África do Sul tem demanda de energia em escalas muito menores que o restante do grupo e busca a transição da sua matriz altamente dependente de carvão com desenvolvimento econômico e social. A abundância de recursos fósseis, especialmente gás natural, acarreta menor engajamento da Rússia com a transição energética, apesar do seu potencial em recursos renováveis.

Os BRICS compartilham o objetivo de tornar a matriz de energia mais limpa, ainda que cada membro conte com suas peculiaridades – estas, por sua vez, constituem oportunidades de

complementaridade e ganhos de cooperação na área de energia. As iniciativas de cooperação nos BRICS podem ocorrer em termos de comércio de energia e equipamentos de tecnologia limpa, investimentos, financiamento e pesquisas. A cooperação tecnológica e em pesquisa já conta com plataformas desenvolvidas e novas tecnologias disruptivas, como o uso de hidrogênio, que podem diminuir as barreiras para a integração energética intra-BRICS.

Este estudo tem o objetivo de analisar o processo de difusão das fontes renováveis e do gás natural na matriz energética dos BRICS, avaliar as iniciativas de cooperação na área energética e as oportunidades de cooperação. O texto está estruturado em duas partes. A primeira parte descreve o processo de transição energética nos países do BRICS. Apresenta-se a evolução das matrizes energéticas dos BRICS, destacando-se as trajetórias de avanço das energias renováveis e do gás natural em cada país, bem como os usos das principais fontes que compõem cada sistema de energia. Em seguida, analisam-se as estratégias políticas para difusão das energias renováveis e do gás natural. A segunda parte do texto aborda a cooperação na área de energia nos BRICS, apresentando as iniciativas já desenvolvidas, as perspectivas e oportunidades. Trata-se sobre a evolução dos acordos de cooperação em energia e avalia-se como os BRICS cooperam de formas financeira, comercial, e de pesquisa e desenvolvimento na área de energia. Por sua vez, nas considerações finais, abordam-se as perspectivas futuras e a nossa avaliação das oportunidades existentes para ganhos de cooperação.

2 DIFUSÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS E DO GÁS NATURAL NOS BRICS

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020), os BRICS são responsáveis por 36,4% do fornecimento de energia primária e devem aumentar sua participação para 40% a 50% até 2040. Os BRICS também são grandes consumidores de energia, tendo consumido 223 Exajoules (EJ) de energia primária (ou 5,3 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo) em 2019 – o que representa 38% do total mundial (gráfico 1). A China responde pela maior parte do consumo de energia do grupo (64%), seguida por Índia (15%) e Rússia (13%). A demanda de energia do BRICS cresceu a uma taxa de 3,3% ao ano (a.a.) na última década, bem superior à média mundial, 1,9%. A China é a principal impulsionadora da demanda

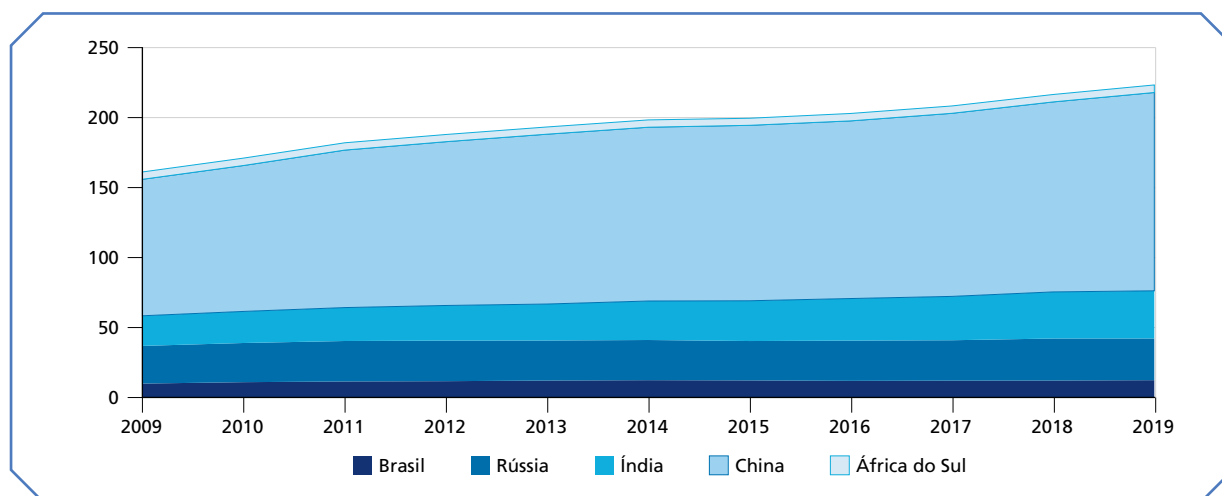
TEXTO para DISCUSSÃO

energética mundial nas últimas décadas e, segundo a IEA (2020), a Índia deverá ocupar o posto de propulsor da demanda nas próximas décadas.

GRÁFICO 1

Evolução do consumo de energia primária dos BRICS (2009-2019)

(Em Exajoules)



Fonte: BP (2020a).

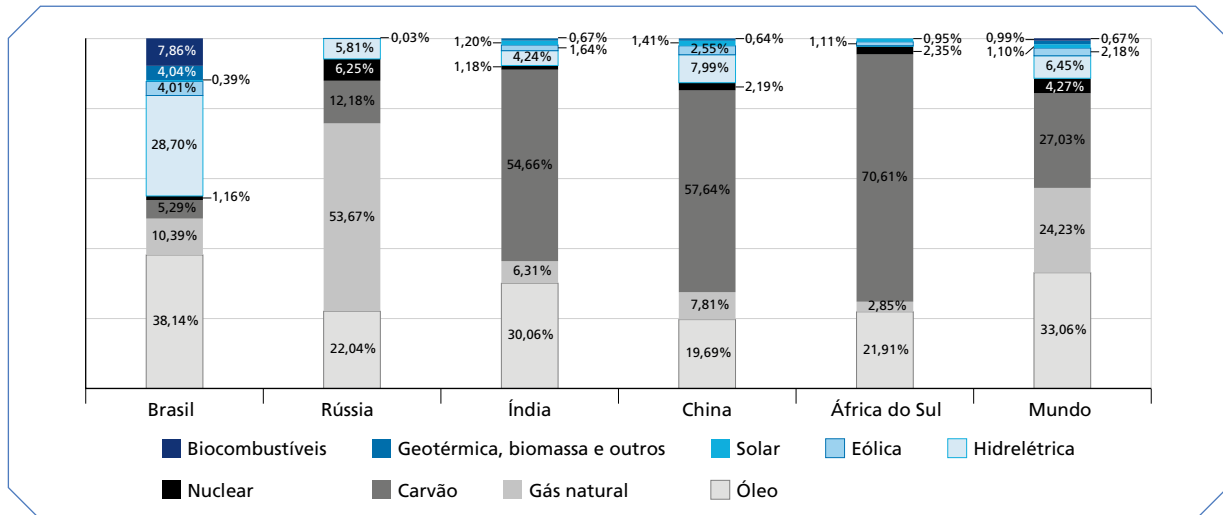
Elaboração dos autores.

Obs.: Para fins de padronização, utilizamos os dados de BP para apresentar a dinâmica de consumo e oferta de energia nos países dos BRICS.

Os BRICS apresentam dotações de recursos naturais muito diferentes. Quanto aos hidrocarbonetos, a Rússia possui importantes reservas de petróleo, gás natural e carvão mineral, sendo um dos maiores produtores mundiais. Brasil e China também apresentam reservas e produção-relevantes. Nos últimos dez anos, o Brasil se tornou uma fronteira de expansão da produção de petróleo e gás associado com as descobertas das reservas do pré-sal. A exploração desses recursos possibilitará ao país se tornar um grande exportador de petróleo e tem atraído investimentos estrangeiros nas rodadas de licitação. A África do Sul, por sua vez, possui grandes reservas de carvão mineral. Já a Índia realiza investimentos em infraestruturas de refino para atendimento da demanda interna e consolidação de posição estratégica na região asiática, em especial pela proximidade com o centro consumidor chinês. As fontes de hidrocarbonetos também são relevantes pela sua participação no consumo energético final dos BRICS, em geral, muito concentrado em carvão, petróleo e gás natural na matriz energética (gráfico 2).

GRÁFICO 2

Consumo final de energia primária dos BRICS (2019)



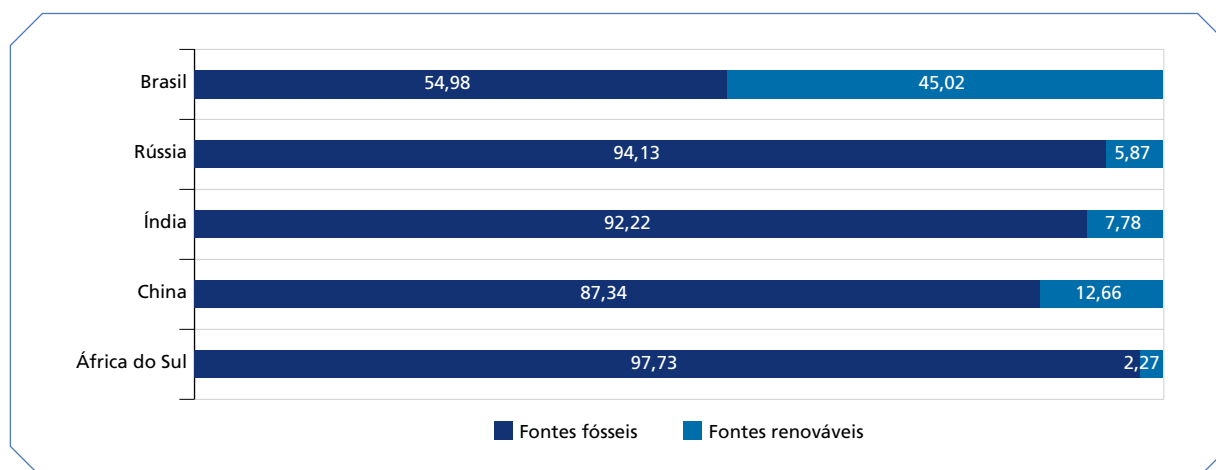
Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

A diversidade e a abundância de fontes de energia, bem como a elevada participação de fontes renováveis no sistema elétrico e no setor de transporte particularizam o caso brasileiro. O Brasil é o único país dos BRICS com relevante papel dos biocombustíveis e da biomassa na matriz energética. Ao mesmo tempo, a expansão das fontes eólica e solar tem o papel de compensar a perda de participação das hidrelétricas, enquanto o gás natural se consolida como principal fonte termelétrica. A China tem matriz energética dominada pelo carvão, mas mostra forte compromisso para a redução de emissões de CO₂. O país desenvolve programas de grande escala para ampliação de fontes renováveis e de gás natural, além de dominar cadeias industriais de fornecimento de tecnologias limpas. Índia e África do Sul são altamente dependentes de carvão e combinam os objetivos de transição energética – com destaque para a difusão de energia solar – aos de desenvolvimento econômico e erradicação da pobreza através da universalização do acesso à eletricidade. A abundância de fontes fósseis acarreta menor engajamento da Rússia com a transição energética, porém o país vem se pronunciando de maneira mais favorável ao aproveitamento do seu enorme potencial de recursos renováveis.

GRÁFICO 3**Fontes fósseis versus fontes renováveis (2019)**

(Em %)



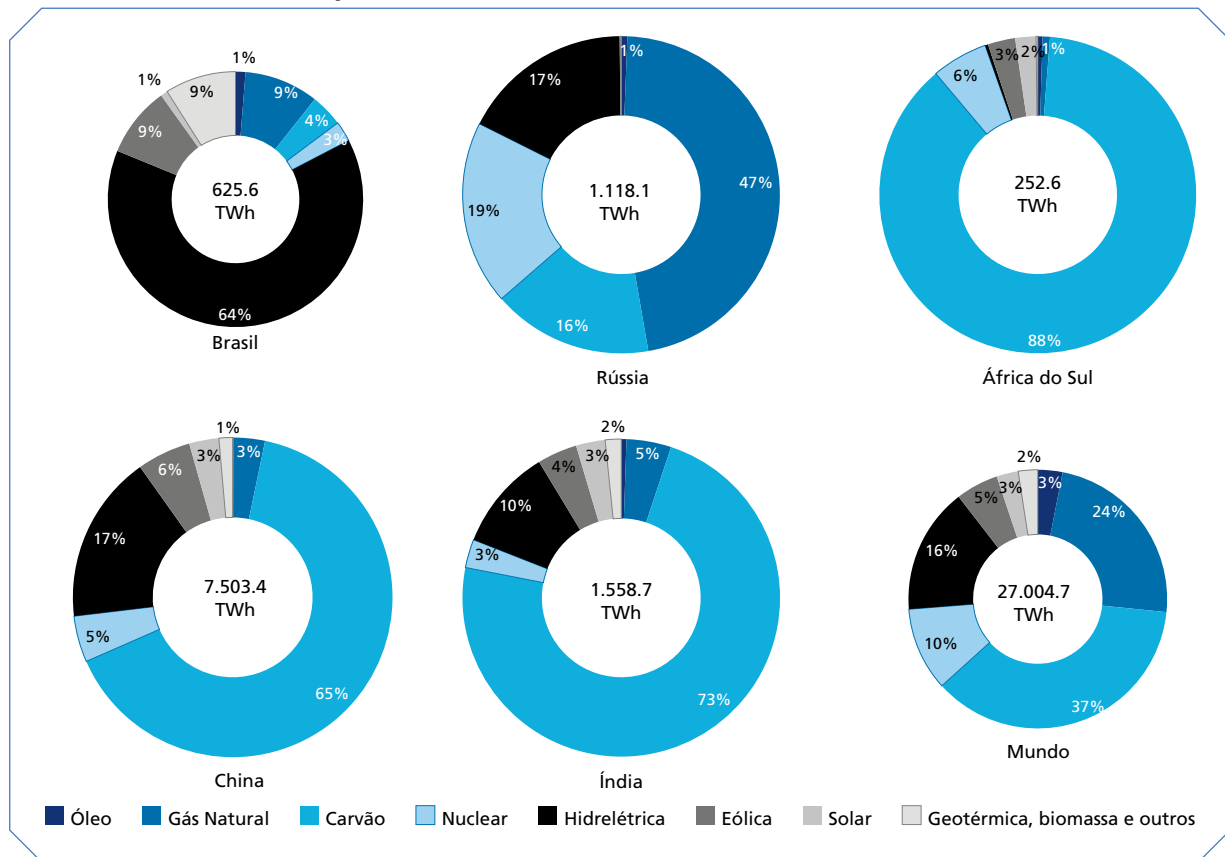
Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

Nota-se que os sistemas elétricos dos BRICS são igualmente concentrados em combustíveis fósseis, representando cerca de 80% da matriz de geração de eletricidade dos BRICS (gráfico 4). O predomínio de fontes fósseis resulta em elevadas emissões de CO₂ e de outros poluentes, tornando desafiadora a transição energética. O Brasil se destaca como o país de menor nível de emissões por unidade de energia elétrica gerada devido ao uso predominante da hidroeletricidade, além de produtos da cana e energia eólica. Nesse cenário, o gás natural desempenha papel importante nas políticas de controle das emissões e poluição do ar, pois substitui fontes termelétricas mais poluentes, ao mesmo tempo que oferece confiabilidade e flexibilidade para expansão das fontes renováveis nos sistemas de energia.

GRÁFICO 4

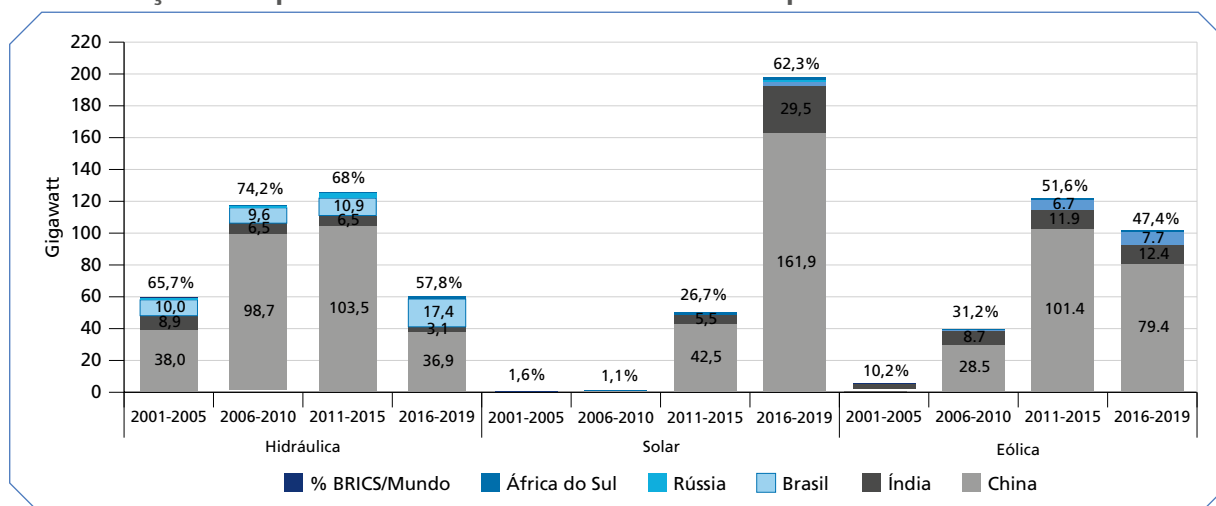
Matriz Elétrica nos países BRICS (2019)



Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

A eletrificação dos usos finais de energia é considerada uma das principais estratégias na descarbonização do setor de energia, uma vez que a geração elétrica (seja centralizada, seja descentralizada) apresenta alternativas tecnológicas competitivas de baixa emissão e maior flexibilidade nos usos finais, como em transporte e aquecimento. Nesse sentido, a evolução do setor de eletricidade nos BRICS deve ser observada como um dos grandes focos de mudanças. O gráfico 5 apresenta a difusão das três tecnologias renováveis mais relevantes nos BRICS. Apesar dos enormes desafios para superar matrizes energéticas consideradas "sujas", o grupo tem participação crescente na instalação de capacidade de geração renovável no mundo, com China, Índia e Brasil entre os principais demandantes dessas tecnologias – vale destacar o ímpeto chinês nessa frente.

GRÁFICO 5**Evolução da capacidade instalada de renováveis nos países BRICS**

Fonte: Irena (2020).

Elaboração dos autores.

3 POLÍTICAS DE DIFUSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS E GÁS NATURAL NOS BRICS

Como apresentado na seção anterior, as características e evolução dos sistemas energéticos dos países BRICS são bastante distintas. Esta seção analisa as estratégias recentes de cada país para a difusão de fontes renováveis e gás natural.

3.1 África do Sul

A África do Sul é a segunda maior economia do continente africano e o sétimo maior produtor de carvão mineral do mundo. A matriz energética altamente dependente do carvão coloca o país como 12º maior emissor de CO₂ e terceiro com a maior intensidade de CO₂ em relação ao PIB (em paridade de poder de compra), nível 55% maior do que a China e 170% maior do que a Índia, ambos os quais também possuem matrizes energéticas baseadas no carvão. Dentro dos BRICS, a África do Sul enfrenta os maiores desafios para uma transição energética sustentável, do ponto de vista da disponibilidade de recursos econômicos e institucionais.

