

ano 4
número 36
ISSN 2595-8232

Título | Gás natural na Europa: transição energética e mudanças geopolíticas

Autor | José Sérgio Gabrielli de Azevedo¹

Palavras-chave | Europa, Gás Natural, Transição Energética e Geopolítica

Dezembro de 2021

¹ Professor aposentado da UFBA e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021.

ISSN 2595-8232

1. Introdução

O custo da eletricidade volta a preocupar seriamente os europeus por comprometer crescente parcela dos orçamentos familiares. O preço da eletricidade na Alemanha, França, Itália e Reino Unido registrou aumentos em suas tarifas de até quatro vezes em 2020 (CHAVES, 2021) e quase sete vezes nos primeiros dez meses de 2021.

Em 2021, o custo do Gás Natural (GN) na Europa cresceu devido, principalmente, a três fatores (i) o aumento da demanda oriunda da região Ásia-Pacífico e o deslocamento de cargas de Gás Natural Liquefeito (GNL) para lá; (ii) redução da produção continental europeia; e (iii) a conflitos geopolíticos, que impedem o aumento do transporte via gasodutos provenientes da Rússia. Com isso, o preço do carvão se tornou convidativo, o que aumentou sua utilização apesar das pressões regulatórias contra seu uso, e a transição energética sofreu reveses. Enquanto isso, ministros dos países da Comissão Europeia, órgão multilateral de governança sobre vários países da Europa, identificam nos gargalos do gás natural os principais motivos para o aumento do custo da eletricidade, sobretudo depois da acelerada desregulamentação e privatização do setor energético, além do desmonte das ferramentas de política públicas de intervenção nesse segmento.

Não parece haver dúvidas da necessidade do aumento do uso fontes renováveis de energia no longo prazo. Contudo, enquanto isso, o gás natural é fundamental na transição energética por motivos relacionados à segurança energética². O conceito de segurança energética envolve tanto a possibilidade de atendimento da demanda no tempo necessário, como a redução da desigualdade de acesso aos sistemas energéticos. A insegurança energética, dessa forma, pode ser originada tanto pela interrupção das fontes de energia, como de variações de preços, que interrompam o acesso dos mais necessitados aos seus serviços. A segurança energética precisa atender aos “Princípios dos Quatro As” (em inglês): *Availability* (disponibilidade), *Accessibility* (acessibilidade), *Acceptability* (aceitação dos impactos ambientais) e *Affordability* (volume de investimentos possíveis). A literatura também destaca que esses atributos são vistos de forma diferente pelos atores, a depender de “quem” sofre os efeitos dessa insegurança, do seu “custo” e “qual” a sua origem (CHRISTOU, 2021, p. 361).

² Mesmo com mais eficiência energética, com novas fontes primárias renováveis de energia e com mecanismos de captura e armazenamento de carbono ampliados e diversificados, novas tecnologias precisam ser incorporadas, entre elas a produção de hidrogênio, seja a partir de eletricidade renovável, através de eletrólise ou através dos métodos mais convencionais com o mínimo de carbono, como a pirólise utilizando o gás natural. No caso, a demanda de hidrogênio deverá crescer bastante com processos tradicionais de baixo carbono. O gás natural deve dominar o crescimento na primeira parte do período, de 2020 a 2030. O hidrogênio verde gerado a partir de eletricidade de fontes renováveis deve dominar a segunda metade do período, isto é, de 2030 até 2050.

Tendo essas questões em vista, cabe considerar que o debate sobre o papel do gás natural na Europa está atrelado ao ambiente geopolítico e de relações entre a Rússia, Estados Unidos e China. A Rússia ocupa o papel de principal fornecedor de GN por gasodutos à Europa Ocidental. Os EUA, por sua vez, é um crescente produtor e exportador de GNL. E a China é o grande consumidor de gás natural do mundo, tanto por gasodutos como por embarcações de GNL.

Os debates sobre o setor de energia, até muito recentemente, se concentravam no papel das empresas estatais e das privadas, mas, ultimamente, as questões referentes às restrições do meio ambiente e do aquecimento global passaram a predominar na formulação das políticas setoriais. A caracterização ideológica do debate caricaturava o setor privado descentralizado como eficiente, enquanto o setor público centralizado era sinônimo de ineficiência, corrupção e subinvestimento. Recentemente, as tecnologias de baixo carbono têm questionado o papel dos grandes grupos centralizados, sejam públicos ou privados, alterando as recomendações de políticas públicas e regulação em favor de sistemas mais descentralizados e fortalecimento das redes de transmissão e da logística de distribuição, tanto de eletricidade quanto da provisão de fontes primárias de energia para mobilidade.

Perpassando todas essas questões, esse Texto para Discussão se propõe compreender os elementos inscritos no panorama energético atual europeu, para logo dar ênfase às questões relacionadas à segurança energética e a geopolítica do espaço entre Europa e Ásia, incluindo especificamente a disposição dos gasodutos e os interesses por trás deles na região. A seguir, desenvolve-se uma seção sobre a desregulamentação e comercialização de gás natural na Europa, apresentando o mercado e os *hubs* de comercialização e precificação desse recurso energético nos últimos anos. Por fim, antes das considerações finais, trata-se sobre uma nova fonte de energia que tem sido vista com grande potencial para os processos de transição energética tanto na Europa como no resto do mundo. A seguir, conclui-se o texto com considerações finais.

2. Panorama energético europeu

Até os anos 1990, os sistemas de eletricidade na Europa eram monopólios nacionais, com forte presença do Estado e, no século XXI, os processos de liberalização e privatização foram acelerados, procurando aumentar a integração entre os vários países da União Europeia. A integração realmente aumentou, porém ainda enfrenta dificuldades resultantes da opção política de respeitar as realidades nacionais dos desenhos dos sistemas energéticos e buscar uma convergência para um modelo mais comum, reduzindo as barreiras entre cada

um dos membros. Recentemente, essa política vem sendo ameaçada pela preocupação com a segurança energética³ e pela ampliação das fontes renováveis, que trazem novas exigências regulatórias, para combinar a descentralização com a presença dos grandes oligopólios, sejam públicos ou privados, além de induzir a utilização de tecnologias de baixo carbono.

Além dos “três Ds” – descarbonização, descentralização e digitalização –, as novas tecnologias de baixo carbono introduzem um quarto “D”: o da democratização (BAKERA; HOOKA; SOVACOLA, 2021, p. 93-94). Esse tema reforça a questão de poder relacionado com as grandes provedoras de energia – sejam aquelas de utilidades elétricas, as grandes petroleiras e produtoras de gás natural – e suas relações com os governos, capacidade de formulação das prioridades geopolíticas e de realização de mudanças dos sistemas regulatórios. A pressão pela participação das comunidades aumentou e, com isso, o desafio não é mais a natureza da propriedade, mas o grau de controle que as comunidades têm sobre a geração, distribuição e consumo das fontes de energia.

Um movimento contemporâneo à unificação do mercado de gás na Europa foi o pacote de estímulos para energias renováveis, associado a estímulos à comercialização e precificação própria com objetivo de criar uma maior competição entre os *players*. Na Alemanha, por exemplo, o *Energiewende*, traduzido como “transição da energia”, continha vários instrumentos para estimular o crescimento de fontes primárias solares e eólicas em substituição ao abundante e dominante carvão na geração elétrica do país. Nesse caso, o Estado era o elemento indutor. Após 2011, com o acidente ocorrido na usina nuclear em Fukushima no Japão, esses programas ganharam ainda mais força. Isso resultou no fechamento da operação das usinas nucleares na Alemanha, o que não impediu o aumento do uso do carvão, abundante e barato, para suprir as necessidades de geração elétrica no país em substituição às fontes nucleares.

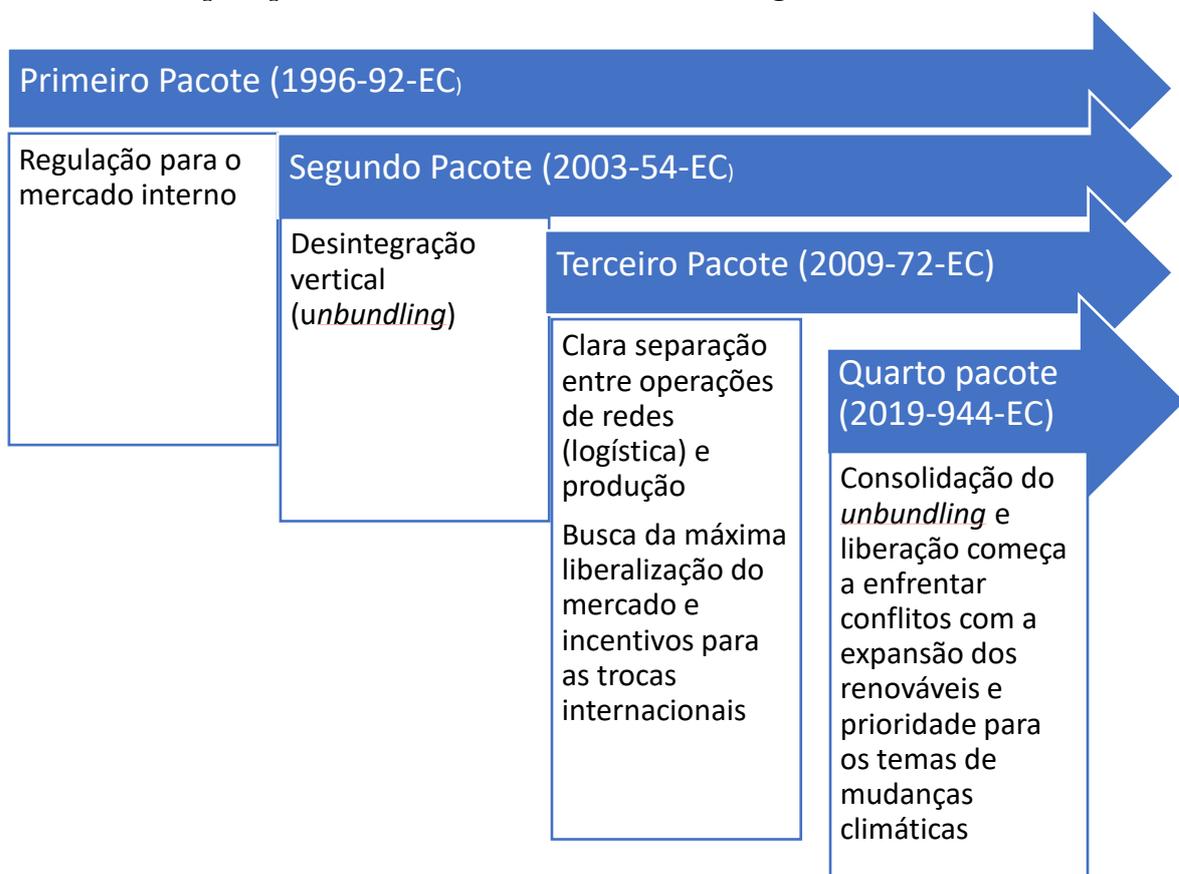
A análise dos compromissos assumidos pelos Estados europeus com as políticas energéticas mostra que esses países adotaram posturas diferentes em relação a esses temas. Houve um avanço muito maior nos aspectos internacionais do que na adaptação das políticas destinadas aos mercados domésticos. Alemanha, Holanda, Dinamarca, Áustria, Suécia e Finlândia, por exemplo, são líderes na definição dessas novas políticas. Itália e França mantêm-se relativamente neutras, com forte dependência de gasodutos do Norte da África no caso italiano, e da energia nuclear no caso francês. Os países de desenvolvimento industrial mais lento, especialmente no sul da Europa, como Portugal, Espanha e Grécia são os

³ As crises da Rússia-Ucrânia pela passagem do gás natural para a Europa Ocidental, de 2009 e de 2014, aguçaram as preocupações com a segurança energética.

mais atrasados em relação à adoção de novas políticas da transição energética. Os países do Leste Europeu, tais como Letônia, Bulgária, Polônia e Croácia chegaram a se opor a políticas de baixo carbono (GEORGIOS; FLOUROS, 2021).

Depois de vários “pacotes de energia”⁴, a Comissão Europeia apresentou, em 2018, o *Clean Energy Package* buscando incentivar uma convergência tecnológica ao mesmo tempo em que identificava os limites da integração dos mercados sem uma política centralizada e coordenada. Nesse momento, o Estado volta a ser relevante, construindo um sistema híbrido com a liberalização dos mercados (ROQUES, 2021).

Figura 1 – Principais características dos pacotes de energia da Comissão Europeia para liberalizar os mercados de energia e eletricidade



Fonte: POLLITT, 2019; VLADOS; CHATZINIKOLAOU; KAPALTZOGLU (2021). Elaboração nossa.

As relações entre energia e segurança energética mudaram ao longo dessas transformações da política para o setor na Europa⁵. Os dois primeiros *Energy Packages* ocorreram na expansão da globalização, ao mesmo tempo em que a pauta de baixo carbono avançava para as o ambiente das responsabilidades institucionais

⁴ Entre eles, o 1996/92/EC, 03/54/EC e 09/72/EC (POLLITT, 2019).

⁵ Ver mais em Christou (2021), que fez uma análise da evolução do conceito de segurança energética e energia na Europa ao longo do século XXI.

em busca de acelerar a liberalização dos mercados. Sem grandes referências à questão da segurança energética, os pacotes de reformas institucionais tinham como foco garantir a oferta de fontes de energia, especialmente as barreiras ao comércio entre os países. Um dos elementos centrais dessas propostas era a necessidade de reduzir a dependência do petróleo e gás natural importados, ampliando a oferta de renováveis, no caso de energias solar e eólica.

No segundo pacote de energia, um dos principais instrumentos passa a ser uma política de demanda, que possibilitava aos consumidores escolherem entre fontes e provedores de energia. O terceiro e quarto *Energy Packages* ocorreram depois da primeira crise Rússia-Ucrânia, em finais da primeira década do século XXI. Esse movimento revelou a importância da garantia de suprimento e dos instrumentos para diversificação de fontes energia, que passaram a ser componentes explícitos à política de segurança energética europeia, em detrimento das agendas de liberação do comércio, integração e cooperação. Já os últimos pacotes buscam ampliar a eficiência energética, a integração dos mercados de eletricidade e suas fontes, o empoderamento dos consumidores, inovações tecnológicas, além de fortalecer as dimensões externas da segurança energética.

Na evolução do terceiro para o quarto pacote de políticas, não houve mudanças do conceito de segurança energética e o destaque passou a ser as questões das mudanças climáticas. O *European Green Deal* (EGD), lançado em 2019, culmina esse processo, buscando integrar as políticas energéticas com as políticas climáticas e seus impactos sobre a sociedade. O EGD definiu metas mais ambiciosas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, tais como emissões líquidas neutras em 2050 em comparação a 1990, com uma meta intermediária de redução de 55% das emissões até 2030.

Os compromissos da Europa com a transição energética, apesar das reversões de 2021, continuam sendo afirmadas pelas autoridades responsáveis pela política energética do continente. Para atingir o almejado objetivo de neutralidade das emissões de carbono em 2050, a Europa precisa acelerar muito a redução de emissões, ao mesmo tempo em que enfrenta os ainda sérios problemas de desigualdade social e regional da região, que exigem um enorme esforço fiscal para os próximos anos.

A crise de crescimento econômico durante a pandemia, entre 2020-2021, ampliou os gastos fiscais na região para viabilizar o atingimento dessas metas energéticas. Contudo, as metas energéticas precisam ampliar sua legitimidade social, o que exige uma ampliação conjunta dos compromissos de redução de desigualdades. Isso ampliará suporte político e social necessário a mudanças energéticas e climáticas (WOLF *et al.*, 2021). Tais metas são extremamente

desafiadoras, exigindo uma enorme transformação do setor energético europeu, responsável por cerca de 75% das emissões e que precisa alcançar a descarbonização ao passo em que mantém a segurança energética e a acessibilidade para as pessoas de menor renda (IFPEN; SINTEF; DELOITTE, 2021).

As metas do EGD para serem factíveis têm que combinar efetivos resultados na sua partida até 2030, assim como reduzir as desigualdades inter e intra países europeus para ganhar legitimidade. Para atingir essas metas, nem o mercado de carbono, definindo preços para as emissões, nem simplesmente a regulação do setor privado são suficientes à profunda transformação exigida. Somente ampliando o investimento público, essas metas poderão ser alcançadas (WOLF *et al.*, 2021).