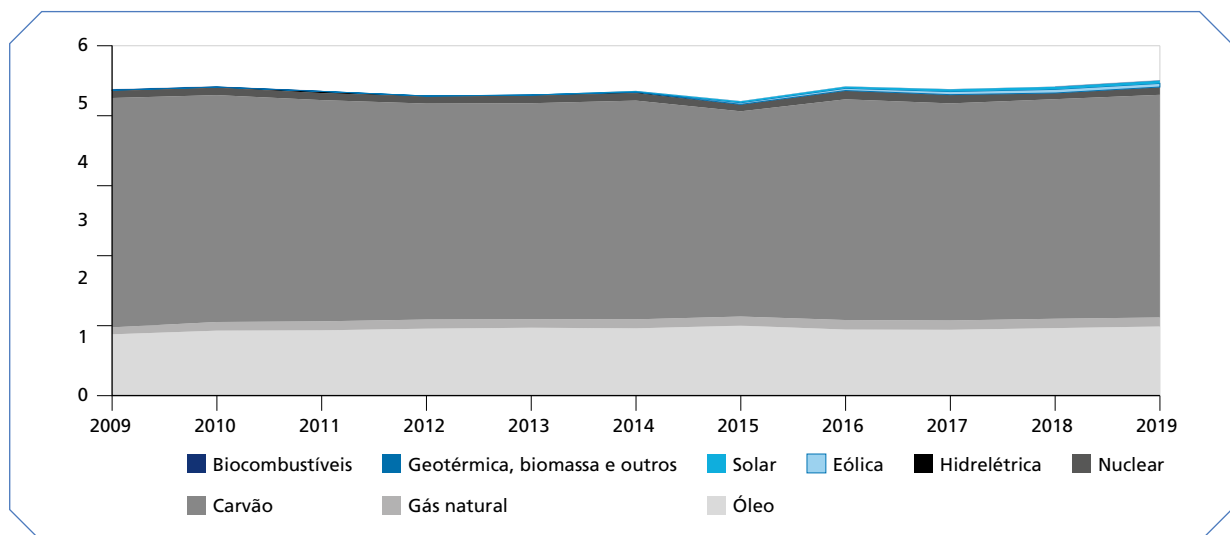
3.1.1 Setor energético sul-africano

O carvão mineral é a fonte dominante na matriz energética da África do Sul, pois atende 70% da demanda de energia primária total, seguido do petróleo, com 22%. As demais fontes têm participação pouco expressiva no consumo energético do país: o gás natural corresponde a cerca de 3% e a energia nuclear, 2%. O uso de fontes renováveis (hidrelétrica, eólica, solar, geotérmica e biocombustíveis) é muito limitado, com pouco mais de 2% (BP, 2020a).

GRÁFICO 6

Evolução da matriz energética da África do Sul (2009-2019)

(Em Exajoules)



Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

A atuação de empresas privadas é predominante na produção sul africana de carvão, dentre elas grandes mineradoras, como Anglo American e BHP. No setor de petróleo e gás natural, a empresa estatal Petroleum Oil and Gas Corporation of South Africa (PetroSA) é dominante no *upstream*, enquanto o *downstream* e a petroquímica são mais diversificados, com a presença das principais empresas internacionais (BP, Shell, Chevron, Total etc.). A estatal Sasol tem atuação nos setores de refino e distribuição de derivados, gás natural e carvão, além de ser reconhecida pelo desenvolvimento de tecnologias de combustíveis sintéticos mais limpos –

TEXTO para **DISCUSSÃO**

gas-to-liquids (GTL) e coal-to-liquids (CTL). As estatais sul-africanas também se lançam no desenvolvimento de recursos *offshore* e não convencionais recém-descobertos, bem como no aumento das importações de gás canalizado de Moçambique (Bacia do Rovuma) e gás natural liquefeito (GNL), em particular na modalidade *LNG-to-Power*, permitindo maior flexibilidade ao setor elétrico.

O setor elétrico é concentrado na estatal Eskom, que atua na geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade, respondendo por quase 90% da capacidade instalada da África do Sul. Qualquer estratégia de transição energética passa, portanto, pelo posicionamento dessa empresa. As usinas termelétricas a carvão da Eskom – responsáveis por cerca de 88% da geração elétrica sul-africana – não são suficientes para atender à demanda, culminando em apagões que prejudicam a economia.

Já a energia nuclear representa cerca de 6% da geração elétrica sul-africana. A África do Sul possui apenas uma usina nuclear, em Koeberg, no Cabo Ocidental, com 1,8 GW, que seria desativada em 2024, porém os planos de energia do país apontam para o prolongamento da sua vida útil até 2044. As energias renováveis atendem cerca de 5% da demanda elétrica, com destaque para a eólica (2,7%) e solar (2,1%), e o gás natural apenas 0,7%.

Espera-se que o carvão continue desempenhando um papel significativo na geração de eletricidade na África do Sul, mas sua participação na capacidade total diminua à medida que uma nova geração renovável entra em operação. O país tem grande potencial renovável, com um dos melhores regimes solares do mundo (4,5 a 6,6 kWh/m²) e potencial razoável de energia eólica em regiões costeiras, permitindo a segurança do abastecimento, especialmente em comunidades distantes da rede centralizada. Os rios da África do Sul oferecem condições para o desenvolvimento de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), especialmente no Cabo Oriental e KwaZulu-Natal, e o país tem acesso ao vasto potencial hidrelétrico dos países ao norte, nomeadamente o Rio Congo, através do Southern African Power Pool.¹ A biomassa para uso de energia é restrita, mas há disponibilidade de resíduos, em especial das indústrias de açúcar e de papel e celulose, que podem ser utilizadas em usinas de cogeração.

1. Acordo de livre comércio de eletricidade entre os países membros da Comunidade de Desenvolvimento da África Austral (SADC).

3.1.2 Políticas de difusão de fontes renováveis e de gás natural

A África do Sul enfrenta muitas barreiras para a difusão de energias mais limpas, como: i) problemas financeiros da Eskom; ii) ausência de arcabouço regulatório com incentivos às fontes renováveis e ao gás natural; e iii) *lobby* e contingentes de emprego na indústria de carvão. Assim, reduzir a dependência do carvão, bem como ampliar o acesso à energia limpa e segura em áreas remotas e desconectadas do sistema elétrico são desafios enormes para o país.

No Acordo de Paris, a África do Sul se comprometeu em manter suas emissões entre 398 e 614 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂eq) até 2025 e 2030, com pico de emissões em 2020-2025 seguido de um platô até 2025-2035 e posterior declínio. Essa é uma trajetória do tipo *peak-plateau-decline*, onde o nível de emissões atinge um pico para então decair em termos absolutos. A National Determined Contribution (NDC) também apresenta o comprometimento com iniciativas abrangentes e socialmente justas, buscando o desenvolvimento econômico e social com equidade e erradicação da pobreza, e preocupação explícita quanto ao custo e financiamento dos investimentos necessários para mitigação das emissões e adaptação dos setores da economia.

O principal documento da política energética sul africana é o plano integrado de longo prazo para o setor de energia (Integrated Resource Plan – IRP), elaborado desde 2011. O documento apresenta a projeção oficial das necessidades de eletricidade da África do Sul e das estratégias de geração de energia para atendê-las. Em 2019, a África do Sul lançou o atual plano de energia, que cobre o período de 2019 a 2030. A universalização do acesso à eletricidade permanece um componente crucial de política energética. A cobertura do serviço de eletricidade, que alcança 86% da população, é limitada principalmente nas áreas rurais, onde um terço das residências não tem acesso à eletricidade.

O novo IRP também ratifica a previsão de que o carvão continuará sendo a principal fonte de energia do país, mas planeja diversificar a matriz energética com maior participação das fontes renováveis e do gás natural. O aumento da capacidade de geração eólica e solar acompanhado do maior uso do gás como *back-up* é recomendado como a opção mais barata para

TEXTO para DISCUSSÃO

a expansão da oferta de energia. A estratégia também beneficia a descentralização da geração, reforça a segurança energética e garante o acesso à energia limpa às comunidades remotas.

O documento inclui projetos já aprovados ou em construção, com destaque para as centrais a carvão de Medupi e Kusile (1,5 GW). A adição de capacidade instalada até 2030 seria a seguinte: eólica (14,1 GW), carvão (7,2 GW), solar (7,1 GW), hidrelétrica (2 GW), gás e *diesel* (3 GW). Por outro lado, o IRP 2019 planeja descomissionar 11 GW de usinas a carvão e não incorporar novas usinas nucleares no período. A distribuição da eletricidade produzida por fonte seria, então: carvão (43%), eólica (22%), solar (12%), hidrelétrica (6%) e nuclear (2%).

O plano também fornece esboços de modelos da matriz energética para 2050. Nesse horizonte, a África do Sul planeja descomissionar 35 GW de usinas a carvão, bem como a unidade nuclear. Esse cenário ganhou força após a Eskom anunciar, em novembro de 2020, seu objetivo de atingir emissões líquidas zero de CO₂ até 2050, dando um importante sinal de que ela própria se tornará uma grande produtora de energia renovável. O programa de transição de energia da empresa deve ser implementado em fases nas próximas três décadas.

O IRP também adota novas premissas para seus cenários do setor elétrico, como a retirada de limites para a expansão anual de renováveis e o uso do conceito *carbon budget*,² em substituição ao *peak-plateau-decline*. O plano estabelece uma restrição geral de emissões de 275 MtCO₂/ano para geração de eletricidade após 2024, o que foi relevante para apoiar a inclusão de metas de capacidade de energias renováveis. Assim, até 2030, os cenários do IRP apontam os resultados descritos a seguir (África do Sul, 2019a).

- Capacidade suficiente para atender a demanda projetada e descomissionamento das usinas a carvão até 2025.
- Não há alterações no perfil da capacidade instalada total, tanto com a abordagem *peak-plateau-decline* quanto a *carbon budget* de restrições de emissões.
- Os limites anuais à instalação de capacidade de energias renováveis não afetam o perfil da capacidade instalada total, e a retirada desses limites resultaria na opção de menor custo até 2030.

2. O *carbon budget* surge do objetivo de se delimitar o nível máximo de emissões global, estabelecendo um limite ("orçamento") para novas emissões. De acordo com o IPCC (2014), para o horizonte de 2100, o orçamento global de carbono é de 2.900 GtCO₂, correspondendo a uma concentração de 450 ppm, para não superar 2° C de aumento na média da temperatura global em relação aos níveis pré-industriais.

- O custo da energia acompanha a inflação, mas pode variar significativamente com aumentos do preço do gás natural.

Para o período pós-2030, o IRP estabelece as metas descritas abaixo.

- O descomissionamento de centrais termelétricas a carvão, em conjunto com as restrições de emissões, reduz a participação do carvão na geração para menos que 30% até 2040 e menos que 20% até 2050.
- A ausência de limites anuais às renováveis oferece o cenário de menor custo e, em conjunto com as restrições de emissões, implica a construção de nenhuma nova usina a carvão, a menos que formas mais limpas e acessíveis de carvão estejam disponíveis.³
- O custo da energia varia significativamente, em particular, para cenários distintos de preços de gás natural.

Para impulsionar a produção de energia renovável centralizada, o governo lançou o Programa de Produtores Independentes (IPP) em 2011, no qual assinaram-se 27 contratos de compra de energia e planeja-se adicionar 19.400 MW de nova geração renovável até 2030, em acordo com o IRP 2019.⁴ Além disso, o governo busca desenvolver a indústria de equipamentos solares do país, atraindo um número crescente de fabricantes que procuram estabelecer instalações de produção no país, como Jinko, SunPower, ART Solar e Solairedirect (ITA, 2020), para atender as especificidades locais (por exemplo, o índice ultravioleta da África do Sul é um dos mais altos do mundo, o que reduz a vida útil dos painéis solares importados). Quanto à biomassa, o país arquitetou a construção das usinas Tsitsikama e Howick (pellets de madeira), porém ambos os projetos falharam devido às condições do mercado local e a impasses nos acordos de compra de energia com a Eskom.

Em relação ao setor de transportes, a Lei dos Produtos Petrolíferos de 2015 estabelece regras de mistura de biocombustíveis: 2% a 10% de etanol na gasolina e, no mínimo, de 5% de biodiesel, porém ainda existem problemas quanto à fiscalização e imposição da regra. O Departamento de Transportes elaborou a “Estratégia de Transporte Verde 2017-2050”, explicitando

3. O plano aponta que novos projetos precisarão incluir tecnologias mais eficientes (usinas supercríticas e ultrasupercríticas com captura, utilização e estocagem de carbono – CCUS, na sigla em inglês).

4. Para mais informações, consultar: <<https://www.ipp-projects.co.za/Home/About>>.

uma visão de transição de baixo carbono para o setor (África do Sul, 2017). Outras medidas nesse setor, alinhadas com as metas de transição energética, são:

- normas de eficiência do consumo de combustíveis em veículos novos;
- programa de etiquetagem dos veículos quanto a sua eficiência e emissões; e
- imposto sobre emissões de CO₂ para veículos de passageiro.

Para fomentar a eficiência energética, a Estratégia Nacional de Eficiência Energética reúne incentivos financeiros legais e regulatórios, como: i) o National Cleaner Production Centre South Africa (NCPC-SA), que estabelece medidas de eficiência energética nos sistemas de produção; ii) o Projeto Industrial de Eficiência Energética (IEE), que promove sistemas de gerenciamento de energia; e iii) o Fundo Verde da África do Sul, que apoia financeiramente a pesquisa e a implementação de tecnologias limpas e eficientes. No entanto, devido às dificuldades de limitar as emissões em setores industriais intensivos em energia, como a siderurgia e a mineração, essas políticas ainda não apresentaram resultados significativos de reduções de emissões. Quanto aos setores residencial e comercial, os regulamentos e códigos de construção para novas edificações incluem medidas de eficiência energética como forma de contornar as recorrentes crises de abastecimento de energia, bem como programas de etiquetagem de eletrodomésticos.

Em 2019, a África do Sul promulgou a Lei do Imposto sobre Carbono, que obriga as empresas a realizarem o pagamento de multas cada vez que excederem seu limite de emissões em toneladas de CO₂-eq. O valor nominal do imposto sobre o carbono é R120 (cerca de US\$ 8,30) por tonelada de CO₂-eq, mas várias deduções permitem que grandes empresas emissoras reduzam esse valor para no máximo R48 (US\$ 3,32), fazendo com que o imposto não forneça sinais adequados de preço para a descarbonização da economia no longo prazo. As empresas de uso intensivo de energia podem solicitar assistência transitória se pagarem o imposto integralmente, contribuirão para o desenvolvimento socioeconômico e concordarem em reduzir as emissões. O valor investido em assistência pode ser recuperado para financiar atividades de baixo carbono, até que a ajuda não seja mais necessária (África do Sul, 2019b).

Em 2020, o Ministério de Recursos Minerais e Energia retirou o limite de 1 MW para registro da geração distribuída em pequena escala para uso próprio, em resposta aos consumidores

interessados em se tornarem independentes dos serviços pouco confiáveis da Eskom. O ministério também alterou o regime regulatório aplicável aos municípios, permitindo a produção própria de eletricidade ou a compra de produtores independentes de energia. A ação visa apoiar a construção de sistemas elétricos distribuídos e a extensão dos esforços de descarbonização e fornecimento de energia aos consumidores de baixa renda.

A África do Sul também criou a Comissão Presidencial de Coordenação das Mudanças Climáticas (PCCCC) – órgão de 24 membros responsável por coordenar e supervisionar uma “transição energética justa” – e lançou a Low Emissions Development Strategy (LEDS), que reúne as políticas, planos e pesquisas em todos os setores econômicos do país, a fim de traçar estratégias climáticas de longo prazo (Takouleu, 2020).

3.2 Brasil

O Brasil tem uma condição única dentro dos BRICS, com forte participação de renováveis na matriz energética. Após a descoberta dos campos no pré-sal, o país passou a apresentar a perspectiva de se tornar um dos grandes produtores globais de petróleo. O país também conta com um substancial parque hidrelétrico com grandes reservatórios e um sistema elétrico nacionalmente interligado, que são facilitadores para a integração das energias eólica e solar fotovoltaica. A indústria de biocombustíveis já é madura no país, apresentando alternativas aos derivados de petróleo. Nesse cenário de abundância de recursos, o Brasil deve promover a expansão da oferta de energia de modo a sustentar a retomada do crescimento econômico, elevar a disponibilidade de energia por habitante⁵ e manter o caráter fortemente renovável da sua matriz.

3.2.1 Setor energético brasileiro

A matriz energética brasileira está entre as mais limpas do mundo, composta por 45% de energia renovável (gráfico 7). Entre essas, destaca-se a hidrelétrica, que representa 29% da matriz; os biocombustíveis, que já têm um longo histórico no país e representam 7%; eólica e solar que, juntas, alcançam a participação de 4,5%; e a biomassa, com 4%. Petróleo e derivados

5. 1,4 tep/hab em 2019, inferior à média mundial de 1,85 tep/hab, em 2016 (EPE, 2020b).

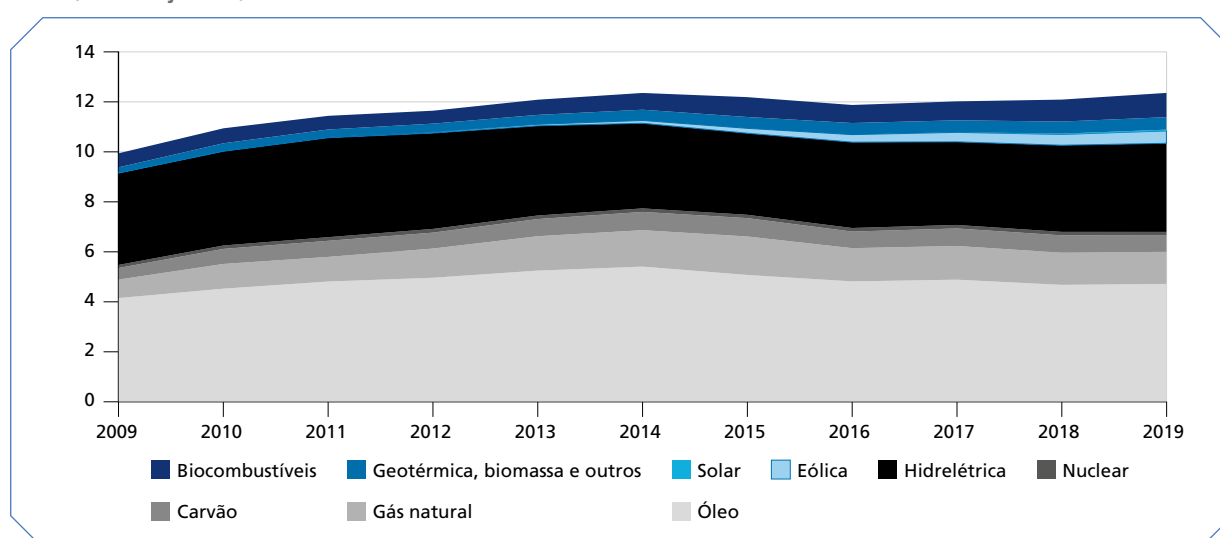
TEXTO para DISCUSSÃO

respondem por 38% do balanço energético, constituindo a principal fonte energética utilizada. O gás natural responde por 10% da matriz, enquanto o carvão (5%) e a nuclear (1%) são pouco representativos (BP, 2020a).

GRÁFICO 7

Evolução da matriz energética do Brasil (2009-2019)

(Em Exajoules)



Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

Segundo o Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE 2029), as fontes renováveis terão crescimento médio anual de 2,9% na próxima década, com destaque para o crescimento de 7% a.a. da oferta de novas renováveis (eólica, solar, biodiesel e lixo). Dessa forma, estima-se que o percentual das energias renováveis na matriz energética brasileira alcance 48% em 2029. Por outro lado, projeta-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia para 32% em 2029. Gás natural, carvão e nuclear mantêm suas participações relativas na matriz (EPE, 2019).

A perspectiva brasileira para os próximos anos é de expansão considerável da produção de petróleo e gás natural, sobretudo em águas ultraprofundas na região do pré-sal. Atualmente, a produção total de petróleo é de 3,2 milhões de barris ao dia, sendo que o pré-sal responde por 2 milhões de barris ao dia e tem potencial para alcançar 77% da produção nacional de óleo em 2029 (EPE, 2019).

Já a produção bruta de gás natural foi de 130 milhões de m³ ao dia (MMm³/d) em 2019. Porém, cerca de 83 MMm³/d foram de fato ofertados no mercado doméstico, pois grande parcela do gás é utilizado para reinjeção e consumo próprio nas unidades de produção. O PDE indica que a oferta nacional de gás natural crescerá para 138 MMm³/d até 2029, devido à maior produção de campos do pré-sal; contudo, o aumento da disponibilidade de gás ao mercado consumidor vai depender de investimentos em infraestrutura de escoamento, além de decisões operacionais e técnicas das empresas concessionárias (EPE, 2019).

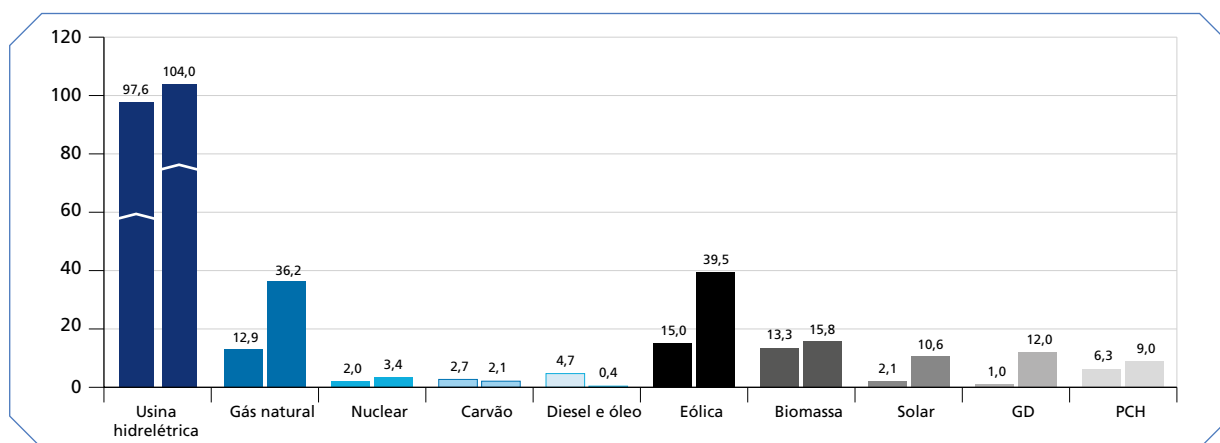
O setor elétrico brasileiro tem como principais características estruturais: i) portfólio de geração majoritariamente renovável, com predominância da hidroeletricidade com grandes reservatórios; ii) sistema de transmissão que interconecta quase a totalidade dos consumidores brasileiros (98% do consumo) – o Sistema Interligado Nacional (SIN); e iii) tendência de crescimento do consumo de energia, requerendo uma expansão persistente do sistema. Nos últimos dez anos, a capacidade de geração eólica foi expressivamente ampliada e, mais recentemente, a energia solar está se difundindo. Atualmente o país possui 83% de capacidade instalada de geração elétrica renovável, sendo: 64% hidrelétrica, 9% eólica, 9% biomassa e 1% solar (EPE, 2019).

O parque hidrelétrico ainda representará um elemento importante da oferta de energia elétrica, mas observaremos forte restrições à sua expansão e menor participação relativa das usinas hidrelétricas na matriz de geração. A maior parte do potencial encontra-se na região Norte e traz consigo uma série de desafios, principalmente ambientais. Nesse panorama, devem-se destacar as sinergias com outras fontes renováveis e a flexibilidade operativa e de armazenamento de curto prazo.

A redução da participação hidrelétrica tem sido compensada pelo crescimento das fontes eólicas e solar (gráfico 8), proporcionando maior diversificação da matriz de geração. A energia eólica é o recurso que mais vem contribuindo para a expansão da matriz, com previsão de alcançar cerca de 17% da capacidade instalada do SIN em uma década, seguida da solar fotovoltaica, que deve atingir 8% da matriz no mesmo período (EPE, 2019). Essas fontes são responsáveis não só por manter o perfil sustentável do sistema elétrico brasileiro, como também contribuir para a perspectiva de custos de operação mais baixos no futuro.

GRÁFICO 8**Projeção da capacidade instalada de geração por fonte (2019-2029)**

(Em Gigawatt)



Fonte: EPE, 2019.

O setor elétrico consome cerca de metade da oferta de gás natural no Brasil, e o combustível desponta como principal fonte para garantir a segurança do abastecimento frente à forte penetração das energias renováveis intermitentes, enquanto compensa, em parte, a queda na participação de outras fontes fósseis. Por sua vez, o carvão e a energia nuclear têm baixa participação e assim devem permanecer.

O Brasil também tem posição singular no setor de biocombustíveis, em etanol e biodiesel. O país é o segundo maior produtor (atrás dos Estados Unidos) de biocombustíveis, produzindo etanol a partir da cana-de-açúcar, e biodiesel a partir de diversas fontes, sobretudo soja e gorduras animais. Em 2019, a produção de etanol anidro (misturado à gasolina) e etanol hidratado foi de 10,1 e 23,9 bilhões de litros, respectivamente. Já a produção de biodiesel foi de 5,9 bilhões de litros, no mesmo ano (ANP, 2020). As projeções do setor de transporte apontam forte aumento do biodiesel e do etanol hidratado até 2029, que saltam de respectivos 5,2% e 21,3% para 8,6% e 22,3% do consumo final do setor, tomando espaço das demandas de gasolina C e do óleo diesel B (EPE, 2019).

O biogás é produzido a partir de diversos substratos, sendo os oriundos do setor agroindustrial (sobretudo sucroenergético) os que têm maior potencial no cenário nacional, além dos resíduos animais e urbanos. O biogás é apontado como uma alternativa de suprimento de gás

e combustível no interior do país, podendo ser usado tanto na geração de energia elétrica, como substituto do gás natural e até do *diesel* em motores de combustão. Por fim, a biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar também tem aproveitamento energético, sendo destinada ao autoconsumo e à produção de excedentes de energia elétrica, exportados para o SIN. Dentre as 369 usinas sucroenergéticas em operação, cerca de duzentas unidades comercializam energia e aproximadamente 40% destas o fazem por meio de leilões de energia.

3.2.2 Políticas de difusão de fontes renováveis e gás natural

Na NDC do Acordo de Paris, o Brasil comprometeu-se a reduzir, em 2025, as emissões de CO₂ em 37% em relação aos níveis de 2005 e, como contribuição indicativa subsequente, em 2030, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005. A abordagem de caminhos flexíveis adotada indica que o alcance dos objetivos pode ocorrer de diversas formas, com diferentes contribuições dos setores da economia. A partir da projeção de crescimento da atividade econômica até 2030, o Brasil apresentou os seguintes compromissos para viabilizar o atingimento das suas metas globais (EPE, 2016):

- elevar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética em cerca de 18% até 2030, por meio da expansão de biocombustíveis;
- aumentar a participação de energias renováveis na matriz para 45%;
- aumentar a participação de fontes renováveis distintas da hídrica de 28% a 33% na matriz;
- obter ao menos 66% de participação da fonte hídrica na geração de eletricidade;
- expandir o uso de energias renováveis diferentes da hídrica – em especial a solar, a eólica e a biomassa – para, aproximadamente, 23% no fornecimento de energia elétrica; e
- elevar a eficiência no setor elétrico em 10%.

Dentre as metas voluntárias, destaca-se que o país já atingiu o compromisso de elevar a participação de energias renováveis na matriz para 45%. No Brasil, a produção de energia é responsável por apenas 37% das emissões de CO₂-eq, cerca de metade do percentual dos países desenvolvidos, devido à elevada participação das fontes hídricas e derivados da

cana-de-açúcar na matriz energética. Dessa forma, o desafio do Brasil é manter a alta proporção de fontes renováveis no sistema energético frente a restrições para a expansão hidrelétrica.

Um dos principais instrumentos para a difusão de energias renováveis no setor elétrico são os leilões de contratação de nova capacidade. As energias eólica e solar foram impulsionadas, inicialmente, mediante leilões de geração de fontes específicas⁶ e, posteriormente, conquistaram competitividade nos leilões de capacidade abertos a todas as fontes devido à redução dos custos.

Nos leilões, os empreendimentos vencedores podem se beneficiar de programas de financiamento diferenciado para fontes renováveis. Em particular, o financiamento é vantajoso para projetos que apresentem níveis elevados de conteúdo nacional. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) disponibiliza créditos para projetos individuais e participa do Plano Inova Energia, que apoia as empresas brasileiras no desenvolvimento e domínio tecnológico das cadeias produtivas eólica, solar e *smart grids*.

Até meados de 2020, os empreendimentos de fontes solar, eólica, biomassa, PCHs e cogeração qualificada também recebiam incentivos por descontos nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição ou Transmissão (Tusd e Tust), custeado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Os descontos variam de 50% a 100% e são aplicados tanto sobre as tarifas que seriam pagas pelos geradores quanto pelos consumidores da energia comercializada ou destinada à autoprodução. A Medida Provisória nº 998/2020 implementou a substituição desse subsídio por um novo modelo de benefícios aos geradores de baixa emissão de carbono, ainda a ser definido pelo governo, levando em conta suas vantagens ambientais (MP reduz..., 2020). A medida se soma a outras ações recentes para redefinir incentivos às fontes renováveis, como a consulta pública promovida pela Aneel para rever a resolução nº 482/2012, que estabeleceu o sistema de *net metering* para a geração distribuída no Brasil.

No setor de gás natural, o programa Novo Mercado de Gás (NMG) busca propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor e incentivar a entrada de

6. Os Leilões de Fontes Alternativas (LFA) foram instituídos com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia proveniente de PCHs.

novos agentes, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás ao mercado, quanto pelo acesso de terceiros às instalações existentes, a fim de melhorar a competitividade do energético e expandir o seu uso. O programa é uma iniciativa lançada em 2019 frente à saída da Petrobras do setor brasileiro de gás natural, bem como a perspectivas de aumento da produção do pré-sal e importação em termos competitivos, mediante renegociações com a Bolívia e GNL.

Adicionalmente, o BNDES (2020) realizou um diagnóstico setorial da cadeia de valor de gás natural, identificando oportunidades e traçando medidas potencializadoras da demanda e da oferta de gás natural no país. O documento “Gás para o desenvolvimento” aponta estratégias para: i) investimentos em expansão de infraestrutura de escoamento, transporte e distribuição de gás natural, dadas as estimativas de forte aumento da produção *offshore*; ii) atingir cenário de maior oferta de gás a preços reduzidos, o que proporcionaria trajetória alternativa de demanda potencial, com aumento do uso termelétrico e industrial do gás; e iii) dinamizar os mercados consumidores ainda incipientes, como o GNV.

No setor de biocombustíveis, o governo federal utiliza instrumentos regulatórios e incentivos econômicos para os investimentos, como: linhas de financiamento, mandatos obrigatórios de adição do biocombustível ao derivado de petróleo, diferenciação tributária, a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e programas de desenvolvimento para biocombustíveis específicos.

Atualmente, a proporção de etanol anidro misturada à gasolina está estipulada em 27%. O etanol também recebe menor incidência de impostos federais (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE; Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – PIS/Cofins), que compõem 4% do seu preço final, em comparação a 9% do preço final da gasolina. Alguns estados também utilizam políticas de alíquotas de Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) diferenciadas para o etanol em relação à gasolina, como São Paulo, Paraná e Minas Gerais. Já o aumento da mistura obrigatória de biodiesel ao óleo *diesel* B evoluiu rapidamente e, em 2020, alcançou 12% (B12). A Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018, autoriza a elevação do percentual mínimo mandatório até o patamar de 15% (B15) em 2023.

Enquanto o etanol é comercializado via contratação bilateral, o biodiesel é vendido em leilões promovidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Até setembro de 2019, foram realizados um total de 68 leilões; contudo, o mercado autorizativo do biodiesel continua incipiente. Um nicho de mercado que pode ser um indutor do uso de biodiesel é o abastecimento de unidades de geração de energia elétrica do Sistema Isolado no Norte do país, onde o combustível produzido localmente, com matéria-prima da região, pode ter preços mais atrativos que o *diesel* fóssil, que requer logística especial de entrega em pontos remotos.

O RenovaBio é um modelo de mercado de compra e venda de créditos de carbono a partir de certificados (CBIOS)⁷ cujos objetivos são expandir os biocombustíveis na matriz, induzir a eficiência e reduzir as emissões na produção, comercialização e uso de biocombustíveis, favorecendo o cumprimento dos compromissos do Acordo de Paris. Os produtores (de etanol, biodiesel, biometano, bioquerosene, segunda geração, entre outros), voluntariamente, certificam sua produção e recebem CBIOS listados na bolsa (B3), na qual podem ser comprados pelas distribuidoras. Estas, por sua vez, são obrigadas a cumprir metas anuais de aquisição de CBIOS na proporção da participação do mercado de gasolina e *diesel* ou por investidores no mercado de balcão da bolsa.

Iniciativas governamentais de fomento à renovação e modernização das instalações de cogeração aumentaram a eficiência de conversão da energia da biomassa e, conseqüentemente, a geração de excedentes e sua distribuição. A capacidade de geração da biomassa de cana atingiu 11,4 GW em julho de 2019, um aumento superior a 28% nos últimos cinco anos. Existem também empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal, que expõem o conceito de florestas energéticas utilizando a biomassa de eucalipto (EPE, 2019).

7. Produtores recebem notas de eficiência energético-ambiental, calculadas pela RenovaCalc, que mede a quantidade de emissões relativas de CO₂ equivalente no ciclo de vida do combustível comparável. Com base na diferença de emissões, o produtor eficiente recebe um título, ou CBIO, que indica quantos litros produzidos equivale a 1 tonelada de emissões evitadas, ou sete árvores em termos de captura de carbono. A nota de eficiência multiplicada pelo volume de biocombustível comercializado resulta na quantidade de CBIOS que poderá ser emitida e vendida no mercado.

Em resumo, o Brasil parte de situação muito distinta do resto do mundo, pois tem uma das matrizes mais limpas do mundo. O país tem grande potencial de fontes renováveis a custos competitivos, contribuindo para a expansão da descarbonização da economia. Contudo, é importante destacar que a implementação das políticas e programas apresentados é crucial para a transição energética do país. O desenho atual do setor de energia ainda não garante a construção de um mercado mais sustentável, amplo e módico, visto que i) os derivados de petróleo se mantêm como a principal fonte de energia final; ii) a expansão do gás depende de altos investimentos em infraestrutura; e iii) o país tem baixa inserção tecnológica na transformação das redes pela digitalização e armazenamento de energia.

3.3 China

A China ocupa posição central na estratégia global de enfrentamento das mudanças climáticas. O país é o maior consumidor global de energia primária e responsável por 30% das emissões mundiais de CO₂ – o dobro dos Estados Unidos e o triplo da União Europeia –, das quais uma grande parte vem do carvão. Por outro lado, a China se destaca pelo seu ímpeto de promover mudanças da matriz energética, com subsídios robustos e iniciativas de grande escala, sendo o forte crescimento das energias eólica e solar um dos principais impulsionadores da transição energética no país. Além disso, ganhos de eficiência energética e o aumento da participação de setores menos intensivos em energia também determinam um arrefecimento da dinâmica de consumo de energia na China. O país passa por uma nova fase de desenvolvimento econômico com ritmo de crescimento mais modesto em relação ao passado recente e uma mudança estrutural em direção a serviços e tecnologias digitais.

3.3.1 Setor energético chinês

A China é o segundo maior consumidor mundial de petróleo, tendo demandado 14,1 milhões de barris ao dia em 2019, mais que o triplo do volume da sua produção. A demanda de petróleo da China quase triplicou nas últimas duas décadas, respondendo, em média, por um terço do crescimento da demanda global de petróleo a cada ano (BP, 2020a). Apesar do petróleo ter um forte potencial de crescimento no país – dado que o consumo de petróleo *per capita* chinês está, atualmente, em torno um terço dos níveis da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento

Econômico (OCDE) –, o ritmo do aumento da demanda vem diminuindo, em linha com a reestruturação da economia chinesa e os esforços políticos para conter a poluição do ar local, apontando para taxas futuras de crescimento mais moderadas. Isso é extremamente significativo para os mercados globais, especialmente no contexto da transição energética e de preocupações sobre o pico da demanda de óleo (Meidan, 2020).

As grandes estatais Cadastro Nacional de Peritos Contábeis (CNPC), China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) e Sinopec dominam o setor de petróleo nacional na exploração e produção *onshore*, *offshore* e no *downstream*. Além disso, iniciaram, em 2019, os primeiros projetos-piloto de óleo não convencional em Xinjiang e Dagang. Desde 2009, o governo chinês reformou o setor, visando à convergência dos preços domésticos dos derivados de petróleo com os preços do mercado internacional e, assim, resolver os problemas econômicos das estatais decorrentes de controle de preços. As estatais chinesas apresentam participação internacional em várias regiões e países, como na África, América do Norte, Brasil, Austrália e Oriente Médio. Além de aquisições e participações, os chineses têm ampliado as operações de financiamento de projetos de petróleo em diversos países produtores.

A China é o terceiro maior consumidor de gás natural mundial, tendo consumido 307 bilhões de metros cúbicos em 2019. A produção chinesa, incluindo o gás não convencional, apresenta aumentos consecutivos, porém o gás natural ainda possui baixa participação na matriz chinesa, com constantes episódios de escassez, especialmente na região Norte, no inverno, agravados por gargalos na infraestrutura de transporte, armazenamento e regaseificação de GNL. Já as fontes de oferta externa de gás natural se apoiam em conexões via GNL e dutos, como: i) o gasoduto sino-Myanmar; ii) o Central Asian Gas Pipeline (CAGP), que liga o país a Turcomenistão, Uszbequistão e Cazaquistão; e iii) os gasodutos russos Altai e Power of Siberia. Apesar dos maiores fluxos de importações de gasodutos, o GNL é crucial para atender às ambições de gaseificação da China, pois é mais flexível do que as importações dutoviárias para atender as variações da demanda e cobrir a incerteza de produção doméstica. No final de 2019, o país tinha 21 terminais de regaseificação de GNL com capacidade combinada de 3,5 trilhões de metros cúbicos. As políticas de ar limpo e metas ambientais apoiam o aumento do uso de gás, que vem ganhando espaço na geração elétrica, aquecimento e transporte, como alternativa ao carvão e à gasolina (IEA, 2019).