Há estimativas de que, para se obter uma rede de transmissão elétrica capaz de transmitir 100% de fontes renováveis em 2050, será necessário um investimento de 25 bilhões de euros por cada ano até 2030 (WOLF *et al.*, 2021). Para modificar os sistemas de transporte e mobilidade das cidades europeias, os investimentos anuais são estimados em 5 bilhões de euros. Mais 5 bilhões de euros para criação de rede de abastecimento para veículos elétricos e híbridos, além de ciclovias. Para expansão do transporte coletivo, outros 10 bilhões de euros. Para uma substituição do transporte de carga rodoviário pelo transporte ferroviário, os investimentos anuais são calculados em 20 bilhões de euros. Além desses valores, outros 70 bilhões de euros anuais são esperados para a renovação do estoque habitacional, isto é, substituição de moradias e edifícios tradicionais por edificações energeticamente mais eficientes. Essas estimativas perfazem, nesse momento, 135 bilhões de euros por ano até 2030, o que mesmo para os ricos países da Comunidade Europeia é um custo significativo.

As metas do EGD se tornam ainda mais complexas quando se considera os fatores sociais e a desigualdade entre os países da Comunidade Europeia. A taxa de desemprego, por exemplo, variava em 2019, antes da pandemia, de 2% na República Checa a até 17,3% na Grécia – país no qual o desemprego juvenil estava na faixa dos 35%, próximo aos 32,5% dos jovens espanhóis e 29,2% dos jovens italianos. A dispersão das taxas de crescimento dos produtos nacionais e das variações de preços também era muito grande. Sem uma drástica redução dessas diferenças, as políticas associadas ao EGD perdem a legitimidade dentro do continente (WOLF *et al.*, 2021, p. 101).

No seu programa *Fit for 55*, a União Europeia decidiu à época que os projetos de GN não serão mais elegíveis para os programas estratégicos para fontes renováveis de energia, mantendo o apoio para projetos que auxiliem a diversificação de fontes primárias. Essa posição tem o objetivo de acelerar o

caminho para a descarbonização das redes de transmissão, gerar uma integração inteligente de sistemas, aumentar o uso das fontes renováveis *offshore* e de novas fontes secundárias, como o hidrogênio (EUROPEAN COMMISSION, 2020, p. 18).

É importante considerar que a evolução europeia nessas agendas foi acompanhada de vários momentos de crises, como por exemplo: os efeitos do colapso financeiro de 2008, o recrudescimento dos conflitos Rússia-Ucrânia em 2014, a crise dos refugiados e imigrantes da Síria em 2015, a saída do Reino Unido da comunidade europeia, com o Brexit, e os efeitos da pandemia, em 2020. Segundo alguns autores, essas crises ocorreram sob a influência de algumas mudanças psicossociais também, tais como:

- (i) Crescente diferenciação do mundo político;
- (ii) Ascensão das formas de comunicação política *post factual*;
- (iii) Ameaças crescentes à legitimação do poder;
- (iv) Aumento das restrições para a efetividade dos instrumentos de governança;
- (v) Mudanças políticas mais gerais (ROQUES, 2021, p. 7).

As clivagens no mundo político vão muito além das disputas entre esquerda e direita, incluindo dimensões comportamentais, questões raciais, de gênero, ou ainda os temores de perda de status por grupos incluídos, devido à crise econômica e emergência social de alguns grupos marginalizados. A disputa pelo excedente apropriado pelos Estados se torna um importante espaço de disputa política, com múltiplos objetivos. Esses novos temas ainda estão em busca de representação no sistema político, dando margem ao aparecimento de líderes populistas, conservadores e xenofóbicos.

Há confirmação de que a ascensão dessas novas lideranças e o agravamento das divisões regionais dentro da Europa afetou os objetivos das políticas climáticas e de segurança energética continental. A expansão das *fake news*, forma *post factual* da comunicação política sem compromissos com os fatos e dados, tem desmoralizado os achados científicos em relação ao clima, privilegiando notícias de mais rápida proliferação, mesmo sem bases científicas. Isso tem afetado a legitimidade de políticas climáticas e do debate sobre segurança energética.

A “despolitização” dos órgãos da Comunidade Europeia, crescentemente ocupados por tecnocratas, tem estimulado a re-politização da política por novos

canais, ampliando os espaços dos aventureiros e propagadores de *fake news* e deslegitimando o papel das instituições da democracia representativa. Como consequência, há a ascensão de novos partidos e novas lideranças, pretensamente *anti-establishment*.

A globalização, as cadeias globais de valor e as instituições multilaterais que assumem papel relevante na decisão das políticas diminuem a abrangência das políticas nacionais e aumentam as restrições sobre os instrumentos de governança das políticas públicas nacionais. Por fim, as mudanças mais gerais da geopolítica redefinem os centros mundiais, saindo de uma tendência de polaridade para multipolaridade. As tensões crescentes entre os EUA-China-Rússia e Europa, emerge de forma distinta do período da ampla dominância americana.

O processo de liberação dos mercados de energia na Europa ocorreu sob a dominância de tecnologias termoelétricas, em que os custos variáveis eram importantes e elas poderiam ser despachadas, quando necessário. As novas tecnologias – eólica, solar, nuclear, baterias, células de energia e captura e sequestro de carbono, por exemplo – são formas de produção energética basicamente de custo fixo, intermitentes e que não podem sempre ser acionadas. Novas regulações são necessárias.

Os custos marginais de expansão, básicos para o desenho dos modelos de liberalização clássicos, deixam de funcionar em projetos em que o custo de capital é absolutamente dominante. A volatilidade dos preços aumenta e os custos de oportunidade de outras fontes de energia passam a ser mais importantes. A expansão das fontes intermitentes renováveis valoriza a flexibilidade operacional e a possibilidade de substituição, aumentando a importância da disponibilidade, remunerando o custo fixo.

Os sistemas de eletricidade e de petróleo e gás natural, além do carvão, foram estruturados ao longo do desenvolvimento dos últimos 200 anos em torno de grandes produtores, que controlavam as fontes de suprimento, as redes de logística e a oferta, enfrentando uma demanda a partir de grandes e pequenos consumidores, com regulações distintas em relação ao papel das empresas estatais e graus de concorrência de atores internacionais. A continuidade da demanda e o conceito de que maiores empresas são mais eficientes do que pequenas, levava a uma discussão principal sobre o papel das estatais, frente às grandes privadas em termos de eficiência.

Os sistemas descentralizados, característicos da produção eólica, de biocombustíveis e dos parques solares, trazem novos desafios e novas exigências de novo tipo de regulação. Diferente dos tradicionais projetos de térmicas e do refino

de derivados de petróleo, que dependem fortemente do custo das matérias primas, os projetos de energias solar e eólica têm seu maior custo na instalação dos geradores e nas linhas de transmissão, que são desembolsados adiantados, reforçando a importância do *funding* dos investimentos para sua implementação. Taxas de juros baixas dos países centrais dos últimos anos, principalmente posteriores à crise de 2008, favoreceram a expansão dessas fontes de energia, que já respondem por cerca de 12% da oferta de eletricidade do mundo (BAKERA *et al.*, 2021, p. 96), transformando-se em um negócio comercialmente viável.

Apesar de inicialmente caracterizados por parques de pequena escala descentralizados, a tendência recente das fontes renováveis – solar, eólica e biocombustíveis –, ainda que em menor escala, é de investimentos em grandes centros de produção⁶, principalmente no *offshore*, mas também em áreas distantes, que exigem maiores investimentos em transmissão e logística. Os parques eólicos e solares, que eram iniciativas com forte presença de fundos financeiros articulados por pequenas e médias empresas, agora passam por um processo de consolidação, sendo adquiridos por grandes empresas do setor de eletricidade e de energia.

Recente estudo de Bakera *et al.* (2021) compara a experiência da Alemanha⁷ com a África do Sul⁸. Na Alemanha, de forma diferente da África do Sul, a expansão das renováveis se baseou em projetos que utilizavam o *fit-in-tariff* (FIT) no lugar dos leilões para o mercado regulado, como herança de uma tradição das reformas neoliberais de desregulamentação do setor de energia e estímulos à privatização dos anos 1990. O plano de transição energética definia FIT atraentes para os projetos de renováveis, que possibilitou uma participação de projetos comunitários, os quais se aproveitaram das possibilidades de geração distribuída. Em 2018, as fontes renováveis foram responsáveis por 35,2% das fontes primárias de eletricidade, com 14,5% *onshore* e 7,1% de energia solar na Alemanha.

⁶ Por exemplo, uma turbina eólica que gerava 1,7MW em 2010, em 2017 gerava 2,7MW, com as turbinas *offshore* alcançando mais de 10MW de capacidade (BAKERA *et al.*, 2021, p. 96).

⁷ País rico e com um consolidado Estado de bem-estar social, que adota forte política de estímulo às energias renováveis desde os anos 1990 por influência do seu então poderoso Partido Verde. A Alemanha foi capaz de reduzir a dependência elétrica do carvão e conseguiu avançar na descentralização e desregulamentação do setor energético. Isto resultou na diminuição do poder das “quatro grandes” empresas que dominavam o setor elétrico no país e no banimento da expansão de energia nuclear, depois do acidente de Fukushima no Japão.

⁸ País de renda média, com alta desigualdade social e com sistema elétrico também dependente do carvão, mas que adotou um modelo de expansão das fontes renováveis baseado no investimento de grandes investidores corporativos, em grande escala e com forte presença de empresas internacionais. Na África do Sul, a ESKOM, estatal do setor de carvão, teve papel preponderante da expansão elétrica, com pequena participação de projetos renováveis descentralizados. A ESKOM é o centro de um complexo mineral que utiliza o carvão e mão-de-obra barata para produzir eletricidade a custos baixos. Após 2011, a África do Sul implementou um programa de leilões para expandir as fontes renováveis, atraindo a atenção de grandes investidores em um mercado regulado. No fim de 2018, 6,4 GW foram contratados nesses leilões, mobilizando 92 parques eólicos de grande escala. Ao mesmo tempo 20 projetos de pequena escala introduziram outros 99MW de capacidade energética, mostrando o viés em prol dos grandes projetos do sistema sul africano.

Na Alemanha também houve uma mudança das linhas de distribuição, com as municipalidades substituindo as empresas privadas na propriedade dessas linhas (BAKERA *et al.*, 2021, p. 99). Apesar do sucesso inicial, a queda dos custos das energias renováveis e as novas tecnologias de reconcentração da capacidade de geração têm estimulado o retorno das “quatro grandes” a assumirem papel chave na expansão das fontes eólica e solares em grandes projetos, o que produz nova concentração do setor. Em 2016, o sistema de leilões voltou, exatamente quando os incentivos para a geração distribuída foram extintos e se reduziu a participação dos projetos comunitários na geração.

Apesar do amplo predomínio do discurso a favor de uma economia de baixo carbono, que implicaria em redução da produção de carvão, petróleo e gás natural, (nessa ordem de prioridades), estudos recentes⁹ mostram que a produção de carvão não cairá significativamente nos próximos anos, enquanto que a de petróleo deve crescer na próxima década e o gás natural tem uma perspectiva de crescimento permanente, pelo menos até 2040. Os objetivos anunciados pelos governos indicam uma produção que supera aquela compatível com as metas de redução do aquecimento global em 1,5°C, atingindo níveis 240% superiores ao que seria admitido para o carvão, 57% acima dos limites para o petróleo e 71% mais gás natural do que o desejado, até 2030.

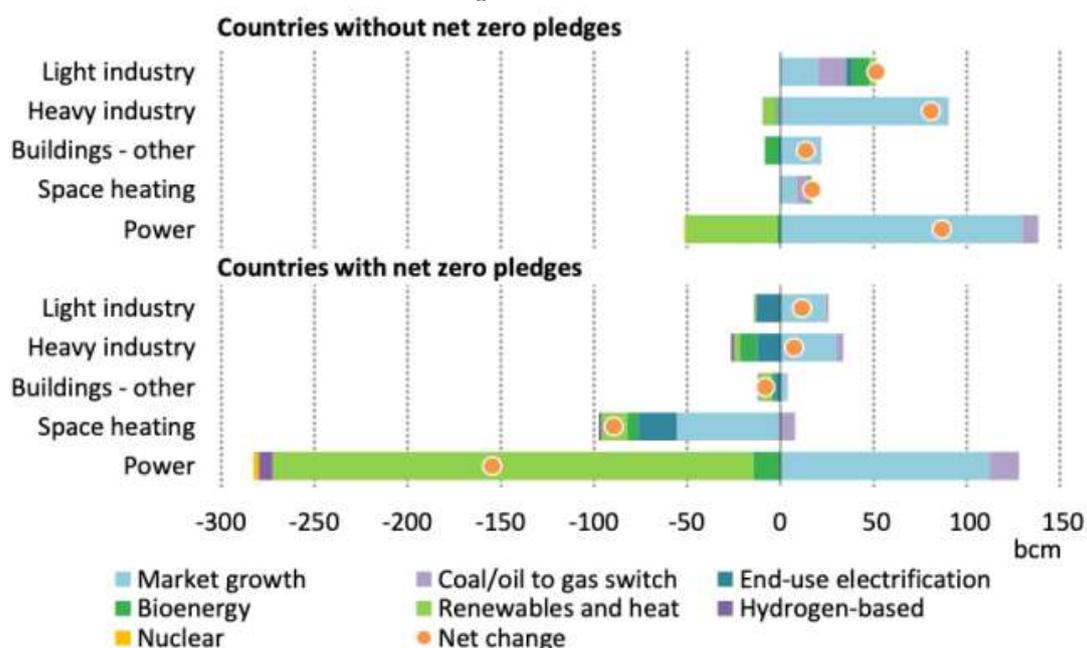
O *Outlook da International Energy Agency (IEA)*, de 2021, reafirma que a trajetória futura da demanda de gás natural vai depender fortemente do grau de substituição do carvão por ele como combustível de transição, mesmo que os cenários para a Europa, Japão e EUA sejam de queda. Como a demanda continuará crescendo na Ásia e países emergentes, onde a utilização de carvão é grande, essa substituição é a variável chave para as projeções.

A IEA considerou um cenário coerente com os compromissos assumidos em relação ao Acordo de Paris – o cenário *Announced Pledges Scenario (APS)* – e verificou que, tanto para aqueles países que anunciaram metas de zero emissões líquidas, como também nos países sem esse compromisso, o crescimento econômico, pressionando o uso de eletricidade, é o principal fator para o aumento do uso do gás natural até 2030. A expansão das fontes renováveis para os países comprometidos com zero emissões líquidas, principalmente países europeus, é o fator preponderante para a contenção dos efeitos negativos ao clima do crescimento, como se ilustra na Figura 2. Nos países mais desenvolvidos, a eficiência do uso de energia no aquecimento de ambientes é também uma forte força na redução de demanda de gás natural. Ainda que comparativamente menores do que os níveis de 2020, as demandas projetadas em todos os cenários

⁹ Ver, por exemplo, United Nations Environment Programme *et al.* (2021).

para a Europa em 2050 apontam para uma grande dependência de gás natural importado, tanto por gasodutos, como por meio de terminais de regaseificação. Isso ocorrerá ainda que a queda da demanda europeia leve a uma redução de 80% do transporte via gasodutos, mesmo que as importações de GNL para os países emergentes e Ásia cresçam (IEA, 2021, p. 232).

Figura 2 – Fatores determinantes das mudanças de demanda de gás natural no Cenário dos Compromissos do Clima até 2030



IEA. All rights reserved.

Fonte: IEA (2021, p. 229).

Apesar do crescimento do número e da capacidade dos terminais de regaseificação, o transporte do GN por gasodutos continua como o mais barato e mais eficiente modal, o que coloca as áreas de passagem desses dutos como importantes elementos da geopolítica da energia. A Ucrânia, por exemplo, desempenha esse papel para a Europa¹⁰, ligando a Eurásia, especialmente a Sibéria, com a Europa Ocidental. A maior parte desses gasodutos foi construída durante o período da União Soviética (URSS). Após o fim da URSS e sua divisão em vários estados independentes, a Ucrânia disputa com a Federação Rússia a utilização da rede, exigindo permanentes negociações econômicas, diplomáticas e até militares. Inclusive, no fim de 2015, a Shell saiu dos projetos de gás das regiões de Kharkov e Donetsk na Ucrânia por pressão dos russos. O campo de Yuzivska, abandonado pela Shell estava localizado muito próximo a áreas de batalha na Crimeia, com enfileiramentos militares importantes.