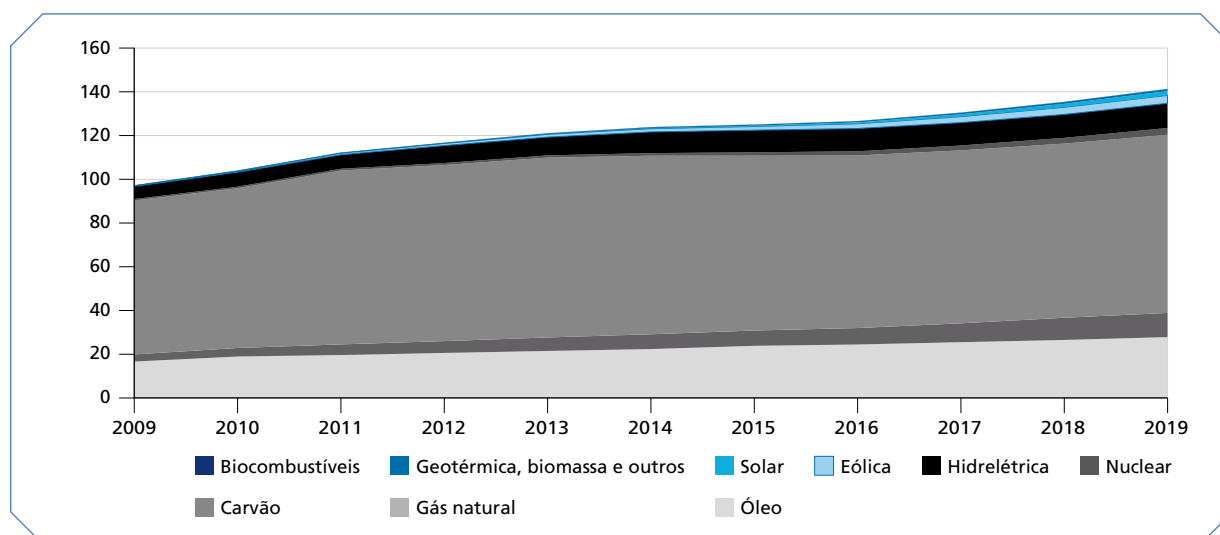
Historicamente, as três grandes estatais de petróleo também dominam a cadeia do gás, porém o setor vem passando por reformas. PetroChina e Sinopec Corp estão em processo de venda de ativos para a PipeChina,⁸ a nova empresa estatal de gasodutos, e o governo busca acelerar o ritmo da liberalização do mercado, separando as atividades de transporte e comercialização de gás natural. Além disso, as reformas e a demanda crescente de gás criam oportunidades para empresas independentes nas atividades de GNL e produção não convencional de gás. Na precificação, vem ocorrendo o alinhamento dos preços domésticos e internacionais e a paridade ao carvão no âmbito doméstico.

A China também é o maior consumidor mundial de carvão e possui grandes reservas do combustível, que compõe a base do seu sistema energético e representa a maior parcela do fornecimento de energia do país. Na última década, a participação relativa do carvão caiu de 70% para 58% da matriz de energia primária (gráfico 9) e 65% da produção de eletricidade, acima da média global de 27%. Com mais de 1.000 GW, a China abriga cerca de metade de toda a capacidade global de geração de energia a carvão.

GRÁFICO 9

Evolução da matriz energética da China (2009-2019)

(Em Exajoules)



Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

8. A PipeChina é a nova maior empresa de gasodutos do mundo, com patrimônio de mais de US\$ 70 bilhões. A propriedade é dividida entre a PetroChina (30%), Sinopec Corp (14%), CNOOC Gas & Power (3%) e sete instituições financeiras estatais (53%).

O uso de carvão na geração elétrica tem apresentado recuperações desde 2017. Isso ocorre porque o país tem cerca de 400 GW de excesso de capacidade instalada a carvão, que vem, progressivamente, entrando em operação, de acordo com o aumento da demanda. Além dessa reserva, a China tem cerca de 250 GW de capacidade de carvão em desenvolvimento (98 GW em construção e 152 GW em planejamento), mais do que os parques de geração a carvão dos Estados Unidos ou Índia.

O planejamento de novas usinas a carvão foi intensificado desde 2019, após o governo central relaxar a política de semáforo⁹ e os governos locais demonstrarem interesse nas atividades em torno da indústria carvoeira para compensar os impactos da Covid-19 no crescimento econômico, com 43,8 GW de nova capacidade comissionada naquele ano (Shearer *et al*, 2020). Já em 2020, a indústria de energia chinesa propôs mais 40,8 GW de novas usinas a carvão (Shearer e Myllyvirta, 2020). Isso não significa um aumento correspondente no uso da energia a carvão e das emissões, pois a capacidade a carvão descomissionada atingiu 145 GW em 2018-2019 e a construção das novas usinas ainda exige autorização da Comissão de Desenvolvimento e Reforma (RDC). O governo central também relegou parte dessas usinas ao *status* de reserva de emergência e removeu incentivos econômicos para o seu desenvolvimento, incluindo a redução de horas de operação garantida e taxas de retorno para novas usinas de carvão, bem como a obrigação de uma compra mínima de horas para energia renovável.

Após o carvão, a geração elétrica se baseia em hidrelétricas (17%), eólica (6%), nuclear (5%), derivados de petróleo (3%), gás natural (3%) e solar (1%). A capacidade de geração de energia usando fontes renováveis está se expandindo rapidamente, a taxa média de crescimento é de 5,5% a. a., tendo atingido 790 GW no final de 2019 – 356 GW de hidrelétricas, 240 GW de eólica e 204 GW de solar.

A capacidade chinesa de energias eólica e solar correspondem a mais de um terço da capacidade instalada mundial dessas fontes. Os projetos de eólica e solar fotovoltaica se concentram nas regiões Norte e Noroeste da China, em grandes usinas de geração. A energia eólica *offshore* também tem se destacado, com 11 GW em construção atualmente, enquanto

9. Implementado em 2016, a política atribui a cada província uma cor para indicar restrições ao carvão, sendo a luz vermelha a proibição de novas licenças para construção de usinas a carvão.

Guangdong, Fujian e Zhejiang deram “*status* de projeto provincial importante” a outros 14 GW de capacidade planejada. Já a energia solar, apesar da participação ainda muito baixa na matriz, apresenta aumento muito acelerado – entre 2014 e 2018, a China adicionou 158 GW de solar fotovoltaica, quase a capacidade total de geração de energia do Brasil.

A China se tornou não apenas o maior mercado, mas também o principal fabricante de tecnologias de geração eólica e solar. Em 2018, as empresas chinesas representavam mais de um terço dos fabricantes de turbinas eólicas no mundo e, em 2019, o país construiu cerca de 70% das células e módulos solares fotovoltaicos globais. Nos últimos quarenta anos, os custos dos painéis solares caíram mais de 99%, impulsionados pela fabricação de baixo custo na China.

A China também está promovendo ativamente a energia nuclear como uma fonte limpa, eficiente e confiável de geração de eletricidade. O país tem capacidade instalada de 46 GW e vem expandindo rapidamente sua capacidade após 2015, construindo 11 GW de capacidade adicional (cerca de 18% da capacidade nuclear global atualmente em construção), o que provavelmente aumentará a geração nuclear nos próximos anos.

O setor elétrico chinês tem expandido a produção a uma taxa média de 10% desde 2000, posicionando o país como o maior gerador de eletricidade mundial desde 2011. Desde as reformas de 2002, que encerraram o monopólio da estatal State Power Corporation (SPC), o setor de geração passou a ser dominado por cinco empresas estatais (China Huaneng Group, China Datang Corporation, China Huadian Corporation, China Guodian Corporation e China Power Investment Corporation), gerando cerca da metade da eletricidade, enquanto o resto é produzido por empresas locais e geradores independentes, com participação de capital estrangeiro de forma limitada (US EIA, 2020a). Na transmissão e distribuição, duas empresas se destacam, China Southern Power Grid Company e State Grid Corporation da China. A State Grid opera redes nas regiões norte e central, enquanto a China Southern Power Grid se encarrega do sul. Dentre os desenvolvimentos de destaque em redes, está a busca por eficiência, tecnologias de *smart grids* e *ultra-high voltage* na transmissão.

O uso de biomassa na China é atualmente muito limitado, com cerca de 1 EJ anual. A palha da colheita é a maior fonte de biomassa no país, dada a grande escala da agricultura, no entanto a principal barreira para a sua utilização reside na falta de mecanismos de coleta

sistemática em larga escala. Culturas como milho, cana-de-açúcar, sorgo e oleaginosas enfrentam limitações no uso da terra, e a biomassa lenhosa requer reflorestamento em grande escala e sistema de coleta eficiente.

Por fim, a China produz 25 milhões de toneladas anuais de hidrogênio, sendo 40% via gaseificação do carvão. O país também conta com outras rotas técnicas como a eletrólise e a coleta e uso de subprodutos do hidrogênio sem consumo adicional de combustível fóssil.

3.3.2 Políticas de difusão de fontes renováveis e de gás natural

A China vem expandindo as fontes de energia renováveis, incluindo hidrelétrica, eólica, solar e bioenergia, para lidar com o nível perigoso de poluição do ar, além de cumprir seu compromisso no acordo climático de Paris. A NDC chinesa propôs reduzir as emissões de CO₂ por unidade do PIB de 60% a 65%, relativamente ao nível de 2005, até 2030, aumentando a participação de combustíveis não fósseis no consumo de energia primária para cerca de 20% e o estoque florestal em 4,5 bilhões de metros cúbicos. A rápida construção de um sistema energético de baixo carbono se dará através de inúmeras frentes, incluindo:

- o controle do consumo total de carvão e avanço em tecnologias de *clean coal*;
- o aumento da participação de geração altamente eficiente de unidades a carvão e redução do consumo unitário de carvão de novas plantas;
- a expansão do uso do gás natural, atingindo mais de 10% no consumo de energia primária total até 2020 e desenvolvendo meios de alcançar a marca de 30 bilhões de metros cúbicos de produção de *coal-bed methane*;
- a promoção de energia hidrelétrica, com proteção ambiental, ecológica e social das populações mobilizadas;
- o desenvolvimento de energia nuclear de maneira segura e eficiente;
- a ampliação das energias solar e eólica, atingindo 100 GW e 200 GW, respectivamente;
- o desenvolvimento proativo de energia geotérmica, a bioenergia e energia das marés;
- o aperfeiçoamento da recuperação e utilização do gás ventilado e associado em campos de petróleo; e
- a expansão da energia distribuída e construção de *smart grids*.

Após o Acordo de Paris, a China anunciou seu 13º Plano Quinquenal (2016-2020), com o foco em limitar o consumo de energia para 5 bilhões de toneladas de carvão equivalente até 2020, limitar o consumo de carvão a 1.100 GW, reduzir a intensidade energética em 15% e as emissões de CO₂ em 18%, além de desenvolver as energias renováveis, sendo as principais metas:

- 1) aumentar a participação de energia não fóssil no consumo total de energia primária para 15% até 2020 e para 20% até 2030;
- 2) aumentar a capacidade instalada de energia renovável para 680 GW até 2020;
- 3) aumentar a capacidade instalada de energia eólica para 210 GW até 2020;
- 4) aumentar a capacidade instalada de energia solar para 105 GW até 2020;
- 5) promover o desenvolvimento de energia eólica *offshore* e oceânica; e
- 6) liderar a inovação em tecnologias de energias renováveis.

Vale destacar que a energia solar fotovoltaica, no início de 2018, já excedia sua meta oficial em aproximadamente 47% (154,55 GW). A fonte atingiu recorde histórico de expansão de capacidade de 53 GW em 2017, mas caiu para cerca de 41 GW em 2018 e 25 GW em 2019, e projeções apontam a manutenção desse nível de nova capacidade anual até 2025 (Europe losing..., 2020). Quanto ao ponto (4), o posicionamento chinês é de continuar a apoiar o desenvolvimento da indústria de equipamentos de energia renovável, aumentando a participação no mercado global.

O Plano Quinquenal direciona e sintetiza as ações e políticas na área de energia. Algumas políticas dão a tônica das transformações visadas pelo país numa transição de baixo carbono como: i) a limitação da produção e consumo do carvão; ii) o incentivo à substituição do carvão pelo gás no setor industrial e residencial; iii) adotar uma mistura de 10% de etanol na gasolina nacionalmente a partir de 2020; e iv) avançar na difusão de veículos elétricos no setor de transporte. Dentre as frentes de desenvolvimento tecnológicos, o plano lista as áreas prioritárias, descritas a seguir.

- Sistemas de energia inteligentes de alta eficiência: tecnologias para *peak shaving* (usinas hidrelétricas de reservatório e reversíveis, unidades a gás para pico); e unidades de estocagem, adaptação e flexibilidade aos sistemas elétricos.

TEXTO para DISCUSSÃO

- Avanço na eficiência do carvão e *clean coal*: redução de emissões da geração a carvão; *upgrade* nas unidades existentes; metas de consumo médio de carvão por kWh; e incentivo a unidades de cogeração.
- Energia renovável: construir 60 GW de hidrelétricas (particularmente no Sudoeste do país); desenvolver mercados e rotas de transmissão; orientar o desenvolvimento eólico e solar no Norte, Nordeste e Noroeste e áreas costeiras; além de desenvolver a geração distribuída nas regiões Central, Leste e Sul.
- Energia Nuclear: completar os projetos (Sanmen, Haiyang e Tianwan); desenvolver projetos de demonstração (Fuqing, Fujian e outros); construir várias unidades costeiras e trabalhar em projetos no interior; avançar no desenvolvimento de plantas de reprocessamento; atingir 58 GW (adicionando 30 GW de capacidade em construção); e garantir o abastecimento do combustível nuclear.
- Petróleo e gás não convencionais: construir bases industriais de GTL (Qinshui, Ordos, Guizhou); acelerar a exploração de *shale gas* (Sichuan, Chongqing, Yunnan, Shaanxi, Guizhou); incentivar a produção de petróleo em areais betuminosas e *shale*; bem como avançar no desenvolvimento de hidratos de gás natural.
- Transmissão de energia: construir rotas de transmissão elétrica para bases hidrelétricas; desenvolver corredores estratégicos para importação de petróleo; e melhorar as redes de gasodutos.
- Instalações de armazenamento de energia: concluir e avançar em projetos de reservas de petróleo e derivados; construir reservas de gás natural, e instalações de armazenamento e transporte de carvão; bem como aumentar a escala das reservas de urânio.
- Principais tecnologias e equipamentos de energia: acelerar a área de pesquisa e desenvolvimento (P&D) para mineração de carvão, petróleo e gás não convencionais, e *offshore*; aumento da qualidade do carvão; geração térmica eficiente (ultrassupercrítica); energia nuclear de quarta geração; eólicas *offshore*; energia solar térmica; armazenamento de energia em larga escala; energia geotérmica; *smart grids*; além de desenvolver a indústria de componentes e equipamentos de reatores nucleares de terceira geração, como grandes hidrelétricas, caldeiras e motores elétricos eficientes, componentes elétricos e eletrônicos de alta potência, e supercondutores de alta temperatura.

O 13º Plano Quinquenal também incorpora as finanças verdes como meta para o setor de serviços financeiros. O Banco do Povo da China tem promovido ativamente o desenvolvimento de financiamento sustentável e de baixo carbono, oferecendo empréstimos a empresas do setor público que permitam a rápida expansão da energia solar. Hoje o país é um dos maiores

emissores de títulos verdes do mundo, o que não se restringe ao investimento doméstico e engloba os “Green Belt and Road Bonds” (Thompson, 2020a).

A China subsidia a energia renovável há anos, o que lhe permitiu adicionar mais capacidade do que em qualquer outro lugar do mundo. Apenas em 2020, o governo dedicou 92,4 bilhões de yuans (US\$ 13 bilhões) para subsídios renováveis, 7,5% a mais do que no ano passado. No plano, os projetos solares recebem 42,8 bilhões de yuans, enquanto os eólicos, 35,7 bilhões. O restante do orçamento é para energia de biomassa e rede elétrica. Os pagamentos são financiados por uma sobretaxa nas contas de luz.

Entretanto, atualmente, o governo vem reduzindo o número de novos projetos eólicos e solares elegíveis para subsídios e zerou os subsídios a partir de 2021, após um crescimento robusto durante o 13º Plano Quinquenal (e redução da tarifa para eólica *offshore* a partir de 2022). O governo também está implementando o programa de paridade de preços de rede (*grid price parity*) a partir de reformas no sistema de tarifa *feed-in*, substituindo-o por leilões em que as energias eólica e solar competirão diretamente com o carvão. A iniciativa também vem sendo aplicada ao gás natural, cujas tarifas reguladas foram reduzidas em até 28% nas principais províncias desde junho de 2020, motivadas também pelos atuais preços baixos do gás no mercado internacional (Thompson, 2020b). Esse processo, no entanto, começa a desacelerar a capacidade agregada de eólica, solar e de gás natural, pois ameaça a rentabilidade dos novos projetos. Os desenvolvedores buscaram apressar a conclusão de empreendimentos subsidiados em 2020 (o que adicionaria 28 GW de eólica) – porém, foram dificultados pela pandemia e hoje buscam a extensão dos subsídios para concluir seus empreendimentos.

As estatais chinesas também adotam estratégias de difusão de renováveis e descarbonização. A PetroChina se tornou a primeira empresa estatal asiática a anunciar metas de emissões líquidas “quase zero” até 2050. A empresa, que já é membro da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), é a maior produtora de petróleo e gás da Ásia e a primeira petrolífera nacional asiática a publicar uma meta líquida endereçada às emissões de carbono e à transição energética. A participação do petróleo no mandato da empresa se reduzirá de 57%, em 2020, para apenas cerca de um quarto em 2035, enquanto a de gás ficará praticamente estável até 2035. A meta de investimentos de baixo e zero carbono é de US\$ 0,4 a 0,7 bilhões por ano entre 2020-2025

e, a partir desse período, aumentando para US\$ 1,5 bilhão a.a. para investir em geotérmica, solar, eólica e hidrogênio. Já a CNOOC iniciará seu primeiro parque eólico *offshore* no final de 2020.

Quanto ao gás natural, existe um potencial significativo para que essa fonte se difunda em mercados hoje dominados pelo carvão. A China tem buscado reduzir a escassez de oferta e os gargalos da infraestrutura de gás, além de promover o desenvolvimento de gás natural não convencional (*shale e tight gas*), a partir de incentivos financeiros para produtores. O país busca ampliar a importação de gás, construindo um sistema de gasodutos com a Rússia e a Ásia Central, além de vários terminais de regaseificação de GNL ao longo de toda a sua costa. Reformas regulatórias passaram a permitir que empresas estrangeiras investissem em dutos de distribuição de gás a fim de facilitar o rápido desenvolvimento de infraestrutura.

Destacam-se, nos âmbitos provincial e municipal, os planos de ação Aquecimento de Inverno Limpo e Céu Azul, que estabelecem metas específicas para a expansão do gás natural, bem como para as tecnologias geotérmica e carvão limpo, com o objetivo de substituir o uso do carvão na geração de calor e combater os picos nas emissões de poluentes atmosféricos durante o inverno. Sob o plano de Aquecimento de Inverno Limpo, quase 2 bilhões de metros quadrados de área útil nas “2 + 26” cidades (Pequim e Tianjin, além de 26 cidades nas províncias vizinhas de Hebei, Henan, Shanxi e Shandong) são destinadas ao aquecimento a gás natural. Já no segmento industrial, o gás natural representa apenas 5% da demanda, em comparação com uma média global de 22%; no entanto, as perspectivas de mudanças nos setores de ferro e aço, petroquímica e cimento favoráveis à expansão desse combustível são muito desafiadoras.