¹⁰ No período entre 2009 e 2018, mais de 20% do gás natural transportado para os 28 países da União Europeia passou pela Ucrânia.

Como lembra Daniel Yergin, a história centenária das relações da Ucrânia e Rússia sempre foi cheia de tensões e conflitos, muito antes da URSS e depois de seu fim. Na Rússia, a *Gazprom*, maior empresa produtora de gás natural do país, é gerida comercialmente pelo setor privado, mas assume frequentemente o papel de executor das políticas de Moscou. Para a Ucrânia, o gás importado da Rússia é sua maior fonte de energia, fundamental para o desenvolvimento de sua própria economia. O governo ucraniano tem nas tarifas de transporte do gás, que passa pelos gasodutos que atravessam o país em direção da Europa Ocidental, a maior parte de seus recursos fiscais (YERGIN, 2020, p. 81).

Com a desregulamentação do setor, muitas empresas fornecedoras de energia não renovaram os seus contratos de fornecimento de longo prazo dos energéticos fósseis, optando por contratos de curto prazo, com precificação própria do mercado de gás natural, se afastando da precificação relacionada com os preços do petróleo. Com a rápida elevação dos preços de GNL na Ásia-Pacífico, os custos das fontes para a energia térmica se elevaram, estimulando inclusive a volta do uso do carvão para a geração elétrica, contrariando as especificações das agências reguladoras europeias.

Outro elemento que vem aumentando os preços de energia elétrica na Europa – o maior mercado de créditos de carbono do mundo – é o aumento do preço do carbono, o que aumenta os custos da produção dos combustíveis fósseis. Enquanto em março de 2020, os preços do carbono estavam em 20 euros por tonelada, em 2021 eles atingiram 60 euros por tonelada (CHAVES, 2021). O preço do carbono seguirá penalizando o preço dos combustíveis fósseis se não houver um forte investimento público diretamente voltado para o assunto. A regulação de estímulo aos renováveis não parecem ser suficientes para atingir essas metas de redução dos preços. Os investimentos públicos são especialmente relevantes às necessárias transformações da infraestrutura energética, de mobilidade e de ocupações urbanas necessárias para a transição energética.

3. Segurança energética: geopolítica assume posto de comando

Entre a queda do regime soviético e pelo menos até 2014, a geopolítica mundial foi dominada pelos interesses da chamada Aliança Atlântica, que combinava a força militar da OTAN – herança dos tempos da Guerra Fria que deveria ter sido abolida depois do colapso soviético –, o liberalismo econômico e a hegemonia americana sobre as relações com a Europa Ocidental. A China, enquanto isso, caminhava lentamente para acelerar seu crescimento, em um primeiro momento voltada para sua situação doméstica.

Essa dominância hegemônica radicalizou uma versão de globalização, isto é, a promoção da democracia e intervenção política internacional sob a liderança dos EUA. A soberania nacional foi abandonada e a visão transcontinental das regras do sistema Atlântico passou a determinar a ação direta das forças dominantes nas regiões, incluindo a Europa. Os conflitos ressurgiram e as rebeldias passaram a influir as realidades políticas de vários países, se agravando no período de Trump na presidência dos EUA. O multilateralismo voltou e Biden na presidência tenta retomar o protagonismo do país em disputa com a China e Rússia. Como dizia um analista da geopolítica europeia, numa visão dos Balcãs: “*The new Atlanticism failed to generate a genuinely post-Cold War pancontinental security and developmental model, and thus in the end reproduced the Cold War*” (SAKWA, 2021).

A Alemanha e a França se opunham à radicalização da OTAN e dos EUA em relação à Rússia, considerando que o isolamento seria uma ameaça à estabilidade continental, especialmente no que se refere ao equilíbrio energético. Em meados da primeira década do século XXI, a Rússia já tinha se reestruturado depois do fim do regime soviético e tinha as condições de se aproximar da aliança ocidental que, por sua vez, se recusava a essa aproximação por pressão dos EUA. As sanções contra o governo de Putin começaram. Fato é que, desde a década de noventa, depois da queda da URSS, o principal objetivo da política externa americana para a região é o isolamento da Rússia e a diminuição da sua influência, o que afeta a principal virtude russa: o fornecimento de hidrocarbonetos.

A política de Trump para a segurança energética da Europa visava reduzir a dependência do continente do fornecimento de gás natural russo, substituindo pelo fornecimento de GNL americano e diversificação de fontes locais e, assim, isolando e enfraquecendo as rotas de suprimento de origem russa. A disputa pelas rotas de gasodutos, reformas da regulação dos mercados e ação dos vários *players* são condicionadas por esse objetivo geopolítico, que se mantém no governo Biden. Do outro lado, para a Rússia, suas reservas de hidrocarbonetos, especialmente de gás natural são importantes armas políticas para influenciar outros países, especialmente os europeus dependentes de seu produto.

Com a intensificação da crise da Ucrânia em 2014, a Bulgária foi forçada pelos EUA a se afastar ainda mais da Rússia, especialmente em assuntos relacionados com a segurança energética, que têm no gás natural um dos seus principais componentes. A Bulgária inviabilizou a construção do gasoduto *South Stream* e dificultou a interconexão do TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) com o SGC (*Southern Gas Corridor*). Depois de 2014, os conflitos com a Rússia e sua “influência malévola” – no dizer de alguns diplomatas dos EUA – subiram um patamar na guerra híbrida, tomando a forma de conflitos mais agressivos. Os EUA

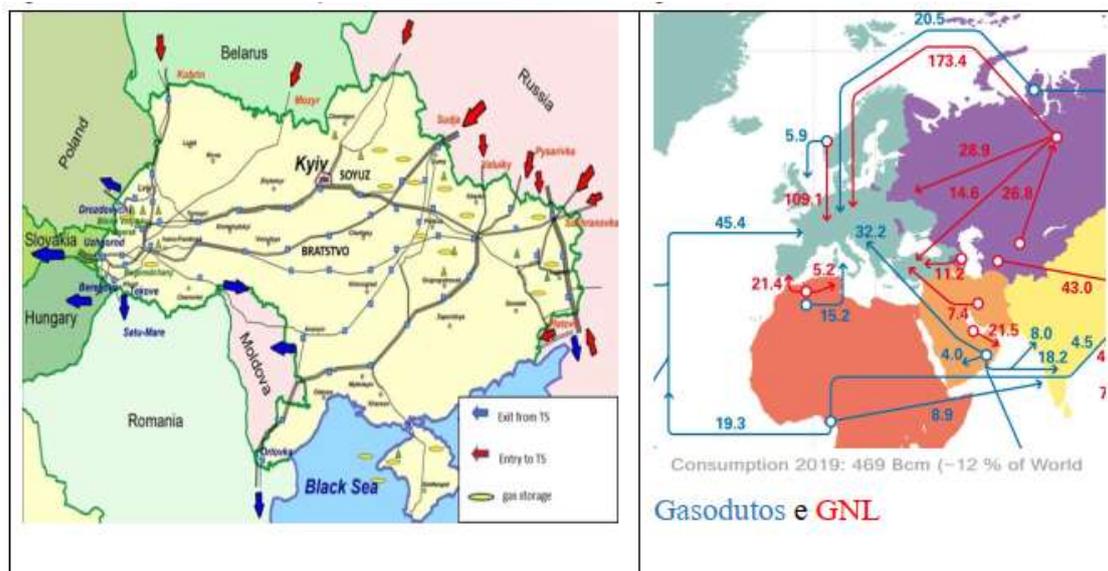
conseguiram o apoio de todos os governos dos Balcãs nas sanções contra o governo Putin, com exceção da Sérvia que permaneceu aliada de Moscou.

Em 2020, os exercícios militares *Breeze 2020* colocaram tropas da Grécia e Turquia no porto de Burgas, na Bulgária, mesmo com os históricos conflitos entre as populações gregas e turcas na região. Os dois países disputam os direitos de exploração dos potenciais recursos de gás natural no Mar Mediterrâneo. A OTAN e os EUA querem impedir qualquer influência da Rússia na península dos Balcãs, especialmente nos projetos relacionados a energia, o que os coloca, incluindo os projetos de logística, no centro da batalha geopolítica.

4. Geopolítica dos Gasodutos

Nordstream, *Nordstream 2* e *Turk Stream* são três gasodutos fundamentais para entender as tensões geopolíticas que envolvem a Rússia, a Ucrânia, vários países ocidentais e, inclusive, os EUA. Além dos gasodutos que passam por seu território, a Ucrânia dispõe de 32 bilhões de metros cúbicos de capacidade de armazenamento, que dá uma enorme estabilidade da oferta para a Europa (BOŽIC *et al.*, 2021).

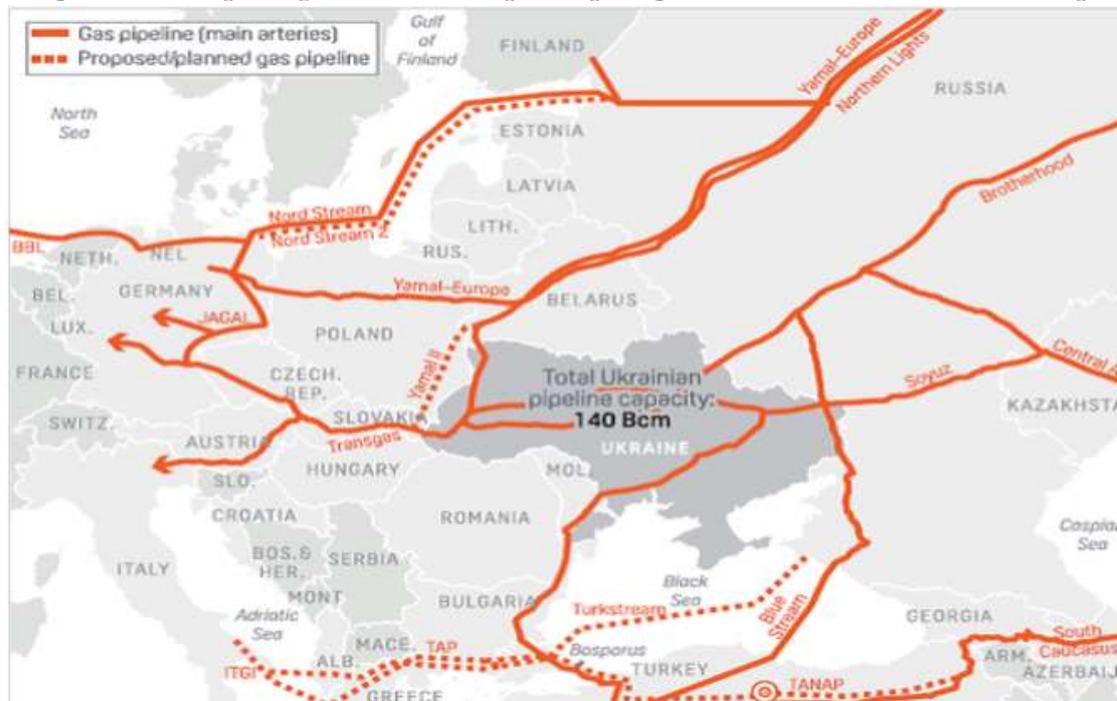
Figura 3 – Fluxos do mercado europeu de gás natural em 2019 e rede de gasodutos da Ucrânia



Fonte: BOŽIC *et al.* (2021).

No início de 2009, a Ucrânia e Rússia não chegaram a um acordo sobre as tarifas e o fornecimento de gás natural foi suspenso, com efeitos diretos em outros 16 países europeus. Isso reacendeu a importância estratégica da geopolítica do gás natural para a garantia da segurança energética na Europa e influenciou as políticas do continente.

Figura 4 – Mapa esquemático dos principais gasodutos entre Rússia e Europa



Fonte: <https://tinyurl.com/2kacszj>

Nesse contexto, duas concepções de segurança energética emergiram, uma russa e outra da Europa Ocidental. Para a Rússia, a segurança energética envolvia a criação de novas rotas que reduzissem a dependência dos gasodutos que passam pelo território da Ucrânia, enquanto para os países da comunidade Europeia, o mesmo conceito envolvia uma maior diversificação de fontes de suprimento, indo além da dependência da Rússia.

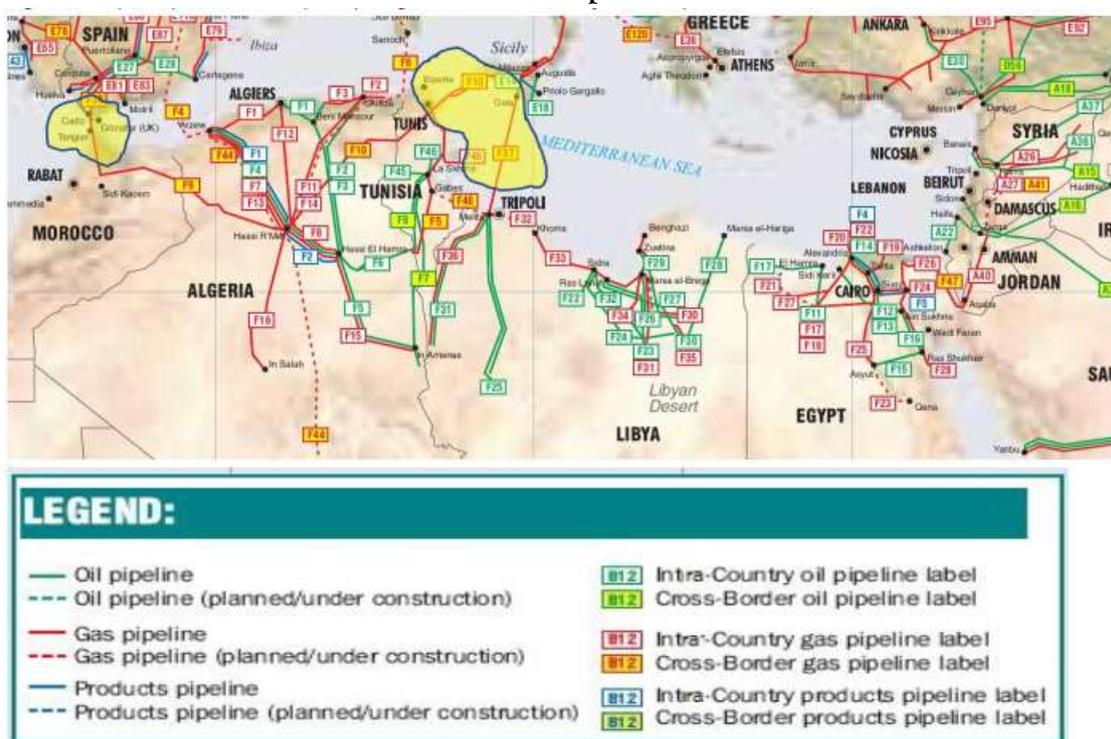
Os países europeus começaram um processo de maior integração dos seus gasodutos, com possibilidades de reversão de fluxos para possibilitar um mercado único, com precificação própria. Cláusulas de destinação de cargas foram flexibilizadas e a precificação buscava escapar das referências ao preço do petróleo. Contratos de curto prazo eram favorecidos em relação àqueles contratos de longo prazo, que historicamente viabilizaram a construção dos gasodutos (YERGIN, 2020, p. 85-86).

A diversificação de fontes de suprimento levou ao estabelecimento de novas rotas, tanto no mar Báltico, com o *Nord Stream* cuja construção começou em abril de 2010; depois com o *Turk Stream* (TS) no Mar Negro, em 2014, que substituiu o fracassado *South Stream*. O mercado europeu assistiu a expansão de sua rede logística em 2020, com a entrada em operação do corredor *Turk Stream* e do *Southern Gas Corridor* (SGC) e de novos terminais de regaseificação, como o KRK na Croácia. O *Turk Stream* atravessa o Mar Negro e o SGC margeia o sul do Mar

Negro, ligando Baku, no Azerbaijão, a Turquia, Bulgária, Romênia, Hungria, Áustria, Alemanha e República Tcheca.