Segundo o Plano de Desenvolvimento da Indústria de Biomassa, a China possui alguns desafios para o desenvolvimento da biomassa, como: alta quantidade de terras não cultivadas; competição entre culturas energéticas e alimentos; urbanização; e altos preços da terra. A China tem programas massivos para florestar áreas arenosas, especialmente no Oeste, proteger as florestas e planejar o uso da terra para garantir a produção de safras de energia biocombustível.

Quanto ao biogás, cerca de 100 mil projetos foram construídos em áreas rurais na China com capacidade de produção de 19 bilhões de metros cúbicos. Já no setor de biocombustíveis,

Sinopec e CNPC iniciaram uma cooperação com empresas internacionais, visando ao segmento de combustíveis para aviação e navios; contudo, a potencial redução dos custos do hidrogênio e da amônia podem reduzir a necessidade de uso de bioenergia nesse setor.

A China já tem planos significativos em andamento para desenvolver hidrogênio, especialmente nos setores de transporte. Em 2018, as cidades de Pequim, Rugao e Foshan iniciaram projetos pilotos de caminhões e ônibus a hidrogênio. O país possui estudos em rotas alternativas de produção de hidrogênio de zero carbono, como processos termoquímicos com alta temperatura, reator nuclear resfriado a gás (HTGC) ou outras fontes de calor, pirólise de metano e processos fotoeletroquímicos (Hove, 2020). A Sinopec, maior refinadora de petróleo do mundo, quer liderar o avanço do hidrogênio na China, com planos para postos de abastecimento de hidrogênio ao lado de seus postos de gasolina na costa leste.

A China obteve 1,25 milhões de unidades de novos veículos elétricos em 2018, correspondendo a 5% das vendas de veículos, e 1,03 milhão de pontos de carregamento em 2019, além da construção de 4,8 milhões de postos de carregamento até o final de 2020. O país tem a meta de elevar a participação dos veículos elétricos no mercado para 25% até 2025, porém modificações nos subsídios de compra levaram ao declínio das vendas. Por outro lado, a China lançou política de produção nacional para grandes fabricantes, a qual exige que as montadoras cumpram metas de produção ou comprem créditos de empresas com desempenho superior, a fim de aumentar a participação dos veículos elétricos nas vendas de veículos novos. A China também está se esforçando para se tornar o mercado líder na produção de células de bateria. A CATL domina o mercado chinês, com participação superior a 50%. A China tem padrões nacionais para carregamento e está desenvolvendo um novo padrão ultrarrápido chamado ChaoJi (Hove, 2020).

Outra medida de destaque é a implementação de um mercado nacional de emissões. Depois de sete projetos pilotos, a China lançou o objetivo de criar um mercado nacional de carbono em 2017, cujo escopo inclui diversos setores, mas se direciona especialmente ao setor de energia. A base legal para esse mercado está ainda em desenvolvimento.

Por fim, em 2020, a China renovou sua NDC no âmbito do Acordo de Paris, assumindo unilateralmente uma liderança global mais clara no combate às mudanças climáticas.

Em discurso na Assembleia Geral das Nações Unidas, reforçado na Cúpula de Ação Climática em dezembro do mesmo ano, o país divulgou as metas de atingir o pico de emissões de CO₂ em 2035 e se tornar neutro em carbono antes de 2060. Estima-se que a nova meta de longo prazo irá direcionar o 14º Plano Quinquenal (2021-2025) na promoção de um “grande salto adiante” das energias renováveis no país. Os objetivos específicos da nova NDC são:

- redução da intensidade de carbono acima de 65%, em relação a 2005;
- participação de fontes não fósseis (renováveis e nuclear) na matriz energética primária de 25%;
- aumento do volume da floresta em 6 bilhões de metros cúbicos, em relação a 2005; e
- capacidade de geração de energia eólica e solar acima de 1.200 GW.

Nesse contexto, a implantação de energia renovável é apresentada como parte de um esforço maior dentro da China para desenvolver uma “civilização ecológica”, uma abordagem interindustrial para reduzir o nível de poluição e o uso de combustível fóssil, mitigar a mudança climática e melhorar a eficiência energética. Contudo, sob a dinâmica atual, o forte crescimento da demanda de energia ainda não permite que a alta penetração da energia limpa na geração de eletricidade resulte na redução das emissões em termos absolutos. Grandes esforços ainda são necessários para dobrar as instalações de geração limpa e viabilizar o uso econômico da captura de carbono.¹⁰

3.4 Índia

A Índia é o terceiro maior consumidor de energia do mundo, atrás de China e Estados Unidos, e o terceiro maior emissor de CO₂, mas apresenta o menor consumo de energia *per capita* dos BRICS. Assim como a África do Sul e a China, o sistema energético indiano é baseado no carvão, a fonte mais barata e abundante do país. Segundo projeções da IEA (2020), a Índia responderá por 25% do crescimento da demanda de energia global nas próximas duas décadas, e as crescentes necessidades de energia tornarão o país mais dependente das

10. Para que as novas metas de redução de emissões sejam atingidas, a Universidade de Tsinghua menciona o limite máximo de emissões de CO₂ de 10,33 bilhões de toneladas, em 2020, e de 10,5 bilhões de toneladas até 2025. Isso inclui não só o fechamento de quase todo o parque de geração a carvão antes do fim da sua vida útil, mas também que 85% de toda a energia e 90% da eletricidade sejam provenientes de fontes não fósseis até 2050.

importações de combustíveis fósseis, frente à estagnação da produção doméstica de óleo e gás. Nesse contexto, a transição energética da Índia é uma frente crítica na luta global contra as mudanças climáticas e na própria segurança energética do país, que sofre recorrentes apagões e tem parte da população sem acesso à energia.

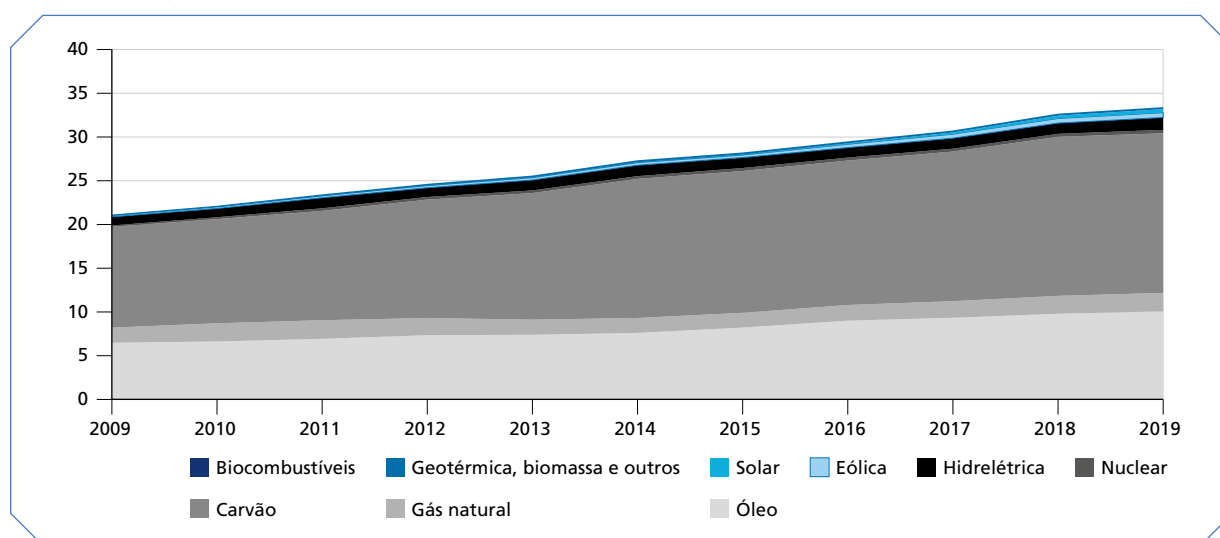
3.4.1 Setor energético indiano

Nas últimas duas décadas, a Índia dobrou o seu consumo de energia primária e, de acordo com a IEA (2020), a demanda de energia do país irá novamente dobrar até 2040, e a de eletricidade, triplicar. O crescimento previsto do consumo de energia indiano irá influenciar as dinâmicas do mercado de energia global nos próximos anos, enquanto o país permanecerá sendo um grande consumidor global de fontes fósseis. A matriz energética indiana é predominantemente constituída por carvão (54,6%), seguido de petróleo e outros líquidos (30%), e gás natural (6,3%), enquanto nuclear e fontes renováveis somam 10% do consumo de energia total (gráfico 10).

GRÁFICO 10

Evolução da matriz energética da Índia (2009-2019)

(Em Exajoules)



Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

A Índia é o segundo maior produtor e consumidor de carvão do mundo, tendo importado 275 milhões de toneladas de carvão em 2019. Cerca de dois terços desse montante são consumidos no setor elétrico, e o restante em indústrias intensivas em energia, como ferro, aço e cimento. A estatal Coal India Limited (CIL) domina o setor, com mais de 80% da produção, em conjunto com outras empresas – em particular, a também estatal Singareni Collieries Company Limited (SCCL).

A Índia foi o terceiro maior consumidor global de petróleo em 2019 – 4,9 milhões de barris ao dia –, e espera-se que o consumo de óleo do país cresça mais rápido do que o de qualquer outra grande economia fora da OCDE (US EIA, 2020b). A produção doméstica de óleo não passa de 1 milhão de barris ao dia e apresenta quedas. Quase metade da produção de petróleo bruto da Índia é proveniente de campos *offshore*, embora essa participação tenha caído nos últimos anos com a queda de produção do campo de Mumbai High. O único projeto considerável que deve entrar em operação nos próximos anos é o KG-D5, da Oil and Natural Gas Corporation, com 78.000 barris ao dia em águas profundas. Quanto ao gás natural, a capacidade insuficiente de importação e a redução da produção indiana restringiram a demanda de gás por vários anos. A Índia é o quarto maior importador de GNL desde 2011, depois do Japão, Coreia do Sul e China, e consome cerca de 1,2 trilhão de metros cúbicos, ou 7% do comércio global, e tem capacidade total de regaseificação de 1,9 trilhão de metros cúbicos. Outro 1,0 trilhão de metros cúbicos está em construção em novos terminais e deverá entrar em operação em 2022 (US EIA, 2020b).

A fim de atender à crescente demanda de petróleo e gás natural, bem como reduzir a dependência de importação, o governo indiano busca atrair investimentos nacionais e estrangeiros em gás, derivados de petróleo, refinarias, entre outros. Duas empresas estatais, a Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) e a Oil India Limited (OIL) detêm a maior parte da atividade de produção e refino no país, além de participações em reservas e produção na América do Sul, África, Sudeste Asiático e na região do mar Cáspio. Ainda assim, grande parte das importações de petróleo advém do Oriente Médio, onde tais empresas têm acesso limitado. Já as empresas privadas concentram-se em cerca de um terço do mercado no refino e na cadeia do GNL.

No *downstream*, o país tem um posicionamento forte no refino de exportação com o intuito de tornar-se um *hub* do comércio de derivados de alta qualidade. Em 2019, a Índia tinha 5 milhões de barris ao dia de capacidade nominal de refino, sendo o segundo maior refinador da Ásia, depois da China (US EIA, 2020). As empresas privadas detêm cerca de 35% da capacidade total de refino, sendo as maiores refinarias do país localizadas no complexo Jamnagar, em Gujarat, de propriedade do conglomerado privado Reliance Industries, o qual, em conjunto com a estatal GAIL, domina também as redes de gasodutos indianas.

A Índia é o terceiro maior produtor e segundo maior consumidor de eletricidade do mundo, com capacidade instalada de 370 GW. O crescimento econômico sustentado e o foco do governo na universalização do acesso à energia impulsionam a demanda de eletricidade, sendo necessário um acréscimo maciço da capacidade de geração. O setor elétrico indiano é, igualmente, baseado em carvão, que responde por 55% da capacidade instalada total e contribui com 70% da geração total. Até 2022, planeja-se o acréscimo de 47,86 GW de usinas a carvão.

A capacidade instalada de geração renovável ganhou ritmo nos últimos anos, especialmente com a expansão de eólica e solar, totalizando 87 GW em 2020, sendo: 37 GW de solar, 38 GW de eólica, 10 GW de biomassa e 5 GW de pequenas centrais hidrelétricas. A Índia também tem sete usinas nucleares com capacidade de geração líquida de 6,3 GW. Outros sete reatores com capacidade total de 4,8 GW estão em construção e vários projetos em fase de planejamento. Os recursos renováveis estão distribuídos de forma heterogênea pelo território indiano, o que reforça a ideia de maior integração dos sistemas regionais. Com capacidade potencial de 363 GW, o Norte da Índia deve se tornar o centro de energia renovável do país.

O setor elétrico tem uma parcela considerável de usinas de autoprodução na indústria, muitas vezes não interconectadas à rede principal. O país sofre de grave escassez de eletricidade, em particular em horários de pico, com apagões recorrentes, impondo desafios à segurança do abastecimento. Fornecimento insuficiente de combustível para geração de energia, problemas técnicos na transmissão de eletricidade, baixas tarifas de eletricidade e dificuldades financeiras das empresas de distribuição afetam a confiabilidade do sistema. O setor elétrico apresenta participação crescente de companhias privada, em particular no segmento de geração. A Power Grid Corporation da Índia (Powergrid) opera as cinco redes elétricas regionais, enquanto as

concessionárias estaduais de transmissão (algumas com participação privada) operam a maioria dos segmentos de transmissão e distribuição.

3.4.2 Políticas de difusão de fontes renováveis e de gás natural

No Acordo de Paris, a Índia apresentou em sua NDC a meta de, até 2030, reduzir a intensidade de emissões (emissões/PIB) em 33 a 35%, em relação aos níveis de 2005. Além disso, a meta voluntária visa: i) atingir cerca de 40% da capacidade instalada de energia elétrica não fóssil acumulada até 2030, com a ajuda da transferência de tecnologia e financiamento internacional (por exemplo, Green Climate Fund); ii) sequestrar carbono de 2,5 a 3 bilhões de toneladas de CO₂eq por meio de florestas até 2030; iii) adaptar-se melhor às mudanças climáticas, aumentando os investimentos em programas de desenvolvimento em setores como agricultura, recursos hídricos, região do Himalaia, regiões costeiras, saúde e gestão de desastres; iv) mobilizar fundos nacionais e de países desenvolvidos para implementação de ações de mitigação e adaptação; e v) construir capacidades, criar estrutura interna e arquitetura internacional para a rápida difusão de tecnologia climática de ponta, a partir de colaboração conjunta de P&D.

Em termos práticos, as iniciativas propostas para atingir tais metas são:

- introdução de novas tecnologias limpas e mais eficientes na geração de energia térmica;
- promoção da geração renovável e aumento da participação de combustíveis alternativos no *mix* de combustíveis;
- redução das emissões do setor de transportes;
- promoção da eficiência energética na economia (indústria, transportes, edifícios e eletrodomésticos);
- redução das emissões de resíduos;
- desenvolvimento de infraestrutura resiliente ao clima;
- implementação integral da “Missão Índia Verde” e outros programas de reflorestamento; e
- planejamento e implementação de ações para melhorar a resiliência climática e reduzir a vulnerabilidade às mudanças climáticas.

Nesse contexto, o país estabeleceu um Plano Nacional de Ação sobre Mudanças Climáticas (National Action Plan on Climate Change – NAPCC), no qual descreve oito missões nacionais, algumas no setor energético (ver seção 2.4.3), para atingir seus compromissos climáticos:

- Missão Solar Nacional;
- Missão Nacional para Melhoria da Eficiência Energética;
- Missão Nacional sobre Habitat Sustentável;
- Missão Nacional da Água;
- Missão Nacional para Sustentar o Ecossistema do Himalaia;
- Missão Nacional por uma “Índia Verde”;
- Missão Nacional para Agricultura Sustentável; e
- Missão Nacional de Conhecimento Estratégico para as Alterações Climática.

Ademais, no 12º Plano Quinquenal Indiano e, em seguida, na Agenda de Ação Trienal, o governo indiano estabeleceu inúmeras diretrizes para o setor energético que percorrem outros planos e políticas específicas (Índia, 2013; NITI, 2017). É o caso do Plano Nacional de Eletricidade, onde foi estabelecida a meta de instalar 175 GW de nova capacidade de fontes renováveis até 2022, o equivalente à metade da atual capacidade renovável do país. Também vale destacar a ambiciosa Missão Solar Nacional (*Pandit Jawaharlal Nehru*) que, após revisões, prevê a instalação de 100 GW de energia solar até 2022, almejando construir liderança indiana no setor.

Em 2020, essas metas foram atualizadas para a instalação de 227 GW de capacidade de energia renovável em 2022 – incluindo 114 GW de capacidade adicional de solar e 67 GW de eólica – e de 450 GW até 2030. O atendimento de problemas da eletrificação de populações isoladas e ganhos de eficiência na agricultura são priorizados no âmbito dessas metas.

A Índia também conta com mecanismos diversos de incentivo para as energias renováveis, como tarifas *feed-in* estaduais, certificados e obrigações de compra de energia renováveis, incentivos via subsídios e tributos, além de leilões. Por exemplo, em 2020, o governo anunciou um esquema de incentivos no valor de US\$ 610 milhões para fabricação de módulos solares fotovoltaicos de alta eficiência em um período de cinco anos. O Ministério de Nova Energia

Renovável (MNRE) fornece benefícios sobre impostos alfandegários a telhados solares, o que reduz o custo de instalação. A Solar Energy Corporation of India (SECI) implementou leilões centrais em grande escala para parques solares, fechando contratos para 47 parques com mais de 25 GW de capacidade combinada.

Para atingir os objetivos traçados em expansão de renováveis, a Índia necessita aumentar o investimento em energia limpa no valor de, pelo menos, US\$ 20 a US\$ 30 bilhões anuais, muito maior do que a média de investimento nos últimos cinco anos, de US\$ 8 a US\$ 10 bilhões por ano. Dessa forma, o país busca ativamente atrair financiamento privado doméstico e internacional. A Agência Indiana de Desenvolvimento de Energia Renovável (Indian Renewable Energy Development Agency Limited – IREDA) busca a obtenção de capital a partir de estruturas financeiras inovadoras, como a Green Window, que utiliza fundos públicos para alavancar capital privado.

Desde 2005, a Índia tem programa de eletrificação rural, além do objetivo de alcançar a eletrificação universal de domicílios. A Índia fez progresso significativo na melhoria do acesso à eletricidade nas últimas duas décadas; todavia o acesso à eletricidade continua a ser um desafio nas áreas rurais. Há, ainda, várias escolas e centros de saúde públicos, pequenos negócios e unidades agrícolas com abastecimento intermitente e não confiável de energia, o que restringe a possibilidade de resultados favoráveis de desenvolvimento socioeconômico. O investimento em fontes renováveis distribuídas é uma das possíveis soluções para o problema da eletrificação de populações isoladas e para ganhos de eficiência na agricultura. Programas de incentivo ao uso de GLP nas zonas rurais também têm sido desenvolvidos para substituir a biomassa tradicional, que é menos eficiente e gera riscos à saúde.

A constatação de que o crescimento econômico implicará níveis mais altos de consumo de energia coloca a eficiência energética como um elemento essencial para responder ao duplo objetivo de promover o desenvolvimento sustentável e tornar a economia competitiva. A Missão Nacional para Melhoria da Eficiência Energética foi lançada com o intuito de promover avanços na eficiência energética de todas as áreas da economia, incluindo energia, transportes, habitação urbana, bens de consumo e indústrias. Diversas medidas são tomadas, como a Unnat Jyoti by Affordable LEDs for All (UJALA), que distribuiu mais de 353 milhões de lâmpadas LED aos

consumidores indianos pela Energy Efficiency Services Limited (EESL), em 2019. Também há esforços em relação ao uso de eletrodomésticos eficientes e ganhos de eficiência em modais de transportes e de tecnologias supercríticas de geração termelétrica a carvão (Índia, 2013).

No setor de gás natural, o governo planeja investir não só US\$ 2,9 bilhões em produção de óleo e gás, como também US\$ 10,0 bilhões na expansão da rede de gasodutos em todo o país, além de oferecer incentivos às empresas privadas e estatais para a produção de gás natural (principalmente não convencional e de águas profundas) e ampliação da infraestrutura transporte, regaseificação e estações de distribuição de gás natural comprimido (GNC). Em novembro de 2020, o órgão regulador do setor de óleo e gás simplificou a estrutura tarifária de transporte por gasodutos, a fim de tornar o combustível mais acessível aos usuários distantes e atrair investimentos para a construção de infraestruturas de gás natural.

Quanto ao biogás, o governo tem programas e parceiras público-privadas para instalação de usinas de biogás comprimido (bio-GNC) até 2023. No setor de transportes, existem políticas de promoção de veículos elétricos, mas ainda há dúvidas quanto ao seu ritmo, assim como em relação aos biocombustíveis (KPMG, 2017). A estatal Indian Railways adota medidas sustentáveis de eficiência energética e uso de combustível limpo para reduzir o nível de emissão em 33% até 2030.

3.5 Rússia

A Rússia é o segundo maior exportador mundial de gás natural e o terceiro de petróleo bruto e carvão mineral, respondendo por 17%, 12% e 16% da produção global, respectivamente (BP, 2019). O país também ocupa o quarto lugar – depois da China, Estados Unidos e Índia – no consumo de energia primária, produção de eletricidade e emissões de CO₂. As indústrias de fontes fósseis têm peso elevado na economia russa, respondendo por 25% do PIB, 39% das receitas do orçamento federal e 65% das receitas de exportação. Esses recursos financeiros ajudam a manter as redes existentes de poder político e os investimentos de longo prazo em infraestruturas de energia fóssil, gerando uma inércia institucional e tecnológica que influenciam na mudança para uma economia de baixo carbono menos viável.

TEXTO para DISCUSSÃO

Dentre os BRICS, a Rússia foi o país com menor nível de engajamento com a transição energética até agora, apesar de deter os recursos necessários e o desenvolvimento tecnológico para se tornar uma grande potência ecológica. A estratégia de energia russa visa utilizar os recursos energéticos domésticos para impulsionar o desenvolvimento econômico, o que inclui tanto a exploração dos recursos fósseis, visando especialmente à exportação, quanto o maior aproveitamento das fontes renováveis disponíveis no território.

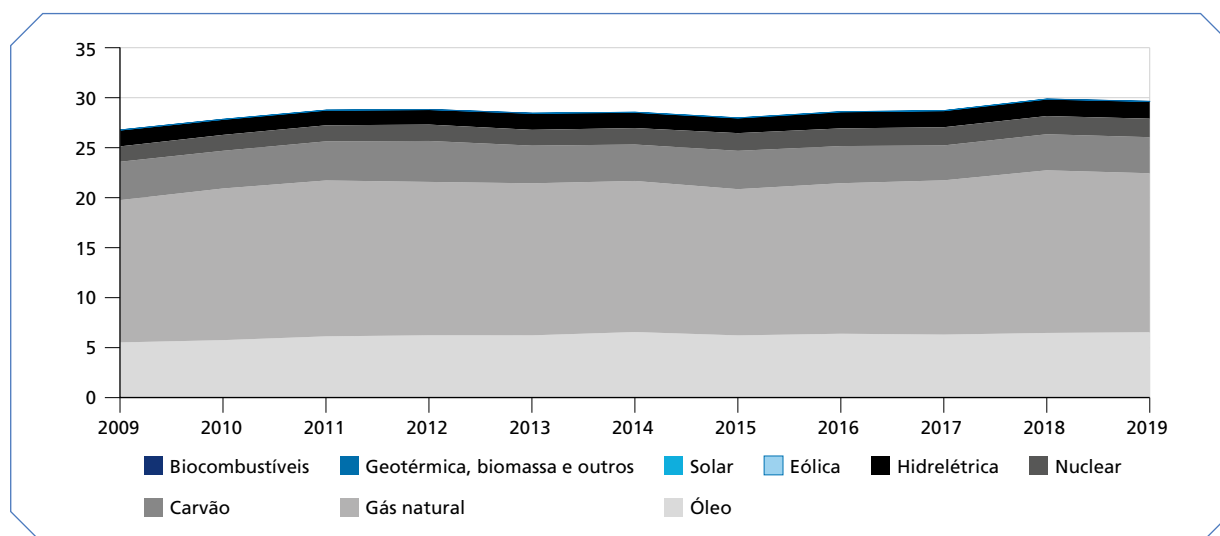
3.5.1 Setor energético russo

O consumo de energia primária da Rússia é fortemente dominado por combustíveis fósseis, com o gás natural atendendo a 53% da demanda, o carvão, 12%, e os combustíveis líquidos à base de petróleo, 22%. As fontes de energia livres de carbono se constituem, basicamente, em hidráulica e nuclear, que correspondem a 5% e 6% da demanda, respectivamente. As fontes solar, eólica, biomassa e outras energias renováveis são insignificantes e totalizam menos de 1% do consumo total, como demonstra o gráfico 11 abaixo.

GRÁFICO 11

Evolução da matriz energética da Rússia (2009-2019)

(Em Exajoules)



Fonte: BP (2020a).

Elaboração dos autores.

O setor de petróleo e gás natural da Rússia é dominado por empresas nacionais, como Rosneft, Gazprom, Northgas, Bashneft, Tatneft, Transneft, Lukoil e Surgutneftefaz, sendo as seis primeiras estatais. As empresas estatais dominam diferentes segmentos da cadeia produtiva de óleo e gás, ademais de serem responsáveis por executar as diretrizes de política energética russa tanto no mercado doméstico como nas relações geopolíticas internacionais. A Gazprom, por exemplo, produz mais da metade do gás russo e detém quase o monopólio das exportações por gasodutos, tendo importante papel nas negociações comerciais de gás com a Europa.

A Rússia é o terceiro maior produtor global de petróleo e o segundo de gás natural. A produção de óleo e gás somou 11,4 milhões barris ao dia e 669 bilhões de metros cúbicos em 2018, respondendo por 17% e 12% da produção global, respectivamente (BP, 2019). A produção é, predominantemente, localizada nas regiões da Sibéria Ocidental e do Urais-Volga, enquanto o Ártico representa a nova fronteira exploratória do país. A maior parte da produção russa é direcionada para exportação, sendo a Europa e a Ásia os principais mercados de destino, e o país aumenta suas vendas de GNL à medida que novos projetos de liquefação entram em operação – apenas em 2018, as exportações de GNL cresceram 62%, atingindo 25 bilhões de metros cúbicos (BP, 2019).

A Rússia é também o terceiro maior exportador de carvão mineral do mundo e suas vendas têm crescido, em particular para a Ásia. A produção de carvão é concentrada na bacia de Kuzbass, no centro do país, e alcançou 220 milhões de toneladas equivalente de petróleo em 2018. Já as exportações tiveram um aumento de 13% – atingindo 136 milhões de toneladas equivalente de petróleo – ou 16%, se referente ao total global (BP, 2019).

A Rússia é um dos líderes globais da indústria de energia nuclear, com destaque no desenvolvimento tecnológico de reatores atômicos rápidos – completam o ciclo do combustível com ganhos de eficiência em relação aos reatores térmicos (lentos). No entanto, cerca de 60% da capacidade nuclear russa tem mais de trinta anos e está em fase final de vida útil, que vem sendo seguidamente prolongada. A modernização e expansão do setor nuclear são prioridades da política energética russa, bem como a exportação de tecnologia para os mercados em expansão da Ásia, África e América Latina.

O setor elétrico russo é composto por sete sistemas regionais de energia (Noroeste, Centro, Sul, Médio Volga, Urais, Sibéria e Extremo Oriente), com conexões a sistemas de países vizinhos. Na última década, o sistema elétrico russo passou por um processo de privatização parcial, com venda de parte do capital da estatal Federal Grid Company. O governo ainda detém 70% do controle da companhia, que controla a maior parte da infraestrutura de transmissão e distribuição. As usinas nucleares e parte das hidrelétricas também permanecem sob controle estatal, pela Rosatom e RusHydro, respectivamente. Já o restante do segmento de geração de energia é privado e baseado em combustíveis fósseis, especialmente o gás natural.

A matriz de geração russa é dominada pelo gás natural, que compõe quase metade da produção elétrica (46%). As usinas termelétricas a gás natural substituem, gradualmente, as centrais a carvão (16%), enquanto o restante da geração elétrica é realizado por nucleares (18%), hidrelétricas (17%) e demais renováveis – solar, eólica e geotérmica (0,5%) (BP, 2019).

Nos setores de utilização final – nomeadamente edifícios, indústria e transportes –, a principal fonte renovável é a bioenergia, cuja origem é, principalmente, os resíduos industriais e urbanos. A Rússia possui recursos abundantes de bioenergia, em todas as suas formas – de produtos florestais e turfa a resíduos agrícolas, industriais e urbanos –, mas seu aproveitamento ainda é baixo (Makarov, Mitrova e Kulagin, 2019).

No setor de transportes, o uso de biocombustíveis é limitado, devido os baixos preços dos combustíveis fósseis. A produção de etanol é de cerca de 150 mil litros por ano, representando uma parcela insignificante da demanda total de energia do setor de transporte russo. Já os veículos elétricos estão fora do alcance do cidadão comum e há poucos incentivos fiscais para os proprietários. Menos de setecentos novos veículos elétricos foram vendidos na Rússia entre 2013 e 2018 – nesse último ano, apenas 144 veículos elétricos foram vendidos, em comparação com 1,8 milhões de veículos com motor de combustão interna (The Russian, 2019).

3.5.2 Políticas de difusão de fontes renováveis e de gás natural

A Rússia possui abordagem ambivalente em relação às mudanças climáticas, estando muito atrás de outras potências mundiais na transição energética. O país aderiu oficialmente ao Acordo

de Paris apenas em 2019, porém ainda sem ratificá-lo. A Intended Nationally Determined Contribution (INDC, ainda como intenção) russa indica o objetivo de limitar as emissões de CO₂ de 70% a 75% até 2030, em relação aos níveis de 1990, considerando a capacidade de absorção das florestas. A INDC trata a economia como um todo, e a cobertura para acompanhamento das emissões seria concentrada nos setores de energia, indústria, agricultura, uso do solo e resíduos, sem a necessidade de auxílio de mecanismos internacionais. Porém, considerando o atual ritmo de crescimento econômico do país, as metas acima não exigem grandes esforços e, ainda assim, as emissões líquidas de CO₂ do setor energético russo aumentaram 4,2% em 2018 (BP, 2019).

Há diversos motivos para o fraco engajamento do país no combate às mudanças climáticas. Em primeiro lugar, a identidade russa de superpotência energética foi ativamente promovida pela indústria de hidrocarbonetos. Essa ideia é, ainda hoje, alimentada por uma elite que se beneficia econômica e politicamente da manutenção dessa indústria e age com ceticismo quanto aos riscos transnacionais do aquecimento global, opondo-se à modernização econômica e industrial em direção à difusão das energias renováveis (Tynkkynen, 2020). Em segundo lugar, a Rússia é altamente dependente das exportações de hidrocarbonetos. Nesse sentido, a mudança global em direção à economia de baixo carbono é vista como uma ameaça à soberania nacional, pois coloca em risco não apenas seu crescimento econômico, mas também seu poder geopolítico, uma vez que aqueles mercados que implementam medidas de transição energética, como a Europa, são os principais destinos das exportações de energia. Em terceiro lugar, existe uma percepção de que o a Rússia possui um dos setores energéticos mais ecologicamente corretos do mundo, pois quase metade da sua matriz elétrica é composta por usinas a gás natural, enquanto as fontes nuclear, hidrelétrica e outras renováveis correspondem a mais um terço da geração de energia.

Por fim, outras razões econômicas objetivas, como a dispersão geográfica dos recursos energéticos, a baixa competitividade das fontes renováveis e o foco na eficiência energética como componente principal da transição energética, explicam o baixo engajamento da Rússia no aproveitamento do seu potencial renovável. Atualmente, a maior parte da capacidade instalada de energia renovável encontra-se próxima dos centros de demanda, localizados na parte europeia da Rússia. Porém, as regiões com melhor disponibilidade de fontes limpas são

distantes dos grandes núcleos populacionais e foram pouco exploradas. As fontes renováveis tem também baixa competitividade em relação às fontes fósseis, especialmente no setor elétrico, cuja tarifa de energia é subsidiada e torna a geração por fontes renováveis pouco atrativa. A suspensão dos subsídios e a liberalização do mercado de energia elétrica são vistos com preocupação pelo governo devido à desaprovação popular ao aumento dos preços de energia.

Mais do que a difusão de renováveis, a Rússia vê os ganhos de eficiência como o motor da transição energética, ao mesmo tempo em que é sensível às estratégias de progresso tecnológico e deseja evitar a formação de grandes lacunas em tecnologia em relação a outros países. Isso é fomentado tanto pela política de substituição de importações russa, adotada em 2014, quanto pelas sanções econômicas impostas à Rússia, que dificultam o acesso do país à tecnologia externa.

Nesse sentido, a Rússia busca a transformação do seu setor de energia com base em tecnologias preferencialmente nacionais que apresentam maior eficiência energética, acompanham novos avanços no campo tecnológico global – como inteligência artificial, *big data* e digitalização – e possuem menor aproveitamento de fontes de baixo carbono. O programa Desenvolvimento Energético, aprovado em 2014 e alterado em 2019, tem como alvo a promoção do desenvolvimento inovador e digital do setor de energia nacional, incluindo novas tecnologias na produção e processamento de hidrocarbonetos. Já o projeto Energia Digital se concentra, principalmente, na regulamentação e criação de quadro institucional para introdução em larga escala de tecnologias digitais no setor de energia (Henderson e Mitrova, 2020).

Em 2020, foi lançada a nova versão do Plano Energy Strategy 2035 (ES-2035),¹¹ principal documento do setor de energia doméstico e que fornece uma visão de longo prazo sobre essa área. O plano reconhece a exposição da Rússia a riscos relacionados à incerteza e à imprevisibilidade de fatores externos e propõe a promoção de uma imagem mais favorável do país, a partir de uma transição acelerada (ou salto de modernização) para uma indústria de energia mais eficiente, flexível e sustentável. Em outras palavras, a ideia central é a mudança do modelo de desenvolvimento econômico até então vigente para o chamado “complexo de

11. A primeira versão do ES-2035 foi elaborada em 2015 e submetida para aprovação do governo, mas não houve ratificação. A nova versão atualizada do plano foi aprovada no final 2019.

combustível e energia”. Nesse sentido, o ES-2035 apresenta cinco objetivos principais (Mitrova e Yermacov, 2019):

- manutenção da posição da Rússia nos mercados globais de energia;
- diversificação de mercados consumidores em direção à Ásia;
- disponibilidade de energia e acessibilidade para consumidores domésticos;
- redução da intensidade energética e das emissões de CO₂; e
- desenvolvimento de sistemas de energia renovável.

Nota-se que a estratégia de desenvolvimento russo inclui: a produção de reservas de óleo e gás de difícil recuperação no Ártico e na Sibéria Oriental, visando às exportações via GNL para mercados da região Ásia-Pacífico; investimentos em infraestrutura para conectar os novos projetos de energia aos principais centros demanda domésticos; ganhos de eficiência energética apoiados por programas de desenvolvimento de tecnologias digitais nacionais; e, no fim da fila, um crescente interesse em energias renováveis. A Rússia tem alto potencial de recursos renováveis localizados no Extremo Oriente. A exploração desses recursos atenderia não apenas o mercado doméstico, mas também países vizinhos (Irena, 2017).

Segundo o ES-2035, a participação da energia renovável no consumo total de energia primária da Rússia deve aumentar de 3,2% para 4,9% até 2035, pois a Rússia planeja expandir a capacidade instalada de energias solar, eólica *onshore* e geotérmica para 5,9 GW até o final de 2024. Essas metas são baseadas no Decreto nº 449, de 2013, que criou uma estrutura legal para encorajar o desenvolvimento de energia renovável na Rússia, com foco nas fontes eólica, solar fotovoltaica e, em menor escala, PCHs. Para isso, a Rússia consolidou um sistema de leilões para compra de energia, no qual é autorizada a participação de projetos de pelo menos 5 MW, abrindo mais espaço para as fontes renováveis no setor elétrico. Os contratos são de longo prazo (quinze anos), com tarifas fixas e, em troca, o governo determina regras de conteúdo local e de localização da fabricação de equipamentos. Ou seja, o desenvolvimento de renováveis, em especial as energias eólica e solar, tem seguido a rota de adotar tecnologias estrangeiras e adaptá-las às condições e necessidades locais (Mitrova *et al*, 2016).

Vale destacar que, apesar da política de substituição de importações, a Rússia flexibilizou as regras de conteúdo previstas nas rodadas de licitações, uma vez que os projetos contratados nos leilões entre 2013 e 2018 tiveram sua viabilidade afetada e foram abandonados devido às elevadas exigências de conteúdo local. As regras foram revistas, passando à incorporação gradual de conteúdo local,¹² enquanto o regulador ampliou a capacidade alocada em rodadas de leilão subsequentes para que os desenvolvedores se beneficiassem de economias de escala. Com o subsequente sucesso dos leilões, fabricantes de turbinas como Vestas, Siemens Gamesa e Lagerwey localizaram a produção no país, e bancos russos demonstram disposição de financiar a expansão de capacidade eólica (Malik, 2019). Desde então, as adições anuais de capacidade renovável aumentaram de 57 MW, em 2015, para 376 MW, em 2018 (320 MW solar e 56 MW eólico). A rodada de licitação de 2017 resultou na contratação de 2,2 GW de energia eólica, solar e PCHs, ao passo que, em 2018, 1,08 GW foi alocado entre trinta e nove projetos (Hendersen e Mitrova, 2020).

Outra iniciativa referente às tecnologias de energia limpa concentra-se na estatal Rosnano que desenvolve e comercializa tecnologias nessa área. Além disso, constituiu o Fundo de Desenvolvimento de Energia Eólica com a finlandesa Fortum, com o qual já instalaram 430 MW de capacidade eólica e solar, desenvolvem outros 1.470 MW, ademais de ganharem licitações para construir mais 1.823 MW de capacidade eólica.

Na área de biocombustíveis, um programa conjunto entre a Corporation of Biotechnology, do setor privado, e a RosTechnology, do setor público, visa construir instalações de produção de etanol usando matérias-primas celulósicas. Uma instalação, com um custo de investimento total de US\$ 20 milhões, está em construção em Irkutsk e o plano é produzir 30.000 toneladas de butanol e 100.000 toneladas de pellets de madeira. Também há planos para expandir a produção de biocombustíveis líquidos em várias regiões, incluindo Tartaristão, Omsk, Tomsk, Volgograd, Lipetsk, Penza e Rostov (Irena, 2017).