O norte da África também desempenha um importante papel como fonte de suprimento alternativo de gás natural para a Europa. Marrocos, Argélia, Tunísia, Líbia e Egito fazem parte do sistema norte-africano de suprimento de parte do gás europeu, especialmente para a Península Ibérica e Itália. O *TransMediterranean Pipeline* (TMS F10) liga a Sicília à Argélia; o *Medgaz*, o norte da África à Espanha; o *Green Stream* (F37), a Líbia à Espanha; e o *Maghreb-Europe Gas Pipeline* sai do Marrocos em direção a Espanha.

Figura 5 – Mapa esquemático dos principais gasodutos entre o norte da África e Europa



Fonte: https://theodora.com/pipelines/north_africa_oil_gas_products_pipelines_map.html

Figura 6 – Gasoduto *Turk Stream*



Fonte: <https://tinyurl.com/dfnvvy4c>

A prioridade do gás russo transportado pelo *Turk Stream* é o mercado interno da Turquia, mas também ele serve à Bulgária e chega ao Sudeste da Europa, especialmente Sérvia e Bósnia-Herzegovina. O gás russo também chega à Hungria, sem passar pela Ucrânia, o que reduz a pressão sobre o fornecimento para a Europa Central. A partir de outubro de 2023, o volume de vendas de gás para Budapeste está planejado para aumentar para 23 milhões de metros cúbicos dia, podendo também chegar à Áustria, com a conclusão do *Turk Stream 2*, chamado pelos búlgaros de *Balkan Stream*, com o cumprimento de mil quilômetros. Esse gasoduto foi construído pela Bulgária, depois do cancelamento do *South Stream*, que pretende utilizar parte do gás que seria destinado à Turquia através de uma rota saindo do *Turk Stream* em direção ao porto de Varna, na Bulgária, e partindo daí até a Itália.

Figura 7 – Gasoduto *Balkan Stream*



Fonte: <https://anti-empire.com/russia-and-bulgaria-start-building-balkan-stream-pipeline-to-carry-gas-to-southern-eu/>

A Bulgária mesmo sem ter reservas nacionais de gás natural, mas, sobretudo, por sua posição geoestratégica, depois de ser fortemente atingida pela crise de suspensão de fornecimento de gás por parte da Ucrânia em 2008/2009, está tentando se constituir em importante *hub* para a comercialização de gás para a Europa Central. A Bulgária está participando da construção de várias rotas de gasodutos como o *Turk Stream*; o TANAP (Azerbaijão-Geórgia-Mar Negro-Bulgária); o gasoduto ligando Irã-Armênia-Geórgia-Mar Negro-Bulgária; o gasoduto conectando Turcomenistão-Azerbaijão-Geórgia-Mar Negro-Bulgária; e o gasoduto ligando Israel-Mar Mediterrâneo-Grécia-Bulgária, além do *Southern Gas Corridor*. Em direção à Europa Ocidental, a Bulgária participa do BRUA (Bulgária-Romênia-Hungria-Áustria), e do gasoduto *Eastring*, que liga a República Tcheca, a Eslováquia, a Romênia e a Bulgária (IVANOV, 2020).

A Bulgária é altamente dependente do gás natural proveniente da Rússia. A *Lukoil Bulgaria*, responsável por 9% do PIB do país, é a maior empresa búlgara. O governo de Sofia foi forte apoiador da Rússia na construção das rotas *Nord Stream*, *Blue Stream* e *South Stream*, que pretendiam redirecionar cargas que passavam pela Ucrânia. A construção do *South Stream* foi interrompida pela crise da Crimeia, levando a União Europeia a pressionar a Gazprom contra seus compromissos de garantir acesso de terceiros à infraestrutura logística. O apoio búlgaro à União Europeia levou a uma crise política interna, estimulada pelos aliados da Rússia que derrubou o governo em 2014. A desregulamentação do mercado de gás e a pressão da Comissão Europeia sobre as empresas russas estão enfraquecendo a utilização da arma política de controle da oferta de gás por parte da Rússia (IVANOV, 2020, p. 62). A desregulamentação assim tem também um papel geopolítico.

Também em 2020 entrou em operação o *Trans Adriatic Pipeline* (TAP), com capacidade de 27 milhões de metros cúbicos dia, ligando o gás do Azerbaijão com a Bulgária e Grécia, alcançando a Itália, até fim de 2021. Os contratos de fornecimento são de 25 anos, sendo 8 bilhões de metros cúbicos ano para a Itália e um bilhão para a Grécia e Bulgária (EUROPEAN COMMISSION, 2020, p. 18). O TAP é parte do SGC e abre novas possibilidades para a expansão da produção na região do Mar Cáspio, especialmente no Azerbaijão. O TAP se conecta ao *Trans Anatolian Pipeline* (TANAP), na fronteira entre a Turquia e a Grécia, atravessa o norte da Grécia, cruza a Albânia e chega à Itália, atravessando o Mar Adriático.

Figura 8 – Rotas dos gasodutos na Europa



Fonte: Rzayeva (2018).

O fortalecimento do gasoduto SGC com a entrada em operação do TAP é também uma disputa de mercado do Azerbaijão com a Rússia. A Itália importava, em 2018, 38% do seu gás natural da Gazprom, que também fornecia 40% do gás natural para a Grécia e 36% do mercado da Bulgária. A entrada do gás azerbaijano, principalmente do campo de *Shah Deniz* no Mar Cáspio, aumenta a pressão para mudança dos contratos com os russos, intensificando a disputa comercial e com implicações geopolíticas na área. A Rússia favorece o *South Stream* ou *Turk Stream* cruzando o Mar Negro. O Azerbaijão pretende alcançar a produção de 136 milhões de metros cúbicos dia de gás natural em 2028 e o SGC é um investimento de 40 bilhões de dólares (RZAYEVA, 2018).

A Europa Ocidental financiou o SGC buscando reduzir sua dependência do gás russo e procurando ter a infraestrutura de transporte de gás passando por territórios não-russos (RZAYEVA; TSAKIRIS, 2012). Essa estratégia consolida as disputas dos anos noventa com a construção dos oleodutos *Baku-Tbilisi-Ceyhan* (BTC), podendo também encontrar raízes ainda mais antigas no início da produção petrolífera, no início do século XX, em Baku (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018).

A Gazprom, por seu lado, decidiu também utilizar o TAP para transportar o seu gás neutralizando parte da estratégia ocidental, porém os contratos para a construção do gasoduto davam o seu controle para o Azerbaijão, levando essa disputa para o plano geopolítico (GURBANOV, 2017). Do ponto de vista técnico, o aumento da compressão no TAP possibilitaria o transporte do gás russo junto com o gás azerbaijano.

Além desse interesse estratégico da Europa e dos EUA em controlar a possibilidade de expansão do poder da Rússia, há também um conjunto de conflitos étnico-raciais de centenas de anos de história que complicam a ação mais coordenada na região do Mar Cáspio. As economias de Azerbaijão, Cazaquistão, Turcomenistão e Uzbequistão são países altamente dependentes da produção de hidrocarbonetos, mas que, dentre outros desafios, dependem de vias de escoamento para chegar aos mercados consumidores.

Já no norte, no Mar Báltico, a situação é marcada pelo fato de que o *Nord Stream 2*, recém concluído, é o centro de disputa, que envolve os interesses da Alemanha e Rússia, de um lado, com uma forte oposição da Ucrânia e dos EUA, de outro lado. Já mais recentemente, o governo Biden concordou com a Alemanha na construção do *Nord Stream 2*, apesar dos protestos da Ucrânia. O acordo prevê sanções caso a Rússia adote medidas de pressão sobre a Ucrânia que, no entanto, vê diminuída sua importância estratégica e seu poder de barganha entre os mercados da Europa Ocidental e o governo de Moscou. Contudo, apesar de oficialmente concluído, o *Nord Stream 2* ainda não está plenamente operacional por exigências regulatórias alemãs e segue sob pressão dos EUA, que requerem uma empresa germânica como operadora do gasoduto.

Figura 9 – Rotas dos gasodutos Nord Stream e Nord Stream 2



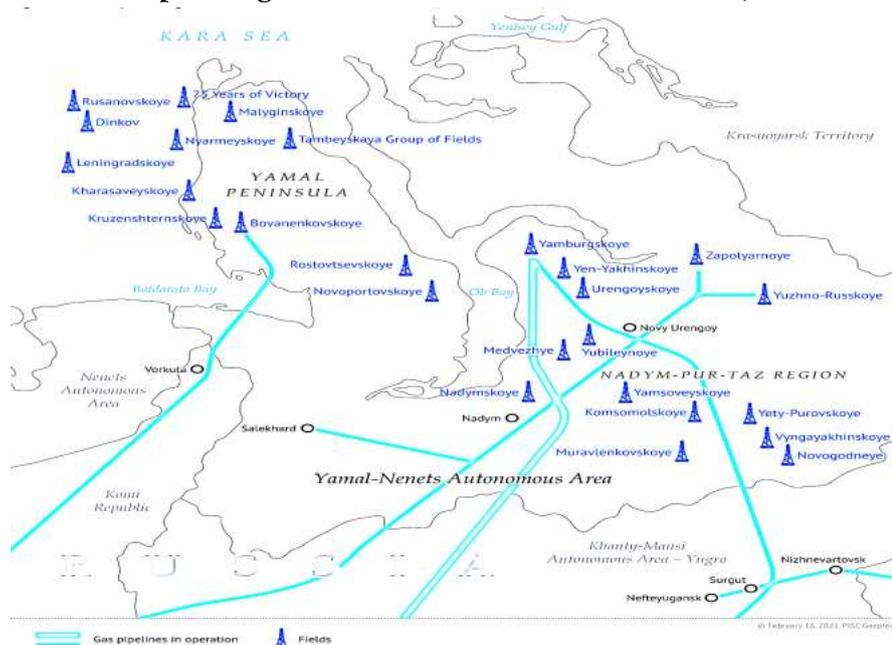
Fonte: <https://www.gazprom.com/projects/nord-stream/>

Outro conflito importante ocorre na relação entre a Europa e a antiga Ásia Central, ao sul do Mar Cáspio, em direção ao Paquistão e Índia, com o Afeganistão no caminho. O Turcomenistão é o principal fornecedor de gás natural da China e tem planejado uma ampliação de suas vendas para o Paquistão e a Índia, por meio de um gasoduto que atravessaria o Afeganistão, o TAPI. A *Belt and Road Initiative* (BRI), a nova Rota da Seda da China já viabiliza um conjunto de projetos comuns. Um dos importantes projetos é o *China Pakistan Economic*

Corridor (IICPEC), de 10 bilhões de dólares, com várias conexões logísticas e energéticas entre os dois países, que podem ter uma significância ainda maior se o TAPI for construído, o que viabilizaria o fornecimento energético de eletricidade e gás natural do Turcomenistão para o Paquistão e o Afeganistão (TAHIR; HUSSAIN, 2021). Para a China, a estabilidade política da região é melhor do que o agravamento dos conflitos e o Paquistão, que tem a maior fronteira com o Afeganistão, é chave na sua estratégia de pacificação regional. Assim, a cooperação trilateral China-Paquistão-Afeganistão disputa com a aliança EUA-Índia nas intervenções na área.

Uma área importante de expansão da fronteira exploratória e do desenvolvimento de novos campos da Rússia é a Península de Yamal, no Ártico. Mesmo sendo uma área de alta sensibilidade ambiental, os russos preferem expandir o desenvolvimento de sua produção. Os campos recentemente inaugurados são fundamentais para o provimento do mercado europeu, ao mesmo tempo em que a Rússia amplia seu fornecimento para a China.

Figura 10 – Campos de gás natural na Península de Yamal, Mar de Kara, Ártico.



Fonte: <https://www.gazprom.com/f/posts/43/652812/map-yamal-en-2021.png>

5. Desregulamentação e comercialização de Gás Natural na Europa

Os mercados de gás natural na Europa diferem muito em termos de volume comercializado e liquidez dos contratos, apesar da convergência de mudanças regulatórias. Há os que argumentam que a disponibilidade de gás fora dos contratos de longo prazo, através de *hubs* de comercialização, típicos de um mercado mais descentralizado, é maior nos países em que a produção doméstica

desempenha maior papel na oferta total (MIRIELLO; POLO, 2014). Contudo, mesmo com as diferenças de volume e liquidez, os preços dos *hubs* de comercialização apresentam uma certa convergência, que reflete o fato de que as transações também são motivadas pela dinâmica dos mercados financeiros, independente das movimentações físicas em cada espaço.

O modelo de desregulamentação dos mercados na Europa saiu de uma situação oligopolista, com grandes *players* verticalmente integrados, ajustando no seu portfólio de contratos, as eventuais diferenças entre entrada e saídas do sistema logístico, para uma situação em que diferentes *players*, não integrados, disputam os volumes com ampla possibilidade de desequilíbrios entre oferta e demanda em cada parte do sistema logístico. A criação de *hubs* de comercialização no atacado acaba sendo uma das formas de ajustes desses desequilíbrios. Por outro lado, a expansão desse mercado sem contratos longos, faz crescer as trocas *spot* e exige a participação de fluxos financeiros para *hedge* contra os riscos de variações de preços. Há limitações físicas para esses desequilíbrios, uma vez que o sistema logístico exige uma relação balanceada entre as pressões de entrada e de saída que, no sistema de *hubs*, não são coordenadas. As pressões de saída dependem muito dos consumidores finais e as de entrada dos fornecedores sem um sistema de coordenação de decisões, que pode levar a variações de pressão que fogem dos limites de integridade operacional da logística.

Para minimizar esses riscos, a regulação europeia avançou tanto na definição das formas de gestão do sistema de transporte, determinando pontos de entrada e de saída, assim como regras para a transparência, de forma que todos os *players* do mercado tivessem acesso às mesmas informações sobre o volume físico transacionado. Ademais, definiu regras de equilíbrio para manter as variações de pressão no sistema de transporte que garantissem sua integridade (MIRIELLO; POLO, 2014, p. 10-11).

A saída do modelo de uma forma integrada verticalmente para múltiplos atores também exigia uma mudança dos sistemas de precificação do gás natural, saindo dos contratos de longo prazo, geralmente associados aos preços do petróleo ou a algum sistema de *Cost Plus* sobre os custos, com cláusulas de *take or pay* e dificuldade de redirecionamento de cargas. Tanto no mercado do consumidor final como nos ofertantes, os novos sistemas de preços precisavam superar os historicamente dominantes contratos de longo prazo vinculados aos preços do petróleo, com cláusulas de *take or pay* e dificuldades para redirecionamento das cargas.

A maior parte dos sistemas de mercado criados com a nova regulamentação flexível se desenvolveu no final do século XX e início do XXI, sustentados na

grande liquidez dos contratos e presença de fluxos financeiros que viabilizavam operações de redução de riscos dessas transações, com fechamento contínuo do equilíbrio físico dos gasodutos.

A flexibilização dos mercados de gás natural na Europa seguiu os pacotes de mudanças energéticas (PETROVICH, 2021). As reformas caminharam para uma liberalização do mercado, introdução de mecanismos competitivos com eliminação de barreiras de entrada, permitindo o acesso de terceiros às infraestruturas existentes e impedindo a verticalização dos *players* nos mercados de atacado e ampliando as escolhas de fornecedores dos consumidores finais no mercado de varejo.

Os reguladores fizeram uma opção de regular o acesso ao sistema de logística, mais do que regular diretamente os preços. Mas a legislação europeia também prevê um conjunto de obrigações para os fornecedores, de forma a proteger o pequeno consumidor. Apesar dessa escolha, em 2016, 13 dos 24 membros da União Europeia mantinham algum tipo de regulação de preços para consumidores finais, com seis deles regulando preços industriais também. A manutenção da regulação dos preços para os consumidores finais, especialmente os pequenos, é vista como uma fase de transição até que os mercados no atacado e a precificação *gas-on-gas* dos *hubs* de comercialização prevaleçam (MOTZ, 2021, p. 2). Nota-se que a proporção de residências sob regime de preços controlados caiu de 49% em 2008 para 25% em 2015 na Europa (PETROVICH, 2021, p. 138).

5.1 Mercado de gás natural

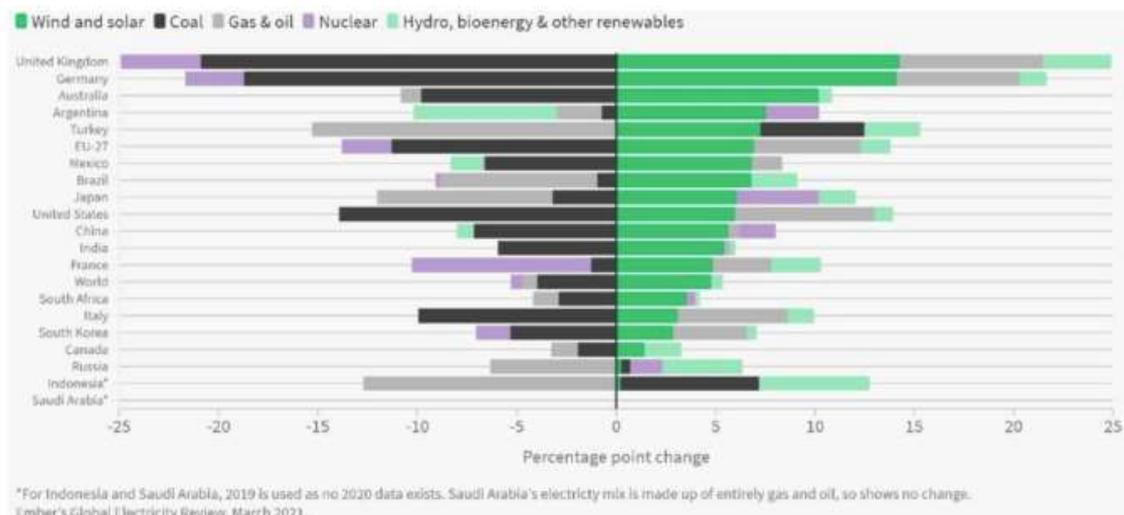
5.1.1. Os últimos cinco anos

Apesar das políticas por um sistema energético menos dependente dos combustíveis fósseis, os dados anteriores à pandemia mostravam as dificuldades de avanços nessas áreas. Nos cinco anos anteriores a 2017, a demanda mundial de energia cresceu 0,9% ao ano, com 40% desse crescimento proveniente da expansão da demanda de energia na Índia e China. Entre os combustíveis fósseis, o petróleo viveu um crescimento de 1,6% barris por dia, o gás natural cresceu 3% ao ano (sendo 30% na China) e o carvão teve um acréscimo de 1%, revertendo a tendência do início do século XXI (STOENOIU *et al.*, 2021, p. 2).

Entre 2015 e 2020, houve uma crescente substituição do carvão pelas fontes solares e eólicas nos países do G20, onde muitos europeus se encontram. Em todos os países, aumentou a geração eólica e solar, conforme Figura . Com exceção da Turquia, Rússia e Indonésia, todos os países do G20 reduziram o uso do carvão na geração elétrica de 2015-2020. O gás natural e petróleo cresceram no Reino

Unido, Alemanha, EUA, China, França, Itália e Coréia do Sul, além dos 25 países da União Europeia em seu conjunto. Contudo, essas tendências têm se revertido em 2021, pois com o aumento dos preços do gás natural em relação aos preços de carvão, houve maior consumo dessa fonte fóssil com grandes impactos sobre o aquecimento global.

Figura 11 – Mudanças nas fontes primárias de eletricidade de países do G20 de 2015 a 2020



Fonte: Jones (2021, p. 11).

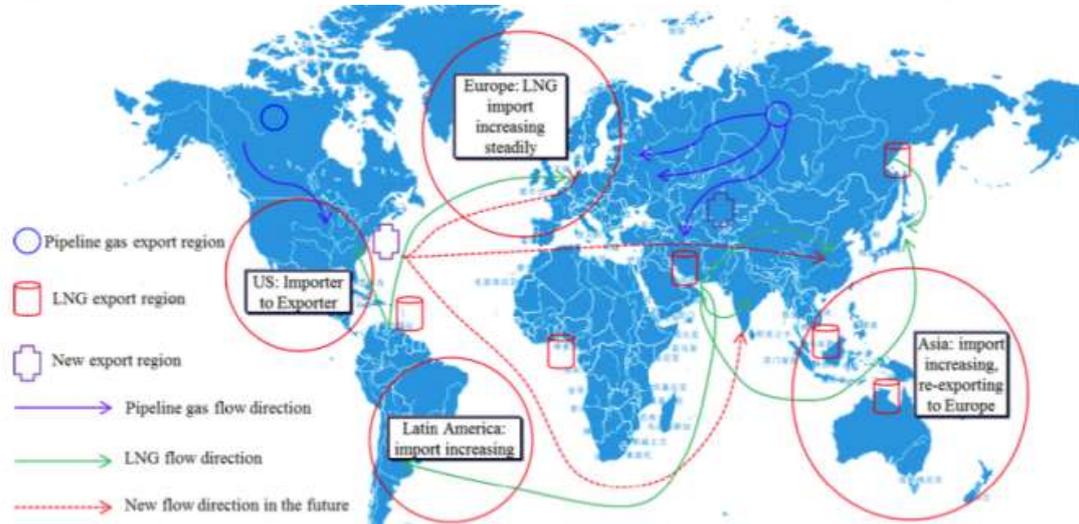
Com exceção da Turquia, Rússia e Indonésia, todos os países do G20 reduziram o uso do carvão na geração elétrica de 2015-2020. O gás natural e petróleo cresceram no Reino Unido, Alemanha, EUA, China, França, Itália e Coréia do Sul, além dos 25 países da União Europeia em seu conjunto. Em todos os países, aumentou a geração eólica e solar, conforme Figura 11.

As várias regiões do mundo passaram por importantes transformações nos anos anteriores à pandemia. Os EUA saíram de importadores para exportadores líquidos de gás natural, enquanto o Canadá assistiu a um aumento de seu consumo doméstico, reduzindo suas exportações por gasodutos para os EUA. Os países do Leste Europeu aumentaram suas exportações, ao passo que o Oriente Médio diminuiu o ritmo do crescimento de suas vendas para fora da região devido ao aumento do consumo doméstico. Na Ásia, enquanto a Austrália continuou seu crescimento de exportações, a Indonésia e Malásia ou reduziram seu crescimento ou diminuíram as vendas externas, com o Japão reduzindo suas compras. Índia e China aceleraram suas compras (YUANQI *et al.*, 2020, p. 3).

Conforme Figura 112, a seguir, antes da pandemia a previsão era de que a Europa seria uma crescente importadora líquida de GNL, com um crescimento da demanda interna maior do que a produção doméstica e as importações via gasodutos da Rússia. Depois da pandemia essa situação se agravou. Ao mesmo

tempo, as mudanças no volume da demanda chinesa impactaram fortemente o mercado do GNL mundial, fazendo com que os seus preços disparassem. A Ásia, especialmente a Austrália, seria uma importante fonte de suprimento. A competição entre China e Europa se intensificou depois da pandemia.

Figura 11 – Tendências do comércio internacional de GN antes da pandemia



Fonte: Yuanqi *et al.* (2020, p. 4).

Recente estudo da entidade dos agentes reguladores do mercado de gás e energia da Europa destaca o significativo aumento das operações com GNL, principalmente no primeiro semestre de 2020. Já a redução do GNL identificada a partir do segundo semestre de 2020 se deveu à atração dos mercados asiáticos, com maiores preços e maior demanda a partir principalmente da China¹¹. Os países com maior redução de demanda foram o Reino Unido (-12%), a Espanha (-10%) e França com -7% durante o ano de 2020 (EUROPEAN COMMISSION, 2020, p. 5).

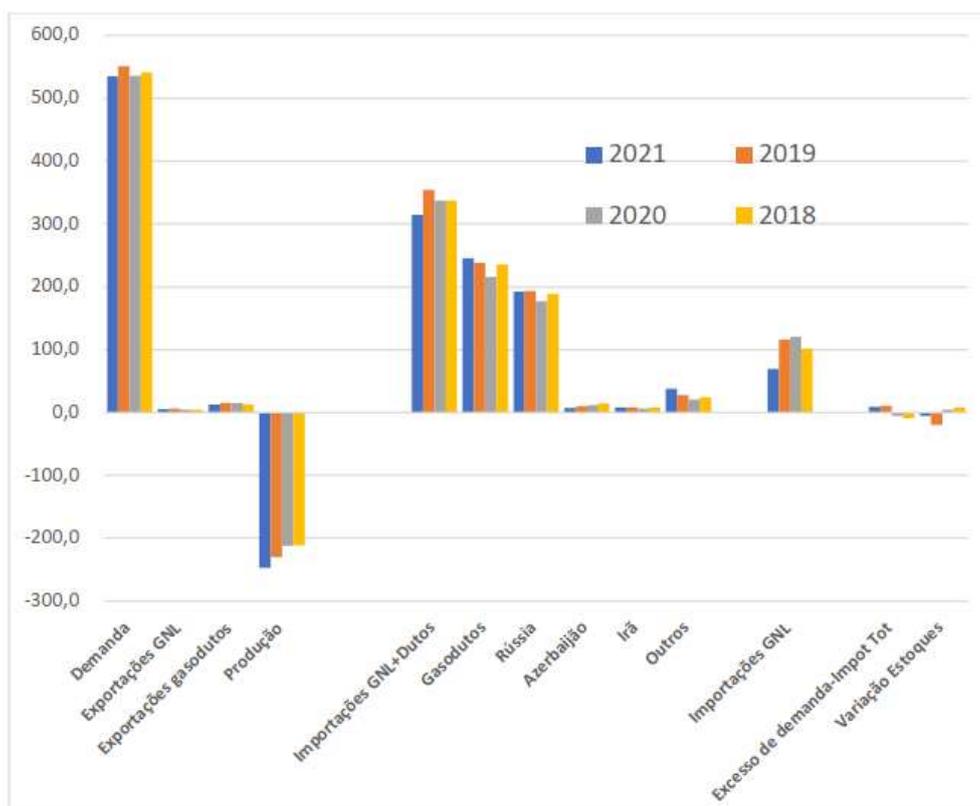
Outro elemento importante dos mercados europeus é o seu alto volume de estocagem da molécula, que serve como um colchão amortecedor para momentos de desequilíbrio de curto prazo entre a oferta e a demanda. A estocagem de 2020, durante a pandemia, começou muito elevada, mas a redução das entregas de GNL, mesmo com o aumento do transporte por gasodutos, reduziu os seus níveis, iniciando-se o ano de 2021 com estoques declinantes.

5.1.2. Mercado 2020 e 2021

¹¹ Além disso, tal estudo também ressalta que, apesar da redução das emissões de gases de efeito estufa com a substituição do carvão, o gás natural por si só tem suas próprias emissões, abrindo possibilidades de um aumento da descarbonização, seja pela utilização direta de fontes renováveis, como solar e eólicas na geração de eletricidade, ou pelo aumento de eficiência e sequestro e captura de carbono nas próprias operações com o gás natural.

No primeiro trimestre de 2021, os preços do gás natural na Europa refletiram os altos preços nos mercados da Ásia. Cargas originalmente destinadas à Europa foram redirecionadas para a Ásia/Pacífico reduzindo a oferta no continente europeu e elevando seus preços, em um processo de internacionalização desses mercados (EUROPEAN COMMISSION, 2021). O consumo de gás subiu de 7,6% na comparação anual entre o primeiro trimestre de 2020 e de 2021. Nesse mesmo período, a produção continental caiu 11% e as importações declinaram 3%, sendo que as importações com origem russa corresponderam a 45% das importações adicionais, seguidas do gás oriundo da Noruega (23%) e as cargas de GNL (20%).

**Figura 13 – Balanço da oferta e demanda de gás natural na Europa (2018-2021).
Bilhões de metros cúbicos ano**



Fonte: Fulwood (2020, p. 5). Elaboração nossa.

Há avaliações de que os preços do gás natural não se elevaram no início da pandemia por causa de excesso de oferta acumulada nos anos anteriores, já que o limite de substituição seria o preço do carvão, cuja disponibilidade estava alta devido a sua substituição pelo gás na geração elétrica. A segunda razão para a contenção dos aumentos de preços foi o conjunto de políticas regionais de estímulos ao uso de GN na geração elétrica, assim com o pelo aumento do uso do GNL e GNC em transporte pesado rodoviário e marítimo, principalmente na Índia e China (OPEC, 2021, p. 58).

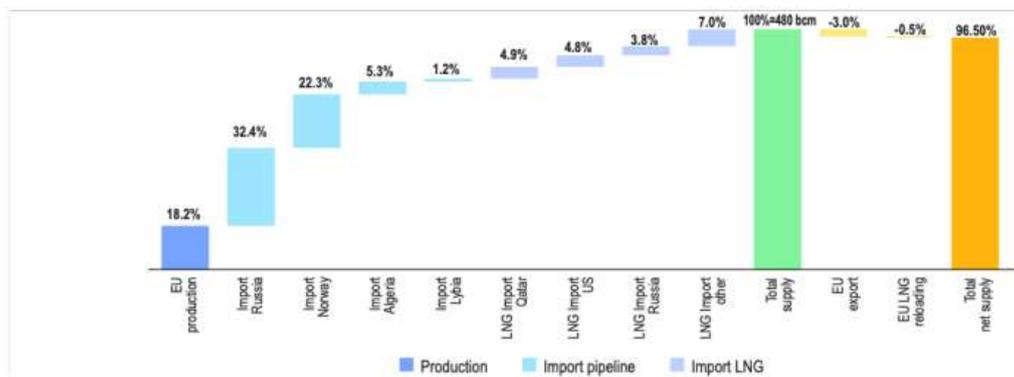
No início do terceiro trimestre de 2020, em plena pandemia, a Europa começou a vivenciar uma situação de queda significativa dos preços de gás natural. No ano anterior, 2019, antes da pandemia, a combinação de altos estoques, perspectiva de um inverno com frio moderado e um possível acordo na utilização dos gasodutos que traziam GN da Rússia através da Ucrânia já tinham pressionado para baixo os preços (FULWOOD, 2020). Durante 2020, as importações via gasodutos da Rússia caíram, em virtude do aumento das exportações americanas de GNL para o continente europeu, os estoques continuaram altos e a demanda asiática cresceu menos do que previsto. Os preços continuaram baixos até o final do ano quando a Ásia voltou a demandar mais gás, isso elevou os preços naquela região, o que contaminou os preços no mercado europeu.

Os reguladores do mercado de gás natural na União Europeia destacam o impacto da pandemia sobre o mercado no ano de 2020, com uma redução de 3,1% na demanda de gás e de 20% da demanda por carvão, indicando a continuidade da descarbonização do setor, mesmo durante a crise.

O gás natural representa 21,5% do consumo de energia primária na União Europeia e quase 33,0% da energia consumida nas residências do continente. A Europa continuou muito dependente das importações de gás da Rússia via gasodutos (32,4% da oferta de 2020), enquanto a produção doméstica alcançava 18,2%. Essa produção, que já foi superior a 30% da oferta total em 2014, caiu para cerca de 20% em 2020. A Noruega, país europeu, mas que não faz parte da União Europeia, contribuiu com 22,3% da oferta, enquanto o GNL correspondeu a 20,6% do suprimento, sendo 3,8% da própria Rússia.

Os fluxos de gás da Rússia têm se modificado, com redução do volume dos gasodutos através da Ucrânia e aumento das rotas do *Nord Stream* e *Turk Stream*. O *Nord Stream*, com a conclusão do *Nord Stream 2*, está com 95% de sua capacidade utilizada e os gasodutos que passam pela Ucrânia, regulados por um acordo de 2019, operam 40% abaixo do que transportavam em 2019 (ACER;CEER, 2021, p. 28).

Figura 14 – Oferta de gás natural por origem (UE e Reino Unido) (2020)

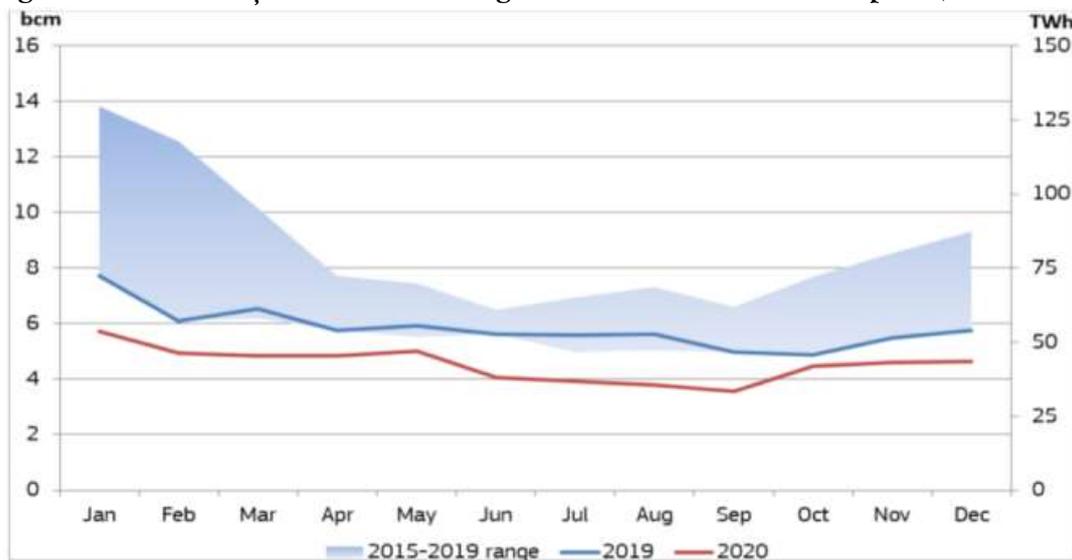


Source: ACER calculation based on International Energy Agency and Eurostat.

Fonte: ACER/CEER (2021, p. 23).

Apesar de uma crescente privatização e desregulamentação da logística e da comercialização de gás natural, a oferta de GN na Europa continua fortemente dependente de empresas estatais, tanto da Rússia quanto da Argélia e do Catar, além da própria Noruega que tem um sistema misto estatal privado. A produção europeia de gás natural está abaixo da média dos últimos cinco anos, com a situação de 2020 sendo pior do que a de 2019, quando não havia a pandemia, como se pode observar na Figura 5.

Figura 15 – Produção doméstica de gás natural da União Europeia (2015-2020)



Source: Eurostat. data as of 10 March 2020 from data series nro 103m. In the next edition of this report numbers might change retrospectively.

Fonte: European Commission (2020, p. 9).

Os mercados de GNL na Europa são cada vez mais dependentes da dinâmica do mercado global. Dentre as razões, estão a enorme capacidade de regaseificação, que é um atrativo para o comércio *spot*; o acesso concedido pela regulação para terceiros a essa infraestrutura, assim como aos gasodutos internos (o que aumenta a presença de múltiplos *players* nos mercados); a redução dos contratos de longo prazo, com cláusulas de *take or pay* e não redirecionamento de cargas, que vem diminuindo nos mercados internacionais.

O mercado nos dois primeiros trimestres de 2021 refletiu essa profunda alteração de preços relativos do GNL. O preço médio por milhão de BTU saltou de 19 euros, no começo de abril de 2021, para 35 euros três meses mais tarde, atingindo valores entre 70-75 euros em setembro de 2021. Como causas imediatas para a elevação dos preços são citadas as paradas de manutenção de países produtores de GNL, continuado crescimento da demanda na Ásia e aumento dos fretes internacionais de longa distância (EUROPEAN COMMISSION, 2021).

Segundo o relatório trimestral da Comissão Europeia, em meados de 2021, o volume de estocagem de gás natural da Europa atingia o menor nível da última década, um terço a menos do que o existente em junho de 2020, tanto por menos injeções, especialmente originárias da Noruega, como por mais retiradas para atender mercados com escassez do produto. A tentativa de recomposição dos estoques no terceiro trimestre de 2021 colocou mais pressão sobre os preços europeus. As importações via gasodutos da Argélia triplicaram de um ano para o outro, com preços de contratos de longo prazo atrelados ao petróleo, dando vantagens competitivas para esse gás em comparação com o GNL importado, cujos preços são fixados com referenciais do próprio mercado de gás.

5.2 Hubs de comercialização e precificação do gás natural

A expansão das operações através dos *hubs* de comercialização europeu também influi no comportamento dos mercados globais, especialmente no Leste da Ásia. Os mercados americanos começaram na década de 1980 a transacionar contratos não indexados ao petróleo, referenciando-se em indicadores dos próprios mercados de gás natural e ampliando a importância de *hubs* de comercialização como o *Henry Hub* (HH), que veio a se consolidar como um *benchmark* para o GNL dos EUA. A adoção do HH ocorreu quando o transporte interestadual americano foi facilitado com expansão da rede de gasodutos, a oferta de gás era abundante e maior competição passou a existir entre produtores.

Na Europa, processo semelhante ocorreu no Reino Unido, nos anos 1990, chegando à Europa continental no século XXI. Depois de 2009, o mercado europeu passou a dispor de GNL americano. Com isso, os preços do petróleo se mantiveram altos, a demanda se contraiu com a crise financeira e novas plantas de liquefação passaram a operar no Catar, Iêmen, Rússia e Indonésia, facilitando a constituição de *hubs*. No caso, as conjunturas de preços de petróleo altos estimulam os compradores a buscar contratos indexados no próprio gás, de referência no HH, mais baixo do que as referências europeias e asiáticas, mesmo que as características do mercado não possibilitem uma completa arbitragem que poderia viabilizar a convergência para um preço internacional (XUNPENG, 2016).

O *National Balancing Point* (NBP) foi o primeiro *hub* estabelecido na Europa, em 1996 no Reino Unido, com o belga *Zeebrugge* (ZEE) operando as transações das interconexões de gasodutos, em 1998, ligando o Reino Unido ao continente europeu. Depois do ZEE, muitos dos *hubs* continentais se constituíram como *hubs* virtuais, sem transações físicas de moléculas, como ocorre com o HH, o NBP e o ZEE. O desenvolvimento dessas transações é muito desigual na Europa, havendo um maior desenvolvimento desse tipo de comercialização nos países do noroeste, um desenvolvimento médio nos países médios da região central da Europa e um menor desenvolvimento no sul da Europa. Na Holanda, o *Title Transfer Facilities* (TTF) passou a ser utilizado como indexador dos contratos dos consumidores finais de gás natural na Europa continental.

Há na literatura algumas condições para a consolidação de hubs de comercialização (XUNPENG, 2016):

- (i) É necessária a redução da integração vertical das grandes empresas do setor para ampliar o número de *players*;
- (ii) É necessária a liberalização dos mercados e transição dos sistemas de precificação nos contratos para ampliar a liquidez das operações;
- (iii) É necessária a determinação política para implementar mudanças de culturas, regulações e práticas de governança dos *players* do mercado;
- (iv) É necessária liberalização do mercado para maior competitividade do setor. Por outro lado, a liberalização aumenta as transações no mercado de atacado. As operações dos sistemas de coordenação internas à empresa integrada passam a ser realizados no âmbito do mercado, criando demanda para transações entre vários atores;
- (v) É necessária uma maior multiplicidade de fontes de suprimento para facilitar a transição para precificação em *hubs*.
- (vi) É necessária a saída de um mercado dependente dos ofertantes para ser influenciado pelas operações dos consumidores finais.

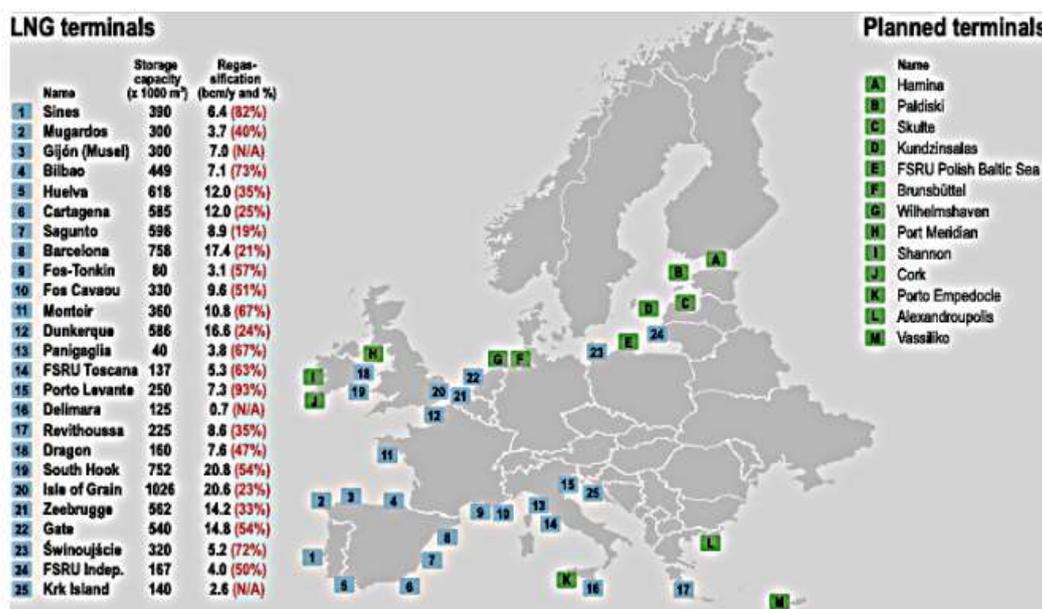
Como diz um dos autores desse tema:

The key factors of success are liberalized wholesale markets and final prices, the unbundling of vertically integrated gas companies, open and transparent third-party access (TPA), through the introduction of a common network code, proper competition legislation, and hands-off government policy (XUNPENG, 2016, p. 361).

Há os que argumentam que a disponibilidade de gás fora dos contratos de longo prazo, especialmente provenientes de produção doméstica, é um elemento fundamental para a transição do sistema de preços para *hubs* de comercialização (MIRIELLO; POLO, 2014, p. 2).

Internacionalmente, o Japão continua em 2020 como o maior importador mundial de GNL (21%), seguido da China com 19% do comércio do ano da pandemia – apesar do aumento das suas importações da Rússia, através dos gasodutos *Power of Siberia*. Coreia, Índia e UE são os outros principais importadores (ACER; CEER, 2021, p. 30).

Figura 126 – Localização dos terminais de regaseificação nas costas europeias (2020)



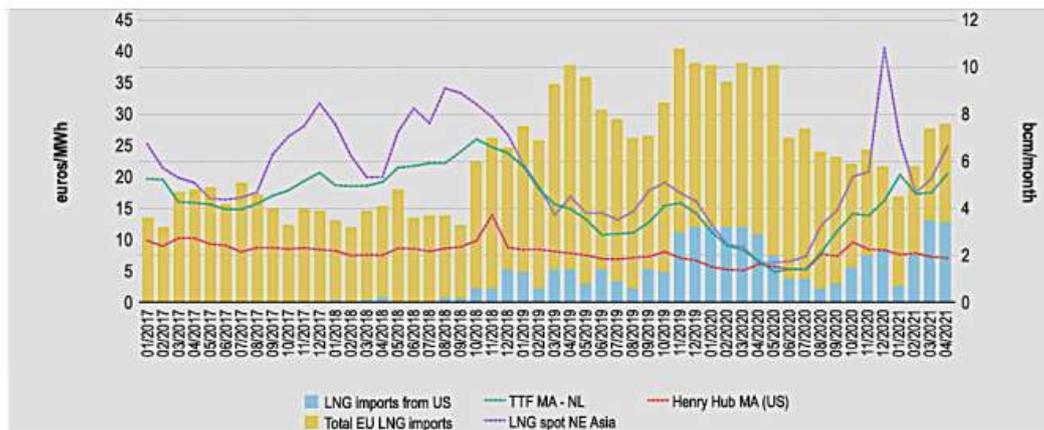
Fonte: ACER/CEER (2021, p. 32).

A Qatar Petroleum (QP), maior empresa do mundo na produção de GNL, aumentou seus vínculos empresariais com o Reino Unido, garantido capacidade de estocagem e redirecionamento de cargas por 25 anos, a partir do Terminal da *Isle of Grain*, porto fundamental para a entrada de cargas desse recurso para a Europa. A QP já é dona de dois terços do terminal de *South Hook*, também no Reino Unido e está tentando acelerar o maior programa de expansão da capacidade de liquefação em suas plantas domésticas. O Catar, EUA e Rússia são os principais fornecedores de gás para os países da União Europeia (EUROPEAN COMMISSION, 2020, p. 18).

5.2.1. Precificação do gás natural

Do ponto de vista dos preços do GNL, há um descolamento crescente dos preços Henry Hub, que definem os preços dos EUA, em relação aos preços asiáticos e europeus, elevando as importações com origem nos EUA.

Figura 137 – Importações de GNL da EU/Reino Unido e preços internacionais de GNL



Source: ACER calculation based on GIE ALSI and ICIS Heren data.

Fonte: ACER/CEER (2021, p. 30).

Há uma crescente utilização de referências de preços de hubs de comercialização na Europa, com contratos de longo prazo indexados em preços referenciados ao próprio gás natural, diminuindo a dependência dos benchmarks associados ao petróleo, prevalentes no passado. Apesar de uma crescente utilização desses referenciais do mercado de gás na maioria dos países da Europa Ocidental, ainda há países, como Portugal e países da antiga União Soviética, que estão iniciando a desregulamentação de seus mercados.

As diferenças de preços entre os hubs de comercialização internos à União Europeia se reduziram, especialmente no noroeste da Europa, com as maiores diferenças ocorrendo na parte leste central e sudoeste do continente. Isso também reflete as circunstâncias associadas a um sistema logístico altamente interligado, possibilitando mudanças rápidas de fluxos para acomodar diferenças de mercados locais. A competição de gás transportado por gasodutos e GNL se acirra com o fim dos contratos de longo prazo e aumento dos mercados spot.

A IEA, em seus cenários para o futuro, prevê elevação dos preços do gás natural, se as políticas atuais permanecerem até 2030 e 2050. Com aumentos dos preços do gás natural em várias regiões, o maior aumento projetado é para os EUA, que parte de preços em 2020 mais baixos. No caso do carvão, os preços de 2050 nos EUA caem em relação aos de 2020. Já na Europa, há uma previsão de aumento dos preços do steam coal, com estabilidade no Japão e queda na China. Nos cenários dos Compromissos Assumidos, a queda dos preços do gás natural é muito maior, compatível com a mais acelerada substituição programada.

Figura 18 – Projeções de preços de gás natural em vários cenários da IEA

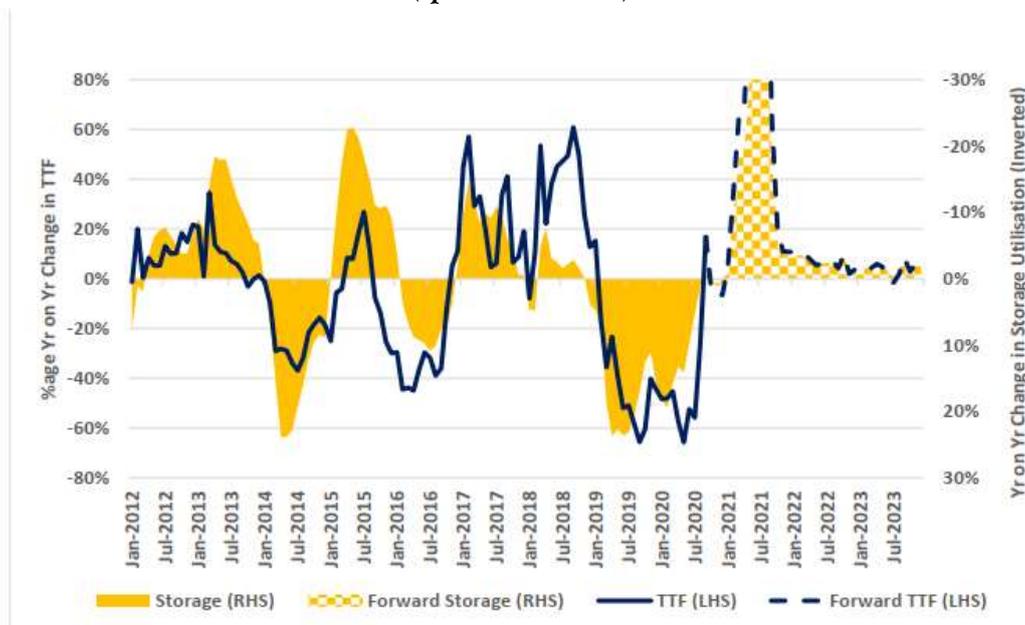
Real terms (USD 2020)			Net Zero Emissions by 2050		Sustainable Development		Announced Pledges		Stated Policies	
	2010	2020	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
IEA crude oil (USD/barrel)	92	42	36	24	56	50	67	64	77	88
Natural gas (USD/MBtu)										
United States	5.2	2.0	1.9	2.0	1.9	2.0	3.1	2.0	3.6	4.3
European Union	8.8	4.2	3.9	3.6	4.2	4.5	6.5	6.5	7.7	8.3
China	7.9	6.3	5.3	4.7	6.3	6.3	8.5	8.1	8.6	8.9
Japan	13.0	7.9	4.4	4.2	5.4	5.3	7.6	6.8	8.5	8.9
Steam coal (USD/tonne)										
United States	60	43	24	22	24	22	25	25	39	38
European Union	109	50	52	44	58	55	66	56	67	63
Japan	127	69	58	50	67	63	73	63	77	70
Coastal China	137	89	61	51	72	66	77	65	83	74

Notes: MBtu = million British thermal units. The IEA crude oil price is a weighted average import price among IEA member countries. Natural gas prices are weighted averages expressed on a gross calorific-value basis. The US natural gas price reflects the wholesale price prevailing on the domestic market. The European Union and China natural gas prices reflect a balance of pipeline and LNG imports, while the Japan gas price is solely LNG imports. The LNG prices used are those at the customs border, prior to regasification. Steam coal prices are weighted averages adjusted to 6 000 kilocalories per kilogramme. The US steam coal price reflects mine mouth prices plus transport and handling cost. Coastal China steam coal price reflects a balance of imports and domestic sales, while the European Union and Japanese steam coal prices are solely for imports.

Fonte: IEA (2021, p. 101).

No caso europeu, há uma grande correlação entre o comportamento dos preços TTF e o nível de variação dos estoques de gás natural no continente.

Figura 19 – Variação anual dos estoques comerciais de gás natural e do TTF (spot e forward)



Source: OIES and Argus Media

Fonte: Fulwood (2020, p. 4).

6. Hidrogênio: cresce produção e baixam os custos

O hidrogênio está sendo considerado uma das fontes de energia potencialmente mais importantes na transição energética. A atual produção de hidrogênio – o hidrogênio não é uma fonte primária de energia – está muito associada à produção de amônia (60%), com cerca de um quinto conectado com unidades de refinarias e plantas de produção de metanol. Atualmente, cerca de 85% da produção de hidrogênio ocorre nas plantas de refino e de fertilizantes nitrogenados, isto é, próximo ao seu consumo. Com a expansão de seus usos, os países podem fazer a escolha de instalar novas capacidades produtivas domesticamente ou importar hidrogênio de países que possam ter fontes renováveis de eletricidade a menor custo.

Separado de outras moléculas, o hidrogênio precisa ser transformado em células de energia (*fuel cells*) para poder ser utilizado como fonte energética para seus usos finais. As *fuel cells* produzem calor e eletricidade, gerando como resíduo o vapor de água, ou seja, sem efeito sobre o aquecimento global. Com a redução dos custos de energias renováveis – os processos de separação das moléculas de água (H₂O) são intensivos em eletricidade –, a produção de “hidrogênio verde”¹², com redução da utilização de carbono, via utilização de fontes de eletricidade solares e eólicas, se torna um atraente energético.

Para se tornar uma alternativa comercialmente viável, o hidrogênio precisa superar diversos desafios, como redução de custos, ampliar a capacidade de produção, transporte e produção de células de hidrogênio. As tecnologias disponíveis ainda estão longe dessas condições e da solução dos riscos explosivos do hidrogênio, de seu efeito corrosivo sobre os materiais e do desmonte de cadeias de valor associadas à sua produção. Interessante notar que, entre 2008 a 2018, os investimentos em plantas de hidrogênio declinaram em 35% no mundo (GRAAF *et al.*, 2020, p. 2).

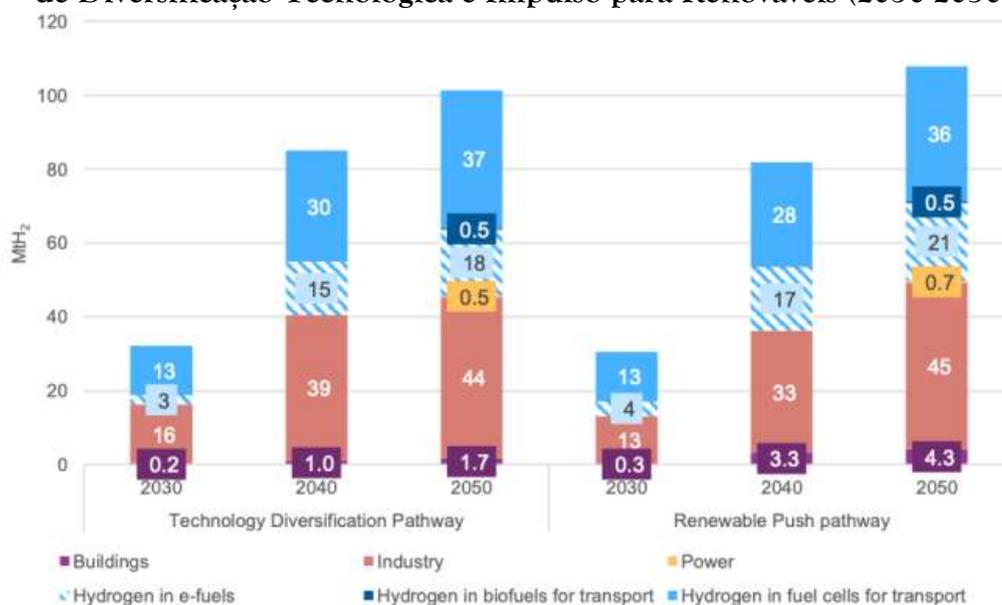
Estudo patrocinado por grandes petroleiras e empresas europeias de energia desenvolveu um detalhado modelo do setor nos 27 países da União Europeia, simulando o comportamento futuro em duas trajetórias: uma com mais substituição de fontes primárias por renováveis (Impulso para Renováveis) e outra trajetória induzida por profundas inovações tecnológicas (Diversificação Tecnológica). Em ambas as trajetórias, a neutralidade das emissões de carbono é alcançada em 2050, com drástica redução do uso do carvão e do petróleo, mas com o gás natural desempenhando um papel de transição energética e complementar frente a intermitência da geração de algumas fontes renováveis como a solar e a eólica. A participação de fontes renováveis deverá ficar entre 49-

¹² Hoje predomina a produção do “hidrogênio cinza”, a partir de energia elétrica gerada pelo gás natural, e do “hidrogênio negro”, a partir do carvão. O chamado “hidrogênio azul” segue um processo associado a projetos de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS).

61% das fontes primárias em 2050, com o gás natural entre 32-26% nos cenários de Diversificação Tecnológica (DT) e de Impulso para Renováveis (IR), respectivamente (IFPEN *et al.*, 2021, p. 6).

Segundo o estudo citado, haverá uma mudança do uso final do gás natural que se desloca para as trocas intersetoriais, reduzindo sua participação no consumo final, ou seja, com maior participação na produção do hidrogênio, geração elétrica e transformação industrial. O sucesso do gás natural, no entanto, tem grandes conexões com o desenvolvimento de projetos de captura e sequestro de carbono (CCS), para reduzir a pegada de carbono da cadeia produtiva.

Figura 20 – Evolução da demanda relacionada com o hidrogênio nas trajetórias de Diversificação Tecnológica e Impulso para Renováveis (2030-2050)



Fonte: IFPEN, SINTEF e Deloitte (2021, p. 7).

Mais da metade do uso do hidrogênio deverá ocorrer na mobilidade, seja no consumo de *fuel cells*, especialmente na aviação e transporte de longa distância, ou nos usos intermediários da indústria.

O Japão pretende ser o primeiro país a ter o hidrogênio como uma das principais fontes de energia, definindo políticas para várias aplicações do mesmo. Vários países europeus também já definiram suas estratégias nacionais para o hidrogênio - Holanda, Alemanha, França, Espanha, Portugal, Áustria, Itália, Hungria, Noruega e Reino Unido. No entanto, o uso do hidrogênio ainda traz alguns problemas e desafios, tal como os apontados pelo estudo do consórcio de empresas petrolíferas e de energia (IFPEN *et al.*, 2021, p. 21):

- (i) Insuficiência dos mecanismos de mitigação de riscos financeiros de longo prazo;

- (ii) Investimentos disruptivos para reduzir custos no longo prazo insuficientes;
- (iii) Baixo reconhecimento dos benefícios do hidrogênio;
- (iv) Preços do carbono ainda não sinalizam adequadamente as necessidades de utilizar tecnologias de baixo carbono;
- (v) Falta de programas de incentivos e apoio direto para o desenvolvimento desse setor;
- (vi) Baixo desenvolvimento de tecnologias para transição do uso da infraestrutura logística para trabalhar com o hidrogênio;
- (vii) A maior parte dos projetos de hoje de captura e armazenagem de CO₂ usa aquíferos salinos profundos, campos de petróleo e gás depletados ou através de técnicas avançadas de recuperação de petróleo.

Ainda no que se refere às projeções, há a previsão de um grande aumento da eletrificação na indústria e na mobilidade¹³, com um papel crescente do hidrogênio nos dois cenários, principalmente depois de 2030. Na Europa, o aumento da demanda de hidrogênio, apesar do previsto crescimento de sua produção continental, deverá exigir um aumento das importações, levando a um novo pacote de investimentos para utilizar a atual infraestrutura logística de gás natural para transportar, conjuntamente ou isoladamente, o hidrogênio proveniente do norte da África, Oriente Médio, Rússia e Ucrânia. Os investimentos são gigantescos, estimados um pouco abaixo de um trilhão de euros de 2021-2034, subindo para mais de 1,5 trilhão de 2035-2044 e mais de três trilhões em 2050 – com a trajetória Impulso para Renováveis exigindo investimentos maiores em comparação à trajetória Diversificação Tecnológica, em todos os períodos considerados (IFPEN *et al.*, 2021, p. 9-10).

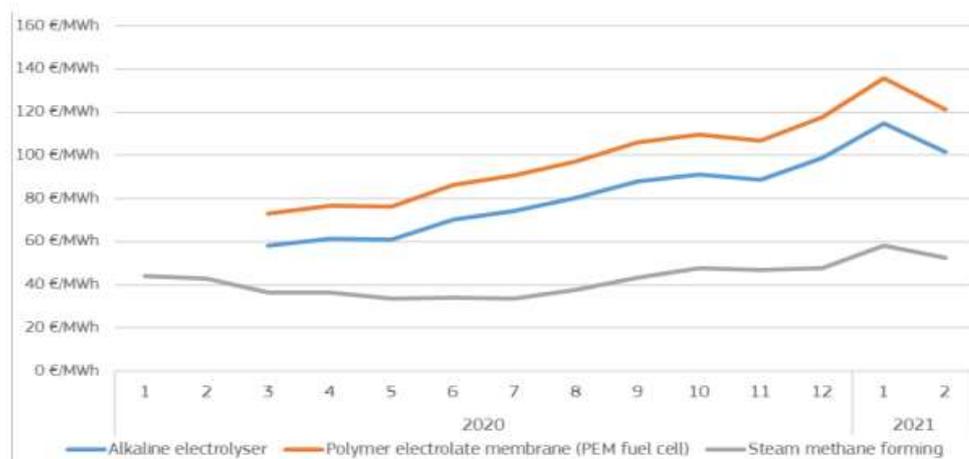
Em dezembro de 2020, os custos de produção do hidrogênio com tecnologia eletrolítica alcalina foram de 118 euros por MWh, enquanto tecnologia das células de polímeros foi de 99 euros, com a formação de vapor de metano avaliado a 48 euros por MWh na Holanda (EUROPEAN COMMISSION, 2020). Os custos subiram durante a pandemia, tanto para a tecnologia mais antiga de eletrólise alcalina, em que dois eletrodos operam em uma solução alcalina de hidróxido de potássio ou de sódio, como na produção mais moderna de células

¹³ O consumo de hidrogênio pelas refinarias está computado no estudo como do setor de transportes e não no consumo industrial.

(fuel cells) a partir de membranas de polímeros eletrolíticos, que conduzem prótons, separação dos gases e a isolação elétrica dos eletrodos.

A tecnologia da formação do vapor de metano (SMR)¹⁴ utiliza diretamente o gás natural no processo e seus custos também são relacionados aos projetos associados de Captura e Sequestro de Carbono (CCS). As tecnologias de eletrólise alcalina e as que utilizam membranas dependem fortemente do preço da eletricidade, enquanto a SMR depende do preço do gás natural.

Figura 21 – Custos, incluindo CAPEX da produção de hidrogênio segundo as tecnologias disponíveis



Source: S&P Platts. The calculated prices reflect both the commodity production cost and the capital expenditure associated with building a hydrogen facility.

Fonte: European Commission (2020, p. 22).

Em 2020, na Europa, o custo de produção do hidrogênio verde era de três vezes o custo de produção equivalente de eletricidade, o que demonstra o desafio de redução de custos que essas tecnologias têm que ultrapassar para ampliar a oferta mundial de hidrogênio, nos volumes de substituição de energia. Apesar disso, as previsões indicam que até o final da década, o hidrogênio deverá representar cerca de 10% do mercado de fontes gasosas de energia, crescendo mais do que as fontes eólicas e solares, em comparação com a década anterior, quando as renováveis cresceram mais (ACER;CEER, 2021, p. 13).

A Comunidade Europeia planeja aumentar em 30 GW a capacidade de suas plantas de eletrólise para produzir hidrogênio e espera mais 40GW de plantas fora de Europa dedicadas as exportações com destinações europeias até 2030.

Os caminhos para a consolidação do hidrogênio como fonte de energia significativa, além dos problemas inerentes a natureza de sua tecnologia e

¹⁴ No processo de steam reforming SMR, se utiliza como matéria prima hidrocarbonetos dessulfurizados (gás natural, gás de refinaria, GLP ou Nafta), pré-aquecidos, passando por uma corrente de vapor em um craqueador catalítico, que produz H, CO e CO₂, com o H sendo recapturado por um sistema de adsorção.

organização industrial do setor, apresentam também desafios na geopolítica, especialmente em relação à criação de dependências novas entre as nações produtoras e importadoras; à mobilização de grupos de interesse, se o hidrogênio der uma sobrevida para a infraestrutura atual de combustíveis fósseis; e à intensificação da corrida tecnológica para controlar as novas fontes (GRAAF *et al.*, 2020, p. 3).

Em relação as trocas comerciais, países como a Austrália, Chile e Nova Zelândia estão se posicionando como exportadores de hidrogênio, enquanto Japão e Coreia do Sul, por exemplo, adotam políticas de importações do produto. Países mais próximos entre si estão planejando utilizar parte da atual rede de gasodutos para transporte internacional de hidrogênio, com todas as implicações geopolíticas da utilização dessas infraestruturas, associadas a conturbadas crises históricas, especialmente na Europa.

Uma verdadeira “diplomacia do hidrogênio” começa então a se formar. A Holanda, que busca receber o produto de Portugal, com menores custos de energias renováveis, tem órgãos específicos para tratar do produto. O Japão intensifica contatos com Austrália, Brunei, Noruega e Arábia Saudita para assinar contratos de fornecimento de longo prazo, enquanto a Alemanha foca no metanol e a Bélgica espera estabelecer contratos com o Chile e Omã.

Ainda que esses movimentos pareçam semelhantes aos primeiros momentos da internacionalização do mercado de gás natural, o hidrogênio tem características distintas. As áreas de produção são menos dependentes de localização natural de reservatórios, podendo se implantar em distintas regiões do planeta e sua capacidade de tancagem é muito maior, dificultando a sua utilização como arma de geopolítica, com ameaças sobre o seu suprimento.

Os atuais países produtores de petróleo do Oriente Médio, com programas de diversificação de suas economias e redução da dependência das reservas internacionais acumuladas pelas exportações de petróleo e gás natural, podem utilizar a abundância de suas fontes solares e possibilidades de armazenamento e sequestro de carbono para ampliar sua produção de hidrogênio. Como dizem alguns autores, o hidrogênio pode ser o “*new oil*” em termos de geopolítica energética futura (GRAAF *et al.*, 2020).

As escolhas de trajetórias tecnológicas também definirão as políticas futuras para o setor. Por exemplo, em termos das mudanças esperadas na indústria automobilística, há pelo menos três diferentes trajetórias: (i) o Japão aposta nas *fuel cells* mais do que nas baterias; (ii) os fabricantes de carros chineses apostam na eletrificação das redes de mobilidade; e (iii) a indústria automobilística alemã

investe em tecnologias para aumentar a eficiência e reduzir os custos dos motores de combustão interna. Cada uma dessas trajetórias implica em diferentes políticas para o hidrogênio. A *European Commission* (2020) considera que a cadeia produtiva do hidrogênio é uma das nove cadeias¹⁵ de valor mais estratégicas para a nova política industrial europeia.

7. Considerações finais

Até 1996, as grandes empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, verticalmente integradas, predominavam na Europa. “Pacotes de Energia”, políticas emitidas em 1996, 2002 e 2009, fixaram os processos de liberalização, desintegração e fim das restrições nas fronteiras entre as nações europeias. Crises de segurança energética e os impactos da adoção de tecnologias de baixo carbono em termos de custos e competitividade mudam a percepção da importância da liberalização dos mercados. Como diz o estudioso do assunto, Roques (2021):

These trends indeed marked a profound shift as creating a competitive liberalized internal market was not an end objective in itself anymore, but should instead serve the other policy objectives – namely ensuring the safe and affordable supplied of energy to European citizens, and working towards the long term decarbonization objective. In concrete terms, these new policy objectives led policy makers to intervene in electricity markets via a set of national uncoordinated policy interventions which got in the way of further market integration and led to a range of new approaches being explored for market design across Europe (ROQUES, 2021, p. 7).

Nos últimos anos e, principalmente, depois da pandemia da Covid, a Europa passou a adotar um conjunto de políticas para intensificar a transição energética, buscando reduzir a dependência dos combustíveis fósseis. Dentre esses, o gás natural, apesar de ser considerado um energético de transição.

Muitos países europeus e a própria *European Commission* baniram a utilização de gás natural como combustível de transição para estimular a adoção de fontes renováveis, como a solar e eólica, criando novos tipos de dificuldades para a regulação energética continental. Há registros de que nove países da União Europeia, entre eles a República Tcheca, a Hungria e a Polônia, consideram o gás natural como um combustível de transição e sustentável, enquanto países como Dinamarca, Espanha e Irlanda querem restringir o seu uso por ainda ser uma fonte primária de energia que emite um grande volume de gases de efeito estufa.

Compõe também esse cenário o fato de que há uma crescente “febre” acerca da possibilidade da utilização do hidrogênio verde e suas *fuel cells* como

¹⁵ As outras são microeletrônica, computação em alta escala, baterias, veículos autônomos e elétricos, *cybersecurity*, medicina personalizada, indústria de baixo carbono e Internet das coisas (IOT).

energéticos do futuro. Tendo isso em vista, foram adotadas políticas de estímulos às fontes primárias renováveis, ainda que intermitentes: estímulo à tecnologia de redução dos gases de efeito estufa nos processos produtivos, e penalização dos setores e processos mais intensivos em carbono. Contudo, um dos efeitos imediatos dessa mudança do marco regulatório, associado o processo de recuperação assimétrica do crescimento mundial com a China disparando na frente, tem provocado um aumento significativo dos custos de eletricidade, ainda fortemente dependente dos fósseis na Europa, tanto pelo uso do carvão quanto pelo gás natural na geração termoelétrica.

Nesse processo, a expansão das fontes renováveis, a necessidade de redefinição de políticas nacionais (e não somente da União Europeia), a reconcentração de capitais e as necessidades de intervenção estatal, além da simples regulação, têm retomado o debate sobre o papel das empresas estatais no setor energético europeu. Cabe considerar que as reformas dos sistemas energéticos caminharam para a predominância das empresas privadas, mas a partir de 2014 começa um retorno à importância dos Estados Nacionais e a geopolítica volta a assumir um papel mais relevante na segurança energética do continente (ŠEKARIĆ, 2021).

No que se refere à segurança energética, a geopolítica dos gasodutos continua no centro das disputas na Europa, envolvendo interesses dos países da Europa Ocidental, da Rússia, com forte presença dos interesses dos EUA e China. Neste estudo, salientou-se que a região dos Balcãs é chave para geopolítica dos gasodutos e fornecimento de gás natural e petróleo, com interseções com o Mar Cáspio, Mar Negro, Irã e ponto de passagem para a Europa Central.

Há uma longa história de conflitos locais, utilizados pelas grandes potências para implementar seus interesses geopolíticos na região, que hoje é disputada entre os EUA e a Rússia para o fornecimento de gás natural para a Europa e, ao mesmo tempo, é observada pela China, também interessada no gás russo. A OTAN, organização militar que une os EUA e vários países europeus, vem continuamente se expandindo nos Balcãs, única região em que há esse movimento nos últimos 15 anos. Nesses últimos anos, a Bulgária, Romênia, Albânia, Croácia, Montenegro e a Eslovênia aderiram à aliança militar liderada pelos EUA (PONOMAREVA; PROROKOVIĆ, 2021, p. 118).

No que se refere à demanda de gás natural, no longo prazo, há grande discrepância entre as várias projeções de cenários para depois da década de 2040. A demanda deve cair em relação ao uso de fontes renováveis, mas a queda da produção continental indica crescente dependência das importações de gás natural para suprir as necessidades dos países da Europa. No curto prazo, o mercado de

gás natural na Europa aumenta a sua dependência dos fornecedores externos, tanto via o Gás Natural Liquefeito (GNL) quanto no modal dos gasodutos. Ainda no curto prazo, a Europa vive o contrassenso de uma política de estímulos a fontes energéticas de baixo carbono, enquanto os preços relativos do carvão – muito inferiores aos do gás natural e das fontes renováveis – estimula o seu uso.

Em ambos os horizontes temporais a dependência de gás natural e seu relacionamento com o desenvolvimento descentralizado dos *hubs* de comercialização continentais estabelecem novos desafios. Dependendo de poucos países fornecedores, sobretudo da Rússia, a Europa busca diversificar as rotas de suprimento de gás natural para reduzir a possibilidade da utilização da disponibilização do energético como arma estratégica e geopolítica. Inclusive, vários novos gasodutos foram construídos com rotas que refletiam as lógicas geopolíticas em disputa das últimas duas décadas.

Também, nesses últimos anos, as relações entre a Comissão Europeia e cada Estado Nação se tornam mais tensas, com as diferentes percepções de cada país sobre suas próprias necessidades energéticas. Foi somente no início dos anos 2000 que a Comissão Europeia começou a definir políticas continentais. Agora eles estão com dificuldades de combinar a descentralização e liberalização dos mercados de energia e gás natural, com as necessidades nacionais. Os limites da descentralização e desregulamentação dos mercados de energia dependem fortemente da disponibilidade dos energéticos sob o controle da soberania nacional. Isso é uma lição mais generalizada.

Nota-se que a pandemia colocou novas exigências para a desregulamentação do mercado de gás natural da Europa, com uma grande volatilidade de preços, convergência dos preços dos *hubs* continentais, diferenciações com os *benchmarks* de outras regiões e ajustes na oferta provenientes das movimentações contratuais nos *hubs* de comercialização, que se fortalecem, e com aumento dos fluxos entre as fronteiras dos países membros da Comunidade Europeia, com regra cada vez mais unificadas.

Quanto maior a integração logística, alternativas de suprimento e diversificação de consumidores, mais os mercados tendem a convergir para preços de comercialização dos *hubs*. Porém, esse processo depende dos investimentos e do seu tempo de maturação, assim como do aperfeiçoamento regulatório dos mercados consumidores. Não é um processo de transição de curto prazo, como já atestam as assimetrias entre os mercados do leste europeu, do sul e noroeste da Europa, com esses últimos sendo muito mais avançados em termos de preços próprios do gás e utilizações de “mercados livres” para a comercialização do gás do que os anteriores.

8. Referência bibliográficas

ACER; CEER. **Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020**. Gas Wholesale Markets Volume. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Council of European Energy Regulators (CEER). Bruxelas: July, p. 89. 2021. Disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/7244444/ACER+Market+Monitoring+Report+2020+-+Gas+Wholesale+Markets+Volume/99c004c4-4c40-e4f8-c299-05f5f8e0c672>.

BAKERA, L.; HOOKA, A.; SOVACOOOLA, B. K. Power struggles: Governing renewable electricity in a time of technological disruption. **Geoforum**, 118, p. 93-105, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016718520302906>.

BOŽIC, F.; SEDLAR, D. K.; SMAJLA, I.; IVANCIC, I. Analysis of Changes in Natural Gas Physical Flows for Europe via Ukraine in 2020. **Energies**, 14, p. 5175-5197, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14165175>.

CHAVES, A. C. Crise no setor de energia na Europa evidencia complexidade da transição energética. **EPBR**, 2021. DOI/ISSN: Disponível em: <https://epbr.com.br/crise-no-setor-de-energia-na-europa-evidencia-complexidade-da-transicao-energetica-por-ana-carolina-chaves/>.

CHRISTOU, O. Energy Security in Turbulent Times Towards the European Green Deal. **Politics and Governance**, 9, n. 3, p. 360-369, 2021. DOI: <https://doi.org/10.17645/pag.v9i3.4336>.

EUROPEAN COMMISSION. Quarterly Report. **European Commission**. 13 4. p. 48. 2020. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2020_final.pdf.

EUROPEAN COMMISSION. Quarterly Report. **European Commission**. 14.2.: Jun.2021. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/market-analysis_en.

FULWOOD, M. \$2 Gas in Europe: Groundhog Day? **Oxford Energy Comment**, 2020. October. DOI/ISSN: Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/10/2-GAS-IN-EUROPE-GROUNDHOG-DAY.pdf>.

GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S. Disputas entre grandes empresas, impérios e regimes no confronto Europa, Ásia e Américas: o petróleo antes de 1930. Rio de Janeiro, **INEEP**, Textos para Discussão, 2018. Disponível em: <https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2020/06/post-3.pdf>.

GEORGIOS, M.; FLOUROS, F. The Green Deal, National Energy and Climate Plans in Europe: Member States' Compliance and Strategies. **Administrative Sciences**, 11, n. 3, p. 75-92, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/admsci11030075>.

GRAAF, T. V. D.; OVERLAND, I.; SCHOLTEN, D.; WESTPHAL, K. The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen **Energy Research & Social Science**, 70, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620302425?via%3Dihub>.

GURBANOV, I. Russian Gas in the Southern Gas Corridor Could Undermine the EU's Diversification Plans. The Central Asia-Caucasus. **Central Asia-Caucasus Institute & Silk Road Studies Program**, 2017.

IEA. **World Energy Outlook 2021**. IEA. Paris. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.

IFPEN; SINTEF; DELOITTE. **Hydrogen4EU. Charting Pahtways to Enable Net Zero**. Brussels, p. 174. 2021. Disponível em: https://2d214584-e7cb-4bc2-bea8-d8b7122be636.filesusr.com/ugd/2c85cf_69f4b1bd94c5439f9b1f87b55af46afd.pdf.

IVANOV, R. A. **Diversification of gas transportation routes and sources for gas hub Balkan**. Sofia, Bulgaria, (2020). Higher School of Transport "T. Kableskov". Working Paper. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Roumen-Ivanov/publication/337474658_Diversification_of_gas_transportation_routes_and_sources_for_gas_hub_Balkan/links/5e3dc66292851c7f7f25f3f0/Diversification-of-gas-transportation-routes-and-sources-for-gas-hub-Balkan.pdf.

JONES, D. Global Electricity Review 2021. Global Trends. **EMBER**. Canberra. 2021. Disponível em: <https://ember-climate.org/project/global-electricity-review-2021/>.

MIRIELLO, C.; POLO, M. The Development of Gas Hubs in Europe. Milão, (2014). IEFE - The Center for Research on Energy and Environmental Economics and Policy at Bocconi University. 76, December. Working Paper. Disponível em: <ftp://dlib.info/opt/ReDIF/RePEc/bcu/papers/iefewp76.pdf>. 2014.

MOTZ, A. End-User Price Liberalization Versus Regulation. Lessons From Advanced Markets In: ASCARI, S. (Ed.). **Natural Gas Price Control: Theoretical Issues and World Case Studies**. Florence, Italy: European University Institute/Robert Schuman Centre for Advanced Studies, 2021. cap. 1. 978-92-9084-985-8.

OPEC. **2021 World Oil Outlook 2045**. Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2021. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm.

PETROVICH, B. Europe. In: ASCARI, S. (Ed.). **Natural Gas Price Control: Theoretical Issues and World Case Studies**. Florence, Italy: European University Institute/Robert Schuman Centre for Advanced Studies, 2021. cap. 4.

POLLITT, M. G. The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment. **Review of Industrial Organization**, 55, p. 63-87, 2019. Disponível em: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11151-019-09682-w.pdf>.

PONOMAREVA, E. S.; PROROKOVIĆ, D. NATO vs. Russia: Impact on Balkan regional security. In: ZAKIĆ, K. e DEMIRTAŞ, B. (Ed.). **Europe In Changes: The Old Continent At A New Crossroads**. Belgrado: Institute of International Politics and Economics/Belgrade Faculty of Security Studies at the University of Belgrade, 2021. p. 117-138. 978-86-7067-282-6.

ROQUES, F., 2021, **The integration of European electricity markets – Achievements to date and way forward**. Disponível em: <https://scholar.google.com.br/scholar?q=The+integration+of+European+electricity+markets>.

RZAYEVA, G. Southern Gas Corridor to Contribute to Stability of Energy Supply in Europe. **Caucasus Business Week**, CBW, 2018.

RZAYEVA, G.; TSAKIRIS, T. G. R. Strategic Imperative: Azerbaijani Gas Strategy and the EU's Southern Corridor. **Center for Strategic Studies (SAM)**, 2012. Disponível em:

https://www.academia.edu/36088452/Strategic_Imperative_Azerbaijani_Gas_Strategy_and_the_EU_s_Southern_Corridor.

SAKWA, R. New Or Post-Atlanticism: European Security In The 21st Century. In: ZAKIĆ, K. e DEMIRTAŞ, B. (Ed.). **Europe In Changes: The Old Continent At A New Crossroads**. Institute of International Politics and Economics/Belgrade Faculty of Security Studies at the University of Belgrade, 2021. p. 15-35. 978-86-7067-282-6.

ŠEKARIĆ, N. Energy security issues: Reshaping European regional security patterns? In: ZAKIĆ, K. e DEMIRTAŞ, B. (Ed.). **Europe In Changes: The Old Continent At A New Crossroads**. Belgrade: Institute of International Politics and Economics/Belgrade Faculty of Security Studies at the University of Belgrade, 2021. p. 79-97.

STOENOIU, C. E.; BALAN, M. C.; SERBAN, F. M.; CRISTEA, C., 2021, Cluj-Napoca, Romania. **Evolution of renewable energy consumption in the European countries**. IOP Publishing Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/664/1/012018/pdf>.

TAHIR, M.; HUSSAIN, N. China, Pakistan, and Afghanistan: Partnership for Regional Peace. **South Asian Studies**, 36, n. 1, p. 165-178, 2021. Disponível em: http://pu.edu.pk/images/journal/csas/PDF/13_36_1_21.pdf.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME; SEI; IISD; ODI *et al.* **The Production Gap Report 2021. Governments' planned fossil fuel production remains dangerously out of sync with Paris Agreement limits**. UNEP. 2021. Disponível em: <http://productiongap.org/2021report>.

VLADOS, C.; CHATZINIKOLAOU, D.; KAPALTZOGLU, F. Energy Market Liberalisation in Greece: Structures, Policy and Prospects. **International Journal of Energy Economics and Policy**, 11, n. 2, p. 115-126, 2021. Disponível em: <https://tinyurl.com/y8x85mfb>.

WOLF, S.; TEITGE, J.; MIELKE, J.; SCHÜTZE, F. *et al.* The European Green Deal – More Than Climate Neutrality. **Intereconomics** 56, p. 99-107, 2021. Disponível em: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s10272-021-0963-z.pdf>.

XUNPENG, S. Development of Europe's gas hubs: Implications for East Asia. *Natural Gas Industry*, B, n. 3, p. 357-366, 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ngib.2016.11.001>.

YERGIN, D. **The New Map: Energy, Climate and the Clash of nations**. New Edition with new Epilogue ed. New York: Penguin Press, 2020. 492 p.

YUANQI, S.; YANG, G.; MIGPENG, L.; SHEN, Y. Analysis of Gas Supply & Demand in China and Suggestions for China 's Gas Industry Development. In: **IOP**, 10th International Conference on Future Environment and Energy, 2020. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/581/1/012004/pdf>.