Por fim, a Rússia tem intenções de se tornar um dos líderes globais na produção hidrogênio. O país ainda não conta com um programa nacional para o hidrogênio, mas diversos

12. Atualmente, o conteúdo local é de 55% para projetos que atingiram operações comerciais até 2019 e 65% para parques eólicos e pequenas hidrelétricas e 70% para energia solar até 2020. A meta de longo prazo definida pelo governo é de 80% (Hendersen e Mitrova, 2020).

centros vêm aplicando esforços em pesquisas científicas e tecnológicas referentes à produção do hidrogênio azul e às misturas de hidrogênio e gás natural no transporte canalizado de longa distância. O país também visa à produção de hidrogênio verde, e a Gazprom planeja iniciar a produção a partir de 2024.

4 COOPERAÇÃO PARA DIFUSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS E GÁS NATURAL NOS BRICS

Como visto na seção anterior, os BRICS são marcadamente caracterizados por sistemas de energia, estruturas socioeconômicas e arcabouço institucional bastante distintos, assim como as políticas e programas de difusão de fontes de energia renovável, o que aponta para tendências particulares de transição energética. Apesar das peculiaridades de cada país, o grupo compartilha objetivos em torno do desenvolvimento sustentável, visando a oportunidades de complementaridade e cooperação na área de energia.

A cooperação energética intra-BRICS baseia-se em três vetores-chave: apoio ao desenvolvimento dos sistemas energéticos nacionais, cooperação tecnológica e facilitação de melhores condições de investimento em energia. As estratégias de cooperação em cada uma dessas áreas são traçadas conjuntamente num contexto em que a dotação de recursos energéticos e a dinâmica de crescimento do consumo dos BRICS podem favorecer os processos de transição energética dos países. O grupo reúne alguns dos maiores produtores mundiais de energia renovável e gás natural, bem como países com alto potencial de desenvolvimento em tecnologias de baixo carbono que podem ser aplicadas a seus próprios sistemas e/ou influenciar tendências globais de transição energética. Nesse sentido, a cooperação em energia é de interesse comum e representa potencial de ganha-ganha para os BRICS, pois constitui um mecanismo que permite explorar ganhos de comércio, aperfeiçoar políticas públicas, ampliar investimentos e desenvolver novos processos e tecnologias sustentáveis. Esta seção apresenta as medidas de cooperação intra-BRICS financeira, comercial e de pesquisa e desenvolvimento na área de energia, bem como avalia oportunidades existentes para ganhos de cooperação.

4.1 Evolução dos acordos de cooperação em energia dos BRICS

As ações de cooperação na área da energia no BRICS remontam a reunião de Yekaterinburg (Rússia), em 2009. A Declaração Conjunta dos Líderes dos Países do BRIC¹³ defende o fortalecimento da coordenação e da cooperação entre os Estados nos campos da energia – para segurança energética e sustentabilidade –, e da eficiência energética. A sustentabilidade seria alcançada a partir da diversificação de recursos e fornecimento de energia, com ênfase em energia renovável, investimentos e infraestrutura em energia. Há ainda o interesse em maior cooperação na área de ciência e educação, para o desenvolvimento de pesquisas e tecnologias avançadas.

Na segunda cúpula dos BRIC, em 2010, a Declaração de Brasília reitera o apoio à cooperação internacional com o objetivo de desenvolver sistemas de energia mais limpos, acessíveis e sustentáveis, a partir da diversificação do *mix* de energia, expansão das fontes renováveis e acesso às tecnologias e práticas de eficiência energética. Cita ainda o compartilhamento de experiências em energia renovável, incluindo tecnologias e políticas de biocombustíveis; cooperação em treinamento, P&D, serviços de consultoria e transferência de tecnologia; e a possibilidade de cooperação em financiamento, com o objetivo de facilitar o comércio e o investimento entre os BRICS. Por fim, reconhece as ameaças da mudança climática e compromete-se com as ações globais de mitigação.

Em 2011, em Sanya (China), a terceira cúpula dos BRICS (já com a presença da África do Sul) é marcada pelo interesse em aumentar a cooperação no desenvolvimento de energia nuclear segura e na adaptação de suas economias às mudanças climáticas a partir do suporte ao desenvolvimento e uso das energias renováveis.

No ano seguinte, a quarta cúpula dos BRICS, sediada em Nova Delhi (Índia), reitera o compromisso com a energia limpa e renovável, inclusive a nuclear, e o uso de tecnologias alternativas e eficientes para atender à crescente demanda das economias. A Declaração de Nova Delhi também destacou a necessidade de “cooperação multilateral de energia dentro de uma estrutura do BRICS”, com intercâmbio de conhecimentos, tecnologias e boas práticas no âmbito das energias renováveis e da eficiência energética.

13. Em 2009, a África do Sul ainda não fazia parte do grupo.

A quinta cúpula, em Durban (África do Sul), em 2013, e a sexta Cúpula, em Fortaleza, em 2014, reforçam o compromisso dos BRICS com o desenvolvimento econômico sustentável e o intercâmbio de conhecimento, com foco nas energias renováveis e nuclear, assim como na eficiência energética. Na última, a cooperação energética foi destacada no roteiro do BRICS para cooperação comercial, econômica e de investimento até 2020.

Em 2015, a sétima Cúpula sediada em Ufa (Rússia) adotou a diretriz-chave de expandir o desenvolvimento da cooperação energética, preencher a lacuna científica e tecnológica, bem como encontrar soluções para os desafios comuns de segurança energética e desenvolvimento econômico sustentável. A Declaração de Ufa reafirma a importância e a necessidade de ampliar os investimentos na área prioritária da energia, além de eficiência energética, tecnologias e inovação. A cúpula também contemplou a primeira reunião de ministros de energia do BRICS, a formação do grupo de trabalho sobre energia e eficiência energética e assinatura do memorando de entendimento sobre conservação de energia e melhoria da eficiência energética entre os ministérios de energia.

A oitava cúpula dos BRICS, sediada em Goa (África do Sul), em 2016, traz resultados sobre o financiamento conjunto na área da energia a partir da aprovação de empréstimos do Novo Banco de Desenvolvimento. Na declaração, os cinco países reconheceram a necessidade de se fazerem investimentos no setor, destacando a universalização do acesso às energias renováveis.

Em 2017, a cúpula de Xiamen (China) fortalece a cooperação dos BRICS em energia, sublinhando a importância estratégica da energia para o desenvolvimento econômico, com destaque para o acesso universal às energias renováveis. A declaração reconhece que o desenvolvimento sustentável, o acesso à energia e a segurança energética são essenciais para ao futuro do planeta. Também promove o uso mais eficaz de combustíveis fósseis, bem como o uso mais amplo de gás natural e renováveis, além da nuclear, destacando a importância da previsibilidade no acesso à tecnologia e ao financiamento. A cúpula também lançou a Plataforma de Cooperação em Pesquisa Energética do BRICS.

A cúpula sediada em Joanesburgo (África do Sul), em 2018, destacou a necessidade de se diversificarem as fontes de energia, assumindo as energias renováveis como as principais

alternativas na política de segurança energética dos países do bloco. Também criou o Comitê de Altos Funcionários de Energia do BRICS.

Em 2019, na 11ª cúpula dos BRICS, em Brasília, os países reconheceram o papel crucial da energia na promoção do desenvolvimento social e econômico, bem como na proteção ambiental. A Carta de Brasília afirma que a transição energética de cada país é única, de acordo com suas circunstâncias nacionais, e destaca a importância de garantir o acesso à energia limpa, sustentável e econômica. A diversificação de fontes de energia, o aumento da participação de energias renováveis – incluindo biocombustíveis e energias hidrelétrica, solar e eólica –, o uso eficiente da energia e a cooperação em pesquisa são apontados como pontos importantes para se alcançarem a segurança e a transição energética.

Na 12ª cúpula dos BRICS, presidida pela Rússia, em 2020, os países reiteram os pontos destacados nas reuniões anteriores e destacam como prioridades políticas a garantia à energia acessível, confiável, sustentável e moderna, bem como o combate à pobreza energética. A cúpula também lançou o roteiro da cooperação energética do BRICS até 2025, que reitera a cooperação baseada nos princípios da igualdade, soberania e interesses nacionais, e também planeja três etapas de implementação do roteiro pragmático: análise conjunta das novas tecnologias em energia do BRICS; cooperação energética intra-BRICS para a segurança energética e o desenvolvimento do setor energético em nível internacional; e pesquisa e desenvolvimento em energia em áreas específicas para tratar dos problemas e desafios da cooperação energética.

A cúpula também lançou a Parceria Econômica dos BRICS 2020-2025, que faz parte do mecanismo econômico do grupo e tem como objetivo apoiar os países a ingressar na nova revolução industrial e promover interesses comuns em temas como: comércio sustentável e investimentos, economia digital, ciência, tecnologia e inovação, além de desenvolvimento de capital humano.

Os ministros de Energia do BRICS realizaram sua reunião e aprovaram o roteiro de cooperação na esfera energética que vai até 2025, visando à coordenação de esforços internacionais para superar o impacto da pandemia da Covid-19 no setor de energia, à promoção do diálogo energético e à ampliação da cooperação tecnológica. A Declaração Conjunta destaca três

questões-chave na cooperação energética: o apoio ao desenvolvimento de sistemas nacionais de energia nos países do BRICS; a interoperabilidade tecnológica e facilitação do investimento em energia; e a promoção da estabilidade dos mercados de energia e do aumento do papel do BRICS no diálogo global sobre energia.

4.2 Cooperação financeira

Os BRICS reúnem economias emergentes que, via de regra, contam com menos recursos tecnológicos e financeiros, ao mesmo tempo em que têm o desafio de expandir a infraestrutura e o acesso à energia enquanto implementam novos modelos econômicos de baixo carbono, colocando o financiamento como um ponto crítico da transição energética. Em 2014, os BRICS lançaram o Novo Banco de Desenvolvimento (NDB, na sigla em inglês) como mecanismo de cooperação para financiar projetos de infraestrutura em países em desenvolvimento e promover o desenvolvimento sustentável. Os objetivos do NDB estão alinhados com os objetivos de desenvolvimento dos países do BRICS, com maior foco na sustentabilidade manifestada em suas NDCs.

O capital inicial autorizado ao banco é de US\$ 100 bilhões, e o capital subscrito é de US\$ 50 bilhões, ambos divididos em partes iguais entre os seus cinco membros, que têm direitos iguais ao voto. Os membros fundadores fazem contribuições ao banco de acordo com um cronograma de pagamentos, demonstrando o apoio dos BRICS à instituição financeira. Até o final de 2019, o NDB reunia capital integralizado no valor de US\$ 6,2 bilhões. O NDB também possui títulos verdes avaliados em cerca de US\$ 450 milhões no mercado chinês, inaugurando a prática por entidades financeiras não chinesas nesse mercado e abrindo caminho para mais títulos desse tipo no futuro.

O NDB é comprometido com o apoio aos BRICS nos esforços de desenvolvimento sustentável. Em setembro de 2017, o banco aprovou o primeiro empréstimo para projeto de eficiência energética, no valor de US\$ 200 milhões. Já em 2019, observa-se o significativo aumento do volume de empréstimos, com a aprovação de US\$ 3,5 bilhões a catorze projetos de energia limpa, 24% das aprovações cumulativas do banco (NBD, 2019).

A fim de facilitar a transformação estrutural do setor de energia desses países, o NDB dá ênfase especial aos projetos de tecnologias inovadoras. Isso inclui o uso de tecnologias

emergentes de energia renovável, como geração solar distribuída e eólica *offshore*, bem como a atualização de instalações de energia existentes usando tecnologia de ponta para alcançar maior eficiência e reduzir a poluição (NBD, 2019). O NDB possui um memorando conjunto com o conselho empresarial dos BRICS sobre cooperação estratégica para orientar e impulsionar o desenvolvimento econômico dos países-membros por meio da tecnologia, assinado em 2017.

O sistema de financiamento do NDB é amparado pelo Mecanismo de Cooperação Interbancária do BRICS, que reúne as instituições financeiras dos cinco países: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Brasil), State Development Corporation (Rússia), Export-Import Bank of India, China Development Bank e Development Bank of Southern Africa. O mecanismo busca avançar os objetivos de cooperação no âmbito do NDB, especialmente no que se refere aos esforços para mobilização de investimentos privados para o desenvolvimento de projetos de infraestrutura. Também são responsáveis pela avaliação integrada dos aspectos econômicos, sociais e ambientais nos processos de concessão de financiamentos, pelo desenvolvimento conjunto de novos produtos e pelos serviços que amparam a transição para economias sustentáveis.

Outra via de cooperação financeira é constituída pelos acordos bilaterais de investimentos entre os BRICS. Nesse sentido, a China destaca-se como economia mais articulada, estabelecendo acordos e projetos de cooperação com os demais países. Recentemente, a China busca integrar, ao seu portfólio de investimentos, objetivos de neutralidade de carbono e desenvolvimento sustentável, contribuindo para o engajamento dos países na transição em direção à energia limpa. Ou seja, os projetos apoiados financeiramente são classificados com base em seus impactos ecossistêmicos, enquanto aproveitamentos de energia fóssil qualificados como projetos “vermelhos” passam a exigir salvaguardas mais rígidas com a finalidade de minimizar os impactos.

4.3 Cooperação em pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D, I)

A cooperação científica e tecnológica na área energética para o desenvolvimento conjunto de energia eficiente e sustentável faz parte da lista de áreas prioritárias de atuação dos BRICS, uma vez que pode promover transferência de tecnologias e equipamentos, intercâmbio de conhecimentos e competências para a acelerar o desenvolvimento, bem como o uso de tecnologias e de produtos inovadores, visando garantir o acesso universal ao fornecimento de

energia sustentável, confiável e acessível, fortalecer a segurança energética e conferir apoio aos BRICS nas discussões globais sobre questões de energia.

No âmbito do P&D I, a cooperação intra-BRICS ganha ênfase gradual a partir de treinamentos especializados, consultorias, intercâmbio de conhecimento e transferências tecnológicas. Em 2018, os BRICS criaram a Plataforma de Cooperação em Pesquisa Energética, que reúne especialistas, empresas e institutos de pesquisa com o objetivo de coordenar os interesses comuns dos BRICS na área energética e desenvolver propostas para coordenar medidas de política energética em áreas de P&D promissoras, novas tecnologias e inovação.

Na fase inicial foram identificadas as áreas prioritárias para a Plataforma de Cooperação em Pesquisa Energética do BRICS, que incluíam cooperação tecnológica, digitalização, fontes renováveis de energia, bioenergia, carvão, gás natural (incluindo GNL), transporte sustentável, eficiência energética, redes inteligentes, bem como estudos sobre o desenvolvimento dos setores de energia nos países do BRICS. Em 2020, a plataforma preparou os relatórios *BRICS Energy Report* (BRICS ERPC, 2020a), uma revisão dos setores de energia nos cinco países; e o *BRICS Energy Technology Report* (BRICS ERPC, 2020b), com foco nas prioridades de desenvolvimento tecnológico do combustível e setores de energia no BRICS. O relatório é a primeira tentativa conjunta de determinar os interesses mútuos dos países do BRICS em tecnologias de energia, apresentando as prioridades de desenvolvimento tecnológico desse grupo, conforme descritas a seguir.

- Cooperação científica e técnica: equipamentos de geração limpa, armazenamento e uso generalizado da energia renovável.
- Tecnologias de energia limpa: utilização da biomassa, sistemas de armazenamento baseados em baterias de íon-lítio, aumento da eficiência dos painéis solares, integração de estações de energia solar com armazenamento de energia.
- Setor elétrico: tecnologias de monitoramento de rede, *smart grid*, medidores inteligentes, sistemas integrados de análise de dados e geodata, telemetria e automação total da rede.
- Gás natural: sistemas para processamento autônomo e interpretação de dados sísmicos, equipamentos geofísicos, plataformas de produção e digitalização da produção.

A plataforma é apoiada por iniciativas adicionais. A BRICS Network University é uma associação de universidades que oferece treinamento *online* em áreas prioritárias de pesquisa

identificadas pelo BRICS e é supervisionada pelos ministérios da educação nacionais do BRICS. O BRICS Think Tank Council é uma plataforma cooperativa para *think tanks* dos países-membros, com o objetivo de facilitar a pesquisa conjunta e o debate, liderada pelos ministérios de relações exteriores. Na 12ª Cúpula dos BRICS, foi desenvolvido o i-BRICS Network, um projeto conjunto de rede de inovação tecnológica e transformação digital com sede em Xiamen (China), que faz a conexão de parques tecnológicos, incubadoras e aceleradoras de modo a ampliar as possibilidades conjuntas de apoio e atuação das *startups*. Por fim, a Parceria Econômica dos BRICS 2020 busca aprimorar parcerias público-privadas em P&D e tecnologias em áreas de interesse mútuo.

5 POSSIBILIDADE DE COOPERAÇÃO ENTRE OS BRICS

Sobre a evolução da cooperação energética nos BRICS, podem-se evidenciar dois aspectos. Em primeiro lugar, a cooperação energética dentro do grupo se desenvolve em duas direções paralelas: multilateral e bilateral. A primeira inclui questões de caráter internacional relacionadas aos interesses dos BRICS no cenário mundial, como a garantia de cumprimento mútuo das obrigações internacionais quanto aos desafios ambientais, e o próprio amadurecimento da cooperação energética no âmbito dos BRICS. Dessa forma, possibilita não só desenvolvimentos conjuntos nos campos de tecnologias e equipamentos de energia e de eficiência energética, mas também a possibilidade de se estabelecer uma política energética comum mais coordenada.

Porém, a natureza da cooperação multilateral nos BRICS é devido às diferenças entre os países, como: distância geográfica; diferentes modelos de desenvolvimento socioeconômico e jurídico; acordos comerciais para fornecimento ou consumo de energia com países terceiros; competição intra-grupo por esferas de influência no mercado de energia; desalinhamento diplomático entre governos; e risco de declínio do interesse na cooperação com a orientação para processos de integração alternativos.

Em segundo lugar, a cooperação intra-BRICS também ocorre no âmbito das relações bilaterais de comércio e investimento, nas quais as complementaridades energéticas apresentam diversas possibilidades de colaboração. A promoção e o fortalecimento dos contatos externos é área-chave para a implementação da política energética de cada um dos países do grupo.

Nesse âmbito, nota-se que os países têm a intenção de fortalecer parcerias estratégicas no setor de energia e na área de segurança energética, destacando o papel importante de todos os tipos de fontes de energia. As trocas comerciais e tecnológicas em torno de setores mais tradicionais – como petróleo e gás, e mineração – são frequentes entre os BRICS e continuam sendo objeto de interesses em comum na área da energia, ao mesmo tempo em que os países visam estender a cooperação prática para o campo das energias renováveis.

A China é o maior investidor e possui forte capacidade tecnológica em energias de baixo carbono, o que implica amplo potencial de cooperação tecnológica, especialmente nos campos de armazenamento à bateria, painéis solares fotovoltaicos, veículos elétricos, rotas para produção de hidrogênio, e digitalização de instalações de energia elétrica. O país também é um grande consumidor de energia, o que permite acordos comerciais com países produtores do grupo. A Rússia foi segundo maior exportador de petróleo para a China em 2020 e o comércio de gás natural vem sendo fortalecido pela construção dos gasodutos Altai e Power of Siberia. A Rússia também tem forte potencial hidrelétrico e de outras renováveis na fronteira oriental, que podem ser explorados visando ao mercado chinês. Em contrapartida, a China realiza investimentos em produção e liquefação de gás natural na Sibéria e pode contribuir para o aproveitamento hídrico e eólico próximo à fronteira. Nesse sentido, as relações sino-russas envolvem o interesse mútuo em fortalecer os laços energéticos que levam à interdependência política e econômica.

A Rússia avalia também a expansão das vendas de GNL para Índia e Brasil. Já a Índia explora a possibilidade de expandir investimentos na região do Ártico da Rússia, uma fronteira global de energias renováveis e não renováveis, a fim de ampliar sua presença em novos projetos de óleo e gás, bem como explorar o potencial de hidroeletricidade, bioenergia, eólica, solar e oceânica (Energy Infra Post, 2021).

Além disso, a cooperação em energia nuclear civil é tradicionalmente importante nas relações externas da Rússia, enquanto o interesse comum nessa fonte a coloca no rol de energias limpas prioritárias dos BRICS. Particularmente, a cooperação em energia nuclear civil é tradicionalmente importante nas relações indo-russas, sendo ilustrativo o projeto conjunto indo-russo para construir a usina Kudankulam em Tamil Nadu, a maior usina nuclear da Índia

(Pant, 2020). A Rússia também possui acordos comerciais de venda de urânio com China e Índia, *joint venture* com a China para desenvolvimento de reatores de neutros rápidos, visa à internacionalização de tecnologia nuclear em projetos na África do Sul e Índia, além de acordos de cooperação com o Brasil para fornecimento de urânio e construção de usinas nucleares estacionárias (ESI África, 2020).

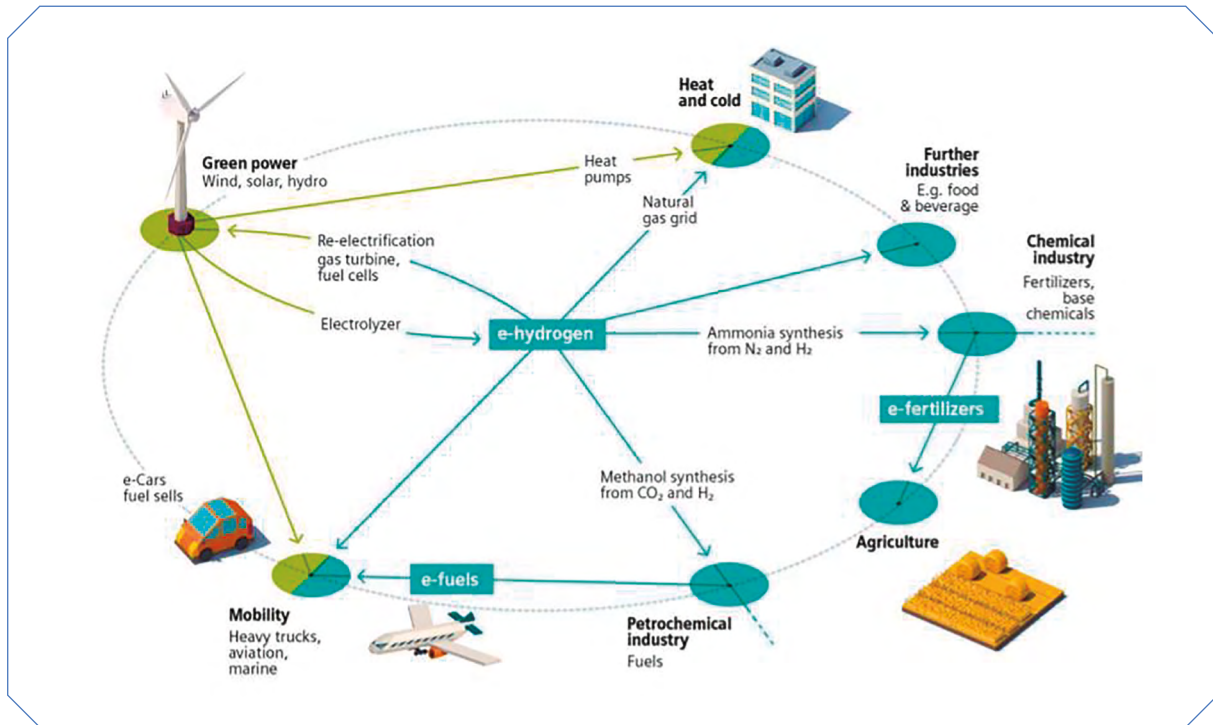
O Brasil também é um fornecedor de petróleo e gás para China, recebendo em contrapartida investimentos chineses no pré-sal, e destaca-se na área de bioenergia, podendo obter ganhos com a abertura do mercado de biocombustíveis dos demais BRICS, além de transferir tecnologias de etanol, cogeração e carros híbridos. Em especial, Brasil e África do Sul têm oportunidades de colaboração nas áreas de bioenergia, bioeletricidade e biocombustíveis, dado que o país africano já conta com indústria açucareira competitiva e tem potencial para a expansão da produção de bioenergia a partir da cana-de-açúcar (ESI África, 2020).

Por fim, o uso energético do hidrogênio tem sido considerado uma oportunidade de mudança significativa na indústria de energia. Como a IEA (2019) aponta, há um entusiasmo político e comercial global com o hidrogênio limpo, com vários projetos em curso. Caso confirmadas as previsões de redução de custos com ampliação da escala das tecnologias, o combustível tende a se expandir fortemente. Atualmente, a rota de produção de hidrogênio mais consolidada é por meio do gás natural e seus usos predominantes são em refinarias e plantas de fertilizantes. A tecnologia de produção através da eletrólise ainda é pouco difundida, mas consiste na aposta mais significativa, tendo em vista a perspectiva de redução dos custos de produção das energias solar e eólica.

A utilização do hidrogênio limpo possibilita a penetração de fontes renováveis em usos que hoje não são viáveis, como transporte aéreo e marítimo e indústrias química e siderúrgica (figura 1). Por outro lado, a possibilidade de estocar eletricidade na forma de hidrogênio pode ser importante para a coordenação de sistemas elétricos ao permitir administrar a intermitência das fontes renováveis, um desafio crucial para ampliar a participação de renováveis no *mix* de geração. Assim, a difusão do hidrogênio ajudaria os processos de transição energética.

FIGURA 1

Esquema de produção e uso do hidrogênio limpo



Fonte: Siemens (2020).

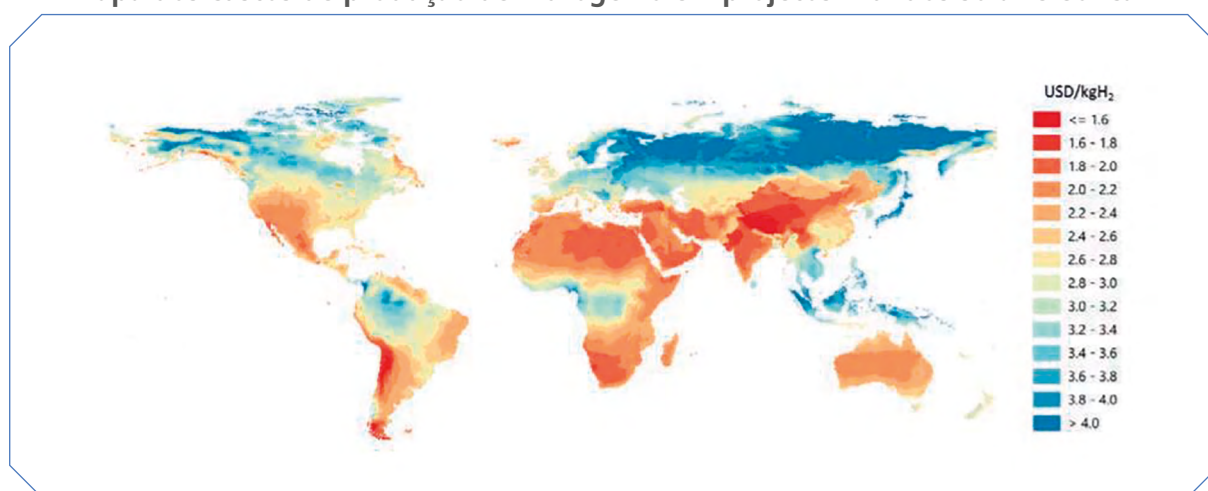
Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

O hidrogênio tem potencial para configurar um importante eixo de integração e cooperação energética nos BRICS, no qual países com base tecnológica mais desenvolvida, como China e Rússia, podem desempenhar o papel de fornecedores de tecnologia. A China tem expandido gastos em P&D em hidrogênio e células combustíveis desde 2015 e é um dos países que mais orienta recursos para essas tecnologias. Já países com dotação natural favorável para geração com fontes renováveis, como Brasil, África do Sul e Índia, podem se tornar exportadores de hidrogênio limpo, com o desenvolvimento de projetos de geração renovável e eletrolisadores para produção de hidrogênio. Conforme identificado pelo estudo da IEA (2019), esses países estão nas áreas onde esses projetos são mais competitivos (figura 2). Ou seja, uma abordagem colaborativa para o hidrogênio nos BRICS poderia complementar as iniciativas nacionais, permitindo aos países captarem complementaridades nos padrões de demanda e produção, além de desbloquearem sinergias no uso e desenvolvimento da infraestrutura, podendo tornar

a eletricidade uma *commodity* comercializada por países distantes, além dos limites de redes de transmissão.

FIGURA 2

Mapa dos custos de produção de hidrogênio em projetos híbridos solar e eólica



Fonte: IEA (2019).

Obs.: 1. As premissas de custo estão descritas no relatório IEA (2019).

2. Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Os BRICS podem ainda promover projetos com cooperação internacional, para maximizar a eficiência do financiamento em tecnologia e inovação, ao desbloquear fundos públicos e privados direcionados à P&D para as principais rotas tecnológicas de hidrogênio, como células de combustível e eletrolisadores, além de aumentar o foco em áreas de pesquisa transversais.

6 CONCLUSÕES

O processo global de transição energética não é único, visto que os países contam com pontos de partida, em termos de composição da matriz energética e institucionais, distintos. Os instrumentos utilizados para descarbonização da produção e uso de energia não são idênticos, e os objetivos e as metas de transformação energética também apresentam particularidades. Conforme apresentado no relatório, os países do BRICS ilustram essa diversidade.

Como um conjunto, os BRICS têm elevada participação no consumo e na produção global de energia, principalmente de fontes fósseis, mas vem se engajando nos esforços de redução de emissões, ainda que tardiamente em relação aos países da OCDE. Nesse cenário, o gás natural pode representar um passo importante para descarbonização dos BRICS, assim como ocorreu em países da OCDE no passado.

Apesar das peculiaridades de cada processo nacional de transição, os BRICS têm o objetivo comum de promover energias limpas, como garantia de segurança energética e desenvolvimento sustentável, sendo um tema cada vez mais recorrente nas reuniões de cúpula dos BRICS. No âmbito multilateral, a cooperação financeira avançou a partir da estruturação do NDB, que orienta parte relevante dos recursos para projetos em energia, enquanto a Plataforma de Cooperação de Pesquisa em Energia coloca boas perspectivas para colaboração em P&D, I em tecnologias limpas. Já as relações bilaterais evidenciam as complementaridades das matrizes de energia e das capacidades técnicas e financeiras entre os países, configurando oportunidades diversas de cooperação.

Uma oportunidade recente para canalizar os esforços de cooperação é o uso energético do hidrogênio em rotas limpas. Esse elemento pode ter o papel de acelerar globalmente o processo de transição energética, permitindo a penetração de fontes renováveis em usos que hoje não são viáveis e possibilitando o armazenamento indireto de eletricidade, uma tecnologia-chave para lidar com a intermitência da produção solar e eólica.

REFERÊNCIAS

ÁFRICA DO SUL. Departamento de Transporte. Green Transport Strategy (2017-2050). **Government Gazette**, v. 886, n. 41064, 25 Aug. 2017.

_____. Departamento de Energia. Integrated Resource Plan 2019. **Government Gazette**, n. 42778, 18 Oct. 2019a.

_____. Carbon Tax Act 15 of 2019. **Government Gazette**, v. 647, n. 42483, 23 May 2019b. Disponível em: <<https://bit.ly/3dobqtW>>.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONOMICO E SOCIAL. **Gás para o desenvolvimento**. Rio de Janeiro: BNDES, 2020.

BP. **BP Statistical Review**: Russia's energy market in 2018. 2019.

_____. **BP Statistical Review of World Energy**. 2020a.

_____. **Energy Outlook**: 2020 edition. 2020b.

BRICS ERPC – ENERGY RESEARCH COOPERATION PLATFORM. **BRICS Energy Report**. 2020a.

_____. **BRICS Energy Technology Report**. Oct. 2020b.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, n. 215, 8 nov. 2020.

_____. Câmara de Comércio Exterior. Resolução nº 69, de 16 de julho de 2020. Altera para zero por cento as alíquotas do Imposto de Importação incidentes sobre os Bens de Capital que menciona, na condição de Ex-tarifários. **Diário Oficial da União**, Brasília, n. 137, p. 16, 20 jul. 2020.

ENERGY INFRA POST. India explores major investments in hydrocarbons & renewables in Russian Arctic region. **BRICS Information Portal**, 5 Feb. 2021. Disponível em: <<https://infobrics.org/post/32732>>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **O compromisso do Brasil no combate às mudanças climáticas**: produção e uso de energia. Jun. 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/3drLqhq>>.

_____. **Plano decenal de expansão de energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2020a.

_____. **Plano decenal de expansão de energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2020b.

ESI AFRICA. Brazil, South Africa to collaborate in fields of bioenergy, bioelectricity and biofuels. **BRICS Information Portal**, 27 Feb. 2020. Disponível em: <<https://infobrics.org/post/30441/>>.

EUROPE losing global energy storage battle as US and China race ahead. **Wood Mackenzie**, 9 Nov. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2UYk4sS>>.

HENDERSON, J.; MITROVA, T. Implications of the Global Energy Transition on Russia. *In*: HAFNER, M.; TAGLIAPIETRA, S. (Ed.). **The Geopolitics of the Global Energy Transition**. Springer International Publishing, 2020. (Lecture Notes in Energy, n. 73).

HOVE, A. **China energy transition status report 2020**. Pequim: Sino-German Energy Transition Project, 2020.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The Role of Gas in Today's Energy Transitions**. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3ydSLZX>>.

- INDIA. **Twelfth five-year plan (2012-2017)**. New Delhi: SAGE Publications, 2013. v. 2.
- _____. Ministry of Power. **National Electricity Plan**. Central Electricity Authority, Jan. 2018. v. 1.
- IPPC – INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2014: synthesis report – contribution of working groups I, II and III to the AR5**. Geneva: IPPC, 2014. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>>.
- _____. **The future of hydrogen: seizing today's opportunities**. June 2019b. Disponível em: <www.iea.org>.
- _____. **World Energy Outlook 2020**. Paris, 2020.
- IRENA – INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Remap 2030: Renewable Energy Prospects for the Russian Federation**. Abu Dhabi: Irena, Apr. 2017. (Working Paper).
- _____. **Renewable Energy Statistics 2020**. Abu Dhabi: Irena, 2020.
- KPMG. Transition of the energy sector in India: creating a vision for the future. *In*: ENRich, 2017, New Delhi, India. **Anais...** KPMG, Nov. 2017.
- MAKAROV, A. A.; MITROVA, T. A.; KULAGIN, V.A. **Global and Russian Energy Outlook 2019**. Moscow, Sep. 2019. 210 p.
- MALIK, S. Russian onshore wind market reaches crossroads. **Wood Mackenzie**, 11 Mar. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3AdNCCJ>>.
- MEIDAN, M. **China's oil demand in the wake of Covid-19**. OIES, Sep. 2020.
- MITROVA, T.; YERMACOV, V. **Russia's Energy Strategy 2035: Struggling to Remain Relevant**. Paris: Ifri, Dec. 2019. (Russie.Nei.Reports, n. 28).
- MITROVA, T. A. *et al.* **Global and Russian Energy Outlook 2016**. Moscow, 2016. 198 p.
- MP REDUZ subsídios pagos pelos consumidores e preserva contratos e projetos incentivados. **Notícias Gov.br**, 4 set. 2020 Disponível em: <<https://bit.ly/3h8Ra1U>>.
- NBD – NEW DEVELOPMENT BANK. **Annual Report 2019: Investing for Innovation**. NDB, 2019.
- NITI. **India** – Three year action agenda: 2017-18 to 2019-20. New Dehli: NITI Aayog, 2017
- PANT, P. India Russia Partnership in Nuclear Energy. **BRICS Information Portal**, 8 Oct. 2020. Disponível em: <<https://infobrics.org/post/31956>>.

TEXTO para DISCUSSÃO

PV MAGAZINE. India, Russia to Fund Joint R&D in Renewable Energy. **BRICS Information Portal**, 31 July 2020. Disponível em: <<https://infobrics.org/post/31472>>.

SHEARER, C.; MYLLYVIRTA, L. **A New Coal Boom in China**. Global Energy Monitor, June 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3jsRkm5>>.

SHEARER, C. *et al.* **Boom and Bust 2020**: tracking the global coal plant pipeline. GEM; Sierra Club; Greenpeace; Crea, Mar. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3qCxNkD>>.

SIEMENS. **O poder do hidrogênio**: Caminhos para um mundo sem emissões de carbono. Gesel, 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/367TuQ4>>.

TAKOULEU, J. M. South Africa: The government has its plan to fight climate change. **Afrik21**, 18 Sep. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3h7YESH>>.

TASS. Russia becomes second largest oil exporter to China in 2020. **BRICS Information Portal**, 22 Jan. 2020. Disponível em: <<https://infobrics.org/post/32642>>.

THE RUSSIAN Energy Transition: what makes it different? **Wood Mackenzie**, 25 Oct. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3jxYjdF>>.

THE SOLAR-POWERED future is being assembled in China. **Bloomberg News**, 14 set. 2020. Disponível em: <<https://bloom.bg/3hk720f>>.

THOMPSON, G. Asia's central banks are getting serious on sustainability. **Wood Mackenzie**, 10 Mar. 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/3AjA0WB>>.

_____. Could Coal and Renewables Put the Squeeze on Gas? **Wood Mackenzie**, 16 Sep. 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/3jBz3Dg>>.

TYNKKYNNEN, V-P. Could Russia Embrace an Energy Transition? **Current History**, v. 119, n. 819, p. 270-274, 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/3haJc8r>>.

US EIA – US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **China**: International energy data and analysis. Washington, 2020a. Disponível em: <<https://bit.ly/3wcebFa>>.

_____. **India**: International energy data and analysis: Washington, 2020b. Disponível em: <<https://bit.ly/3hqMkMd>>.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Chefe do Editorial

Reginaldo da Silva Domingos

Assistentes da Chefia

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Camilla de Miranda Mariath Gomes

Everson da Silva Moura

Editoração

Aeromilson Trajano de Mesquita

Anderson Silva Reis

Cristiano Ferreira de Araújo

Danielle de Oliveira Ayres

Danilo Leite de Macedo Tavares

Jeovah Herculano Szervinsk Junior

Leonardo Hideki Higa

Capa

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Projeto Gráfico

Aline Cristine Torres da Silva Martins

The manuscripts in languages other than Portuguese published herein have not been proofread.

Livraria Ipea

SBS – Quadra 1 – Bloco J – Ed. BNDES, Térreo

70076-900 – Brasília – DF

Tel.: (61) 2026-5336

Correio eletrônico: livraria@ipea.gov.br

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.



ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL