



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS
FACULDADE DE DIREITO DO RECIFE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DIREITO



JULIANA MELCOP DE CASTRO SCHOR

**DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* NO BRASIL:
Cenário jurídico-regulatório atual e perspectivas futuras**

Recife
2023

JULIANA MELCOP DE CASTRO SCHOR

**DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* NO BRASIL:
Cenário jurídico-regulatório atual e perspectivas futuras**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Direito do Centro de Ciências Jurídicas, Faculdade de Direito do Recife da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de doutora em Direito.

Área de concentração: Teoria Geral do Direito Contemporâneo.

Linha de Pesquisa: Estado e Regulação.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Antônio Rios da Nóbrega.

Recife

2023

Catálogo na fonte
Bibliotecária Ana Cristina Vieira, CRB-4/1736

S374d Schor, Juliana Melcop de Castro.
Desenvolvimento do mercado de Energia Eólica Offshore no Brasil:
cenário jurídico-regulatório atual e perspectivas futuras / Juliana Melcop
de Castro Schor. -- Recife, 2023.
194 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Antônio Rios da Nóbrega.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco.
Centro de Ciências Jurídicas. Programa de Pós-Graduação em Direito,
2023.

Inclui referências.

1. Direito – Brasil. 2. Energia Eólica Offshore. 3. Energia Eólica –
Brasil. 4. Energia Eólica – Europa. 5. Marco regulatório. 6. Agência
Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). I. Nóbrega, Marcos Antônio Rios
da (Orientador). II. Título.

340.81 CDD (22. ed.)

UFPE (BSCCJ 2023-22)

JULIANA MELCOP DE CASTRO SCHOR

**DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL:
Cenário jurídico-regulatório atual e perspectivas futuras**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Direito do Centro de Ciências Jurídicas, Faculdade de Direito do Recife da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de Doutora em Direito.

Área de concentração: Teoria Geral do Direito Contemporâneo.

Linha de Pesquisa: Estado e Regulação.

Aprovada em: 30/05/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcos Antonio Rios da Nóbrega (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof. Dr. Humberto João Carneiro Filho (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof. Dr. Roberto Paulino de Albuquerque Junior (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Profa. Dra. Livia Medeiros Amorim Veloni (Examinadora Externa)

Prof. Dr. Luiz Eduardo Diniz Araujo (Examinador Externo)

Profa. Dra. Renata Oliveira Almeida Menezes (Examinadora Externa)
Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

*Ao meu avô José, o primeiro grande cientista
que conheci, entusiasta do estudo, da leitura,
da sabedoria e do amor.*

AGRADECIMENTOS

Devo esse trabalho a muitas pessoas. “Nenhum homem é uma ilha”, e certamente essa tese é fruto das mais diversas interações entre mim e minha família, meus amigos, meus colegas – tantos incentivos para concluir um estudo que, no início, parecia não ser possível.

Meu primeiro agradecimento sempre será aos meus pais, Flávia e Amir, e a meus avós (*in memoriam*), que encorajaram (e encorajam!) meus estudos de todas as formas, me apoiando nos pequenos e grandes passos, comemorando mais do que eu cada vitória. Aos meus irmãos, Paulo e Rafaela, que a seu modo sempre se mantiveram ao meu lado.

Meu marido merece uma ode por todo suporte incondicional que me presta. Caio, sem você não haveria essa tese. Obrigada por compreender a distância que muitas vezes nos foi imposta, sem pestanejar, por perceber que isso era necessário para o meu trabalho. Quando eu duvidava, você me dava confiança. Te amo.

Meus sinceros agradecimentos ao meu orientador, Prof. Dr. Marcos Antônio Rios da Nóbrega, que confia em mim como estudante e pesquisadora desde o mestrado. Todos os percalços que sobrevieram nunca abalaram sua certeza em mim.

Agradeço imensamente aos meus colegas e professores do PPGD/UFPE, que me ajudaram nesse desafio, permitindo que a FDR/UFPE seja minha grande alma mater. Agradecimento especial a Renata, que me impulsionou a concluir a pesquisa na reta final, a Humberto e Paulino, por desde o início me incentivarem a seguir em frente, e a Hermann, Luís e Rafael, amigos de longa data.

Meus agradecimentos também a Luiz Eduardo Diniz Araújo, por suas relevantíssimas sugestões ao presente estudo, com reflexões sobre o futuro possível às eólicas *offshore* no Brasil.

Aos meus amigos de pesquisa e de vida, Andréa, Antônio, Beatriz, Diego, Guilherme, Lívia e Renata, obrigada pelo carinho e incentivo.

Aos meus colegas de trabalho, especialmente a Lívia, Laís e Letícia, que foram essenciais para que esse momento fosse alcançado. A toda equipe, meu muito obrigada por compreenderem os meus momentos de ausência e me apoiarem.

Agradeço fortemente a Paulo Gesteira, com quem trabalhei por muitos e bons anos, que me encorajou sempre a perseguir a pesquisa acadêmica e me permitiu conciliar as aulas do doutorado com meu trabalho.

Obrigada também aos meus colegas de delegação no IPF 2022 e 2023, com quem tanto aprendi – e me diverti! Por todos, agradeço a Igly Serafim pela organização, paciência e altruísmo. Igly, graças a você consegui conhecer mais sobre a indústria e a regulação eólica offshore nos EUA e no Brasil, com ideias que tentei aflorar para essa tese.

RESUMO

As usinas eólicas *offshore*, que constituem parques geradores de energia elétrica movidos pelo vento e localizados em áreas marinhas, são uma realidade em diversos países, em especial na Europa. No Brasil, já se constatou a abundância de recursos energéticos para a fonte, com a presença de quase 700 GW disponíveis. Há interesse crescente de investidores na fonte eólica offshore no Brasil, porém inexistente marco jurídico-regulatório claro e com segurança jurídica para tal fim no país, bem como ausência de interesse político efetivo no seu desenvolvimento. O objetivo desta tese consiste em verificar a situação atual do marco jurídico-regulatório para a fonte eólica offshore no país, bem como apontar as próximas etapas a serem estudadas e desenvolvidas caso politicamente opte-se por apoiar a referida indústria, com o fito de permitir o máximo aproveitamento de seus benefícios ao Estado, aos empreendedores e à população. Mediante pesquisa bibliográfica e documental, utilizando o método indutivo-dedutivo, com uma análise qualitativa, pretende-se testar a hipótese de que a legislação e a regulação aplicável ao desenvolvimento de usinas eólicas offshore no Brasil ainda é insatisfatória. Inicialmente, elucida-se o motivo de investir na fonte, para em seguida resgatar-se as premissas históricas da fonte eólica *onshore* no Brasil e as raízes da fonte *offshore* na Europa. São analisadas as normas existentes voltadas à cessão de áreas marítimas e os projetos de lei sobre o tema. Há aprofundamento no papel do hidrogênio de baixo carbono como catalisador da fonte, bem como na potencialidade de melhoria da infraestrutura relacionada às usinas eólicas offshore, nomeadamente a indústria portuária, descortinando que o desenvolvimento da geração em ambiente marítimo traz benefícios e sinergias adicionais à produção energética em si. Ao final, examinam-se as políticas adotadas por EUA e Colômbia no desenvolvimento das usinas eólicas offshore, propondo-se que o Brasil adote, ao menos, um quadro jurídico-regulatório claro e com segurança jurídica para atração dos investidores, porém revelando que o êxito na criação de um mercado offshore nacional pressupõe, ainda, envolvimento político e instituição de políticas públicas de fomento.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*; marco regulatório; estudo comparado.

ABSTRACT

Offshore wind farms, which can be described as wind-powered generating plants located in marine areas, are a reality in several countries, especially in Europe. In Brazil, the abundance of energy resources for this energy source has already been verified, with the availability of almost 700 GW. There is growing interest from investors to install offshore wind power plants in Brazil, but there is also a lack of legal and regulatory framework and, therefore, a lack of legal certainty for this purpose, as well as an absence of effective political interest. This thesis aims to verify the current situation of the legal and regulatory framework for offshore wind power generation in Brazil, as well as to point out the next steps to be studied and developed if a political choice of supporting offshore wind industry is made, in order to maximize its benefits to the State, entrepreneurs and population. Through bibliographical and documentary research, using the inductive-deductive method, with a qualitative analysis, this thesis intends to test the hypothesis that Brazilian law and regulation applicable to the development of offshore wind power plants are still unsatisfactory. Initially, the reason for making investments in this energy source is elucidated, and then the history of onshore wind development, in Brazil, and of offshore wind, in Europe, is unveiled. Further, the current rules related to the leasing of seabed areas in Brazil coast are analyzed, and also the existing bills of law on this subject. The role of low-carbon hydrogen as an offshore wind catalyst is acknowledged, as well as the potential of this energy resource for improving infrastructure related to itself, namely the port industry, which reveals that the development of generation in marine environment brings additional benefits and synergies besides energy production. In the end, the policies adopted by USA and Colombia in the development of offshore wind farms are examined, proposing that Brazil adopt, at least, a clear legal-regulatory framework, with legal certainty, to be investment attractive. However, it is relevant to point out that the success in creating a national offshore market also presupposes political involvement and the institution of public policies for its promotion.

Keywords: offshore wind energy; regulation mark; comparative study.

RIEPILOGO

Gli impianti eolici offshore, che possono essere descritti come impianti di generazione eolica situati in aree marine, sono già una realtà in diversi paesi, soprattutto in Europa. In Brasile, è già stata verificata l'abbondanza di risorse energetiche per questa fonte, con una disponibilità di quasi 700 GW. Si percepisce un crescente interesse da parte degli investitori per l'installazione di impianti eolici offshore in Brasile, però la mancanza di un quadro legale e regolatorio a tale scopo origina come conseguenza la mancanza di certezza del diritto e, assieme alla percezione dell'assenza di effettivo interesse politico in questa industria, genera un quadro di svantaggio agli investimenti. Questa tesi si propone verificare l'attuale situazione del quadro legale e regolatorio per la produzione di energia eolica offshore in Brasile, nonché indicare i prossimi passi nello sviluppo di questa industria, se si fa la scelta politica di sostenerla col fine di massimizzarne i benefici per lo Stato, gli imprenditori e la popolazione. Attraverso la ricerca bibliografica, con l'utilizzo del metodo induttivo-deduttivo e dell'analisi qualitativa, questa tesi intende verificare l'ipotesi che la legge e la regolamentazione brasiliana applicabili allo sviluppo di impianti eolici offshore siano ancora insoddisfacenti. Inizialmente, vengono chiariti i motivi per investire nella fonte, e in seguito viene svelata la storia dello sviluppo della fonte eolica onshore, in Brasile, e della fonte eolica offshore in Europa. Inoltre, vengono analizzate le regole vigenti relative all'affitto dei fondali marini sulla costa brasiliana, nonché i disegni di legge esistenti nella stessa materia. Il ruolo dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio come catalizzatore della fonte offshore è rivelato, nonché il potenziale di questa risorsa energetica per il miglioramento delle infrastrutture ad esse correlate, vale a dire l'industria portuale, il che rivela che lo sviluppo dell'energia offshore apporta ulteriori benefici e sinergie, oltre alla produzione di energia di per sé. Infine, vengono esaminate le politiche adottate da USA e Colombia nello sviluppo di parchi eolici offshore, proponendo che il Brasile adotti, almeno, un quadro giuridico-normativo chiaro, con certezza del diritto, per essere attrattivo agli investimenti. Tuttavia, è importante sottolineare che il successo nella creazione di un mercato offshore nazionale presuppone anche l'impegno politico e l'istituzione di politiche pubbliche per la sua promozione.

Parole chiave: energia eolica offshore; marchio di regolamento; studio comparativo.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Abeeólica	Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias
Abraceel	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
Anatel	Agência Nacional de Telecomunicações
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil
Antaq	Agência Nacional de Transportes Aquaviários
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
BOEM	<i>Bureau of Ocean Energy Management</i>
CAPEX	<i>Capital expenditures</i> ou despesas de capital
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCUS	<i>Carbon capture, utilisation and storage</i> ou captura, uso e armazenamento de carbono
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CESPDPPHV	Comissão Especial para Debate de Políticas Públicas sobre Hidrogênio Verde
CfD	<i>Contract for Differences</i> ou contrato por diferença
CGE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CMADS	Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO ₂	Dióxido de carbono
CONPES	Conselho Nacional de Política Econômica e Social colombiano
CP	Consulta Pública
DIMAR	<i>Dirección General Marítima y Portuaria</i>
DIP	Declaração de Interferência Prévia
DOC	Departamento de Comércio dos EUA
DOE	Departamento de Energia dos EUA
DOI	Departamento de Assuntos Internos dos EUA

DRO	Despacho de Registro de Requerimento de Outorga
EOL	Central geradora eólio-elétrica
EPA	Agência de Proteção ao Meio Ambiente dos EUA
EPAct	<i>Energy Policy Act</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESMAP	<i>Energy Sector Management Assistance Program</i> ou Programa de Assistência ao Gerenciamento do Setor Energético
EUA	Estados Unidos da América
GW	Gigawatt
Ibama	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEA	<i>International Energy Agency</i> ou Agência Internacional de Energia
IFC	Corporação Financeira Internacional
IRA	<i>Inflation Reduction Act</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> ou Agência Internacional para as Energias Renováveis
ITC	<i>Investment Tax Credit</i>
kW	Kilowatt
LCOE	<i>Levelised cost of energy</i> ou custo nivelado da energia
m/s	Metros por segundo
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NJ	Nova Jérsei
NY	Nova Iorque
O&M	Operação e manutenção
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OEF	Obrigações de Energia Firme colombianas
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	<i>Operational expenditures</i> ou despesas operacionais
OREAC	<i>Offshore Renewable Energy Action Coalition</i>

PAC	Programa de Aceleração Crescimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão da Energia
PEM	Planejamento Espacial Marinho
PF	Procuradoria Federal
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia
PL	Projeto de Lei
PLS	Projeto de Lei do Senado
PMN	Política Marítima Nacional
PNE	Plano Nacional de Energia
Proeólica	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PT	Partidos dos Trabalhadores
PTC	<i>Production Tax Credit</i>
PUG- Offshore	Portal Único para Gestão do Uso de Áreas Offshore para Geração de Energia
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
RICD	Regimento Interno da Câmara dos Deputados
SCG	Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração da ANEEL
SEMA	Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Infraestrutura
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
SPU	Secretaria de Coordenação e Governança do Patrimônio da União
SRG	Superintendência de Regulação da Geração da ANEEL
ss.	Seguintes
UBP	Uso de bem público
UE	União Europeia
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFV	Central geradora fotovoltaica
UPF	Unidade de Padrão Fiscal

UPME	<i>Unidad de Planeación Minero Energética</i>
USD	Dólares americanos
UTE	Central de geração termelétrica
ZEE	Zona Econômica Exclusiva

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	BREVES CONSIDERAÇÕES INICIAIS	20
2.1	PRIMEIRAS CONSIDERAÇÕES	20
2.2	POR QUE DESENVOLVER O MERCADO EÓLICO <i>OFFSHORE</i> ?	24
3	HISTÓRICO E DESENVOLVIMENTO DA FONTE EÓLICA	39
3.1	DESENVOLVIMENTO DA FONTE EÓLICA NO BRASIL	39
3.2	DESENVOLVIMENTO DAS EÓLICAS <i>OFFSHORE</i>	49
3.2.1	<i>Desenvolvimento histórico da fonte eólica offshore na Europa</i>	<i>49</i>
3.2.2	<i>Perspectiva da expansão da fonte eólica offshore na Europa</i>	<i>54</i>
3.2.3	<i>Custos de implantação das usinas eólicas offshore e perspectiva de implantação no Brasil</i>	<i>60</i>
4	CAMINHO PARA UM MARCO REGULATÓRIO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA <i>OFFSHORE</i>	68
4.1	NORMAS SOBRE A CESSÃO DE USO DE ÁREAS <i>OFFSHORE</i>	70
4.1.1	<i>Cessão de uso de áreas marítimas previamente à publicação do Decreto 10.946, de 2022</i>	<i>70</i>
4.1.1.1	<i>Portaria SPU 404, de 2012, e entendimento da ANEEL</i>	<i>73</i>
4.1.2	<i>Decreto 10.946, de 2022</i>	<i>79</i>
4.1.3	<i>Portarias Ministeriais</i>	<i>83</i>
4.1.3.1	<i>Portaria 52/GM/MME, de 19 de outubro de 2022</i>	<i>84</i>
a)	<i>Procedimento de cessão planejada</i>	<i>88</i>
b)	<i>Procedimento de cessão independente</i>	<i>89</i>
c)	<i>Licitação para cessão de uso</i>	<i>91</i>
4.1.3.2	<i>Portaria MME/MMA 03, de 19 de outubro de 2022</i>	<i>94</i>
4.2	PROJETOS DE LEI EM TRAMITAÇÃO	94
4.2.1	<i>Projeto de Lei 576, de 2021</i>	<i>95</i>
4.2.2	<i>Projeto de Lei 11.247, de 2018</i>	<i>100</i>
4.2.3	<i>Projeto de Lei 3.655, de 2021</i>	<i>101</i>
4.3	COMPARATIVO ENTRE O DECRETO 10.946, DE 2022, E OS PROJETOS DE LEI EM TRAMITAÇÃO	103
4.4	CASO NACIONAL: LAGUNA DOS PATOS (RIO GRANDE DO SUL)	107

5	INDÚSTRIAS COMPLEMENTARES E CORRELACIONADAS À	
	INDÚSTRIA EÓLICA OFFSHORE	114
5.1	HIDROGÊNIO VERDE COMO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA EÓLICA OFFSHORE	114
5.1.1	<i>Contexto internacional</i>	<i>117</i>
5.1.2	<i>Atuação recente da União Europeia e dos Estados Unidos</i>	<i>123</i>
5.1.3	<i>Cenário brasileiro: PNE 2050 e outros programas federais.....</i>	<i>125</i>
5.1.4	<i>Pronunciamento de 100 dias do governo federal</i>	<i>129</i>
5.1.5	<i>Projeto de Lei 725, de 2022.....</i>	<i>130</i>
5.2	INFRAESTRUTURA PORTUÁRIA: TIPOS DE PORTOS E FUNÇÕES PARA A INDÚSTRIA EÓLICA OFFSHORE	133
6	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	146
6.1	ESTADOS UNIDOS	149
6.1.1	<i>Programas governamentais americanos de fomento à indústria eólica offshore.....</i>	<i>149</i>
6.1.2	<i>Cessão de uso de áreas para eólicas offshore.....</i>	<i>158</i>
6.2	COLÔMBIA.....	163
6.2.1	<i>Roadmap da Energia Eólica Offshore na Colômbia</i>	<i>163</i>
6.2.2	<i>Regime do processo competitivo colombiano para cessão de áreas offshore com finalidade de geração eólica</i>	<i>169</i>
6.3	COMPARATIVO ENTRE AS PROPOSTAS REGULATÓRIAS DOS ESTADOS UNIDOS, DA COLÔMBIA E DO BRASIL	174
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	180
	REFERÊNCIAS.....	190

1 INTRODUÇÃO

A transição energética é uma meta global, em que muitos países se comprometem a descarbonizar seus mercados e indústrias com o objetivo de reduzir o aquecimento do planeta e garantir um futuro mais sustentável para as atuais e as próximas gerações. Nesse cenário, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis ganha força, passando a ser vedete em muitas economias. Despontam incentivos regulatórios e financeiros para a implantação de novos projetos de energia limpa, com o intuito de aumentar a presença das fontes de baixo ou nenhum carbono na matriz energética dos estados nacionais.

A fonte eólica *offshore*, por suas características próprias, surge como uma nova ferramenta capaz de acelerar esse jogo favorável à descarbonização das matrizes elétricas. A qualidade dos recursos eólico-elétricos no mar e a ausência de disputa das áreas marítimas com outras atividades em solo, como plantações e moradias, permite a instalação de grandes parques, com capacidade de geração bastante superior às usinas eólicas em terra. Países desenvolvidos, como Reino Unido e Alemanha, já investem na fonte há décadas. Os Estados Unidos, inspirado por esse modelo, está inaugurando seu mercado doméstico com fortes subsídios para os projetos e para a indústria correlata. Na América do Sul, a Colômbia criou programa para investimento em áreas de sua costa, com o fito de instalar parques eólicos marítimos ao longo dos próximos anos.

O Brasil, como é de conhecimento comum, é um país que possui matriz elétrica com larga presença de fontes renováveis, especialmente a hidrelétrica, com avanço crescente das usinas fotovoltaicas e das eólicas *onshore*. Nesse quadro, ainda que desejável o fortalecimento das renováveis não-convencionais no país, há visível titubeação político-regulatória quanto à implantação e ao incentivo à fonte eólica *offshore* no Brasil. Seria essa fonte necessária para o desenvolvimento da matriz renovável? Há viabilidade econômico-financeira para sua instalação no Brasil?

Diante dos questionamentos acima, surgiu a ideia do presente estudo. Há evidente interesse da indústria nacional e internacional no desenvolvimento de mercado eólico *offshore* no país, mesmo antes de existir qualquer marco normativo que respaldasse a utilização de áreas marítimas com essa finalidade. A publicação,

em 2022, de decreto sobre cessão de áreas *offshore* para geração de eletricidade (Decreto 10.946/2022), no entanto, não se mostrou suficiente a amparar as necessidades dos potenciais investidores, especialmente no que diz respeito à segurança jurídica.

Por esse viés, a tese ora apresentada possui objetivo de verificar a situação atual do marco jurídico-regulatório para a fonte eólica *offshore* no Brasil, bem como apontar as próximas etapas a serem estudadas e desenvolvidas caso politicamente opte-se por apoiar a referida indústria, com o intuito de permitir o máximo aproveitamento de seus benefícios ao Estado, aos empreendedores e à população. De que forma e por que razões o marco regulatório *offshore* evoluiu no Brasil? Quais as suas perspectivas de desenvolvimento? Há países em contextos semelhantes que estão adotando políticas diferentes da nossa? Essas foram as perguntas que guiaram a condução deste trabalho.

Assim, o intuito da presente pesquisa consiste em observar o andamento legislativo nacional voltado ao desenvolvimento da fonte eólica *offshore*, cotejando-o com experiências internacionais, de modo a permitir aprendizagem ao Brasil nesse momento de construção do desenho legal e regulatório para essa nova fronteira energética.

Mediante pesquisa bibliográfica e documental, utilizando o método indutivo-dedutivo, com análise qualitativa, pretende-se testar a hipótese de que, apesar do potencial energético para a fonte, a legislação e a regulação aplicável ao desenvolvimento de usinas eólicas *offshore* no Brasil ainda é insatisfatória.

Como forma de avaliar o cabimento de instaurar um mercado eólico em um país em desenvolvimento, de início era importante examinar a doutrina mais relevante sobre o assunto, encontrada em relatórios do Banco Mundial e de instituições que estudam e mapeiam o desenvolvimento da indústria eólica *onshore* e *offshore* no mundo. A observação da história europeia sobre a fonte também se mostrou relevante no andamento do trabalho, de modo a dar contexto ao nascimento dessa indústria.

A escolha por analisar dois países que ainda não têm sua indústria eólica *offshore* desenvolvida, mas já optaram por incentivar essa fonte e criar um

marco jurídico-regulatório adequado a sua implantação não foi por acaso. A linha evolutiva da regulação sobre eólicas *offshore* nos países europeus certamente possui lições valiosas para o Brasil, porém o trabalho que vem sendo realizado nos EUA e na Colômbia obedece a uma velocidade mais condizente com o ritmo que o Brasil precisaria impor, caso entenda pelo apoio nacional à indústria eólica *offshore*.

A intenção foi indicar que, de forma distinta, dois países com objetivos semelhantes estão encorajando a instalação de usinas eólicas marítimas nas suas áreas costeiras. Há variados mecanismos que podem ser utilizados para permitir que a fonte *offshore* seja favorecida em um país. Minimamente, o que se pode esperar é que haja a criação de um marco jurídico-regulatório acessível e estável, transmitindo segurança jurídica aos investidores e transparência no seu processo, do início ao fim.

Com a finalidade de propiciar um panorama de todo o exposto, o trabalho se inicia com esta introdução, seguida por um capítulo introdutório ao tema (“Breves considerações iniciais), em que serão expostos os dados gerais da indústria eólica *onshore* e *offshore*, apontando o objetivo e a justificativa geral do estudo e, em seguida, as razões que devem levar um estado a criar um mercado profícuo para a fonte eólica *offshore*, desenvolvendo um marco regulatório para sua instalação e, possivelmente, incentivando a indústria. As principais conclusões serão baseadas em estudo efetuado pelo Banco Mundial.

O capítulo terceiro trará o histórico da fonte eólica *onshore* no Brasil e da *offshore* no mundo, especialmente na Europa, continente em que a referida fonte se criou e mais se desenvolveu nas últimas décadas. Os dois últimos itens do capítulo vislumbrarão as perspectivas de crescimento da fonte eólica *offshore* na Europa e de sua implantação no Brasil. Este último ponto será fortemente fundamentado em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sobre o tema.

O quarto capítulo analisará o cenário jurídico-regulatório brasileiro acerca da indústria de geração de energia *offshore*, desde antes da publicação do Decreto 10.946/2022, até o estudo deste normativo e das portarias que o regulamentam (nominalmente, as Portarias 52/GM/MME e MME/MMA 03, ambas de 2022). A segunda parte do capítulo voltar-se-á aos projetos de lei que tramitam no Congresso Nacional, com comparativo entre eles e o referido Decreto, com o objetivo

de sinalizar quais as opções definidas, ainda que de forma abstrata, para o marco jurídico da fonte. Por fim, o capítulo ainda trará de forma sucinta exposição sobre o caso da Laguna dos Patos, no Rio Grande do Sul, que vem sendo estudada para cessão voltada à implantação de usinas eólicas *nearshore*.

O quinto capítulo introduzirá duas indústrias complementares e simbióticas à fonte eólica *offshore*: a portuária e a de hidrogênio. O hidrogênio vem recebendo espaço no cenário político global, por se mostrar uma alternativa futura para a segurança energética de muitas localidades, em especial na Europa. O hidrogênio de baixo carbono, ou verde, seria uma forma de esse composto contribuir para a transição energética, valorizando as fontes renováveis. Assim, o hidrogênio pode auxiliar na viabilização do mercado de eólicas *offshore*, como opção para destinação do alto volume de energia produzido por esses parques. Em complemento, a indústria portuária ganha um novo colorido com a fonte eólica *offshore*, por ser essencial ao desenvolvimento desta e, a um só tempo, precisar de adaptações que permitam atender às características próprias do mercado *offshore*. Parece ser interessante, nesse sentido, incentivar a fonte *offshore* e, paralelamente, propiciar os ajustes necessários aos portos que deverão atender a esses parques marítimos.

No sexto capítulo, serão expostas as experiências internacionais dos Estados Unidos e da Colômbia no que diz respeito ao desenvolvimento do mercado eólico *offshore* nesses países. Há intenção de que o Brasil observe os mecanismos estrangeiros e, possivelmente, adapte os mais interessantes à realidade nacional. As considerações finais do estudo encerram o trabalho.

Importa destacar que a presente tese se ocupou das atividades legislativas e regulatórias realizadas e disponíveis até 18.05.2023, data em que foi encerrada a pesquisa que a originou. Por tal motivo, eventuais progressões e novidades legislativas, políticas e regulatórias publicizadas após a referida data não estarão contempladas no trabalho.

2 BREVES CONSIDERAÇÕES INICIAIS

2.1 Primeiras considerações

A instalação de empreendimentos de geração de energia elétrica no ambiente marítimo (*offshore*) não é algo novo, existindo ativos eólicos *offshore* há pelo menos trinta anos na Europa. Trata-se de alternativa à viabilização de usinas de fonte renovável em locais que não contam com disponibilidade de áreas terrestres, ou ainda que não apresentam bons potenciais eólicos na plataforma continental. Instalar usinas eólicas no mar, assim, torna possível a geração renovável para o consumo da população de determinado país, permitindo que as terras livres sejam destinadas a outras atividades, como instalação de fábricas, moradias ou plantações.

A implantação de usinas eólicas em ambiente terrestre (*onshore*) pode parecer sempre preferível, uma vez que os custos de instalação no mar são bem mais elevados. Há registros de que o investimento é bastante superior para as *offshore*, podendo alcançar mais que o dobro dos valores de instalação, quando comparadas com empreendimentos terrestres¹.

Destarte, dado o custo significativo das usinas *offshore* e visto que o Brasil não sofre com os problemas enfrentados pela larga maioria dos países europeus – potenciais eólicos terrestres de baixo aproveitamento e poucas terras disponíveis e em competição com outras atividades –, até muito recentemente não havia quaisquer incentivos ao investidor para instalar empreendimentos de geração

¹ Comparação entre os valores de instalação (USD/kW) dos equipamentos *onshore* e *offshore* em países europeus, conforme dados do relatório IRENA publicado em 2012, que demonstram valor médio de instalação, em 2010, entre 1.850 e 2.100 USD/kW para usinas eólicas *onshore*, e de 4.000 a 4.500 USD/kW para aquelas *offshore*. No entanto, o LCOE (*levelised cost of energy*, ou custo nivelado da energia), usado para determinar o custo de fornecimento da energia elétrica, foi apontado no mesmo estudo como sendo de 0,08 a 0,14 USD/kWh para eólicas *onshore* europeias e de 0,14 a 0,19 USD/kWh para as *offshore*, o que representa um custo 50% superior das *offshore* em relação às *onshore*. International Renewable Energy Agency (IRENA), RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Wind Power, vol.1, Power Sector. Junho de 2012. Disponível em https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf, acesso em 28.01.2023. Estudo mais recente indica que o LCOE entre os dois tipos de empreendimento vem sendo reduzido, podendo chegar à equivalência entre ambos, em razão de os potenciais eólicos *onshore* disponíveis tornarem-se menos atrativos, em função de possuírem condições piores de qualidade do vento e fator de capacidade, além de ser crescente a resistência da população de locais afetados quanto à implantação de novas usinas *onshore*. HEVIA KOCH, P. A.; KLINGE JACOBSEN, H. Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs. **Energy Policy**, v. 125, 2019. pp. 9-19.

elétrica na costa brasileira. Os novos projetos eram direcionados integralmente ao ambiente terrestre e, nas últimas duas décadas, houve forte crescimento da fonte eólica *onshore*.

Atualmente, as eólicas *onshore* respondem por 42,2 GW de capacidade instalada, dos quais 23,7 GW já se encontram em funcionamento. Para fins comparativos, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro é de aproximadamente 298,3 GW outorgados, dos quais cerca de 189 GW estão operando. Nesse quadro, as eólicas *onshore* equivalem a 13,19% da matriz elétrica nacional em operação, consoante dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)².

Entretanto, apesar de o Brasil ainda contar com muitos espaços terrestres que detêm excelentes potenciais eólicos³, em áreas com pouca competição com outras atividades (sertão nordestino, por exemplo), nos últimos anos vem-se intensificando o interesse de investidores nacionais e estrangeiros nos potenciais eólicos offshore do país⁴. De fato, a indústria eólica em ambiente marinho é, globalmente, uma grande aposta para o segmento de energia renovável, no contexto da transição energética, cada vez mais apreciado e necessário. A possibilidade de gerar energia a partir do vento, com perenidade e firmeza, associado a velocidades mais elevadas, leva à instalação de usinas com potência instalada na casa dos gigawatt.

Como mencionado em estudo publicado em setembro de 2021 pelo Banco Mundial⁵, empreendimentos eólicos *offshore* detêm capacidade para prestar um importante papel nos esforços globais para reduzir as emissões de gases do efeito

² Informações consultadas em 14.04.2023 na base de dados do Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>.

³ Para maiores detalhes, conferir o Plano Nacional de Energia - PNE 2050, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética, publicado em 2020. p. 112 e ss. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>.

⁴ Como se pode deduzir dos muitos projetos eólicos offshore submetidos a licenciamento ambiental junto ao Ibama, somando 183 GW de capacidade instalada projetada, conforme mapa disponibilizado pelo órgão ambiental em 24.03.2023, disponível em https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20230328_Usinas_Eolicas_Offshore_reduzido.pdf, acesso em 16.07.2023.

⁵ World Bank Group. 2021. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. ESMAP, World Bank, Washington, DC. pp. viii-ix.

estufa, contribuindo largamente para a política de *net-zero emissions*, ou emissão líquida zero de gases do efeito estufa⁶.

O empenho para descarbonizar a economia global foi chancelado no denominado Acordo de Paris, celebrado em 12.12.2015, com entrada em vigor em 04.11.2016, em que 197 países concordaram em realizar ações com vistas a limitar o aquecimento global a menos do que 2 °C em relação aos níveis pré-industriais, além de envidar esforços para que a temperatura não ultrapasse 1.5 °C⁷.

A limitação da elevação da temperatura mundial ao máximo de 1.5 °C exige uma restrição severa às emissões de gás carbônico pela população mundial, visto que a atmosfera consegue absorver, somente, de 400 a 800 GtCO₂ sem vencer o patamar de aquecimento desejado nesse nível mais baixo. Para cumprir com esse *carbon budget*, isto é, para não ultrapassar a barreira de 1,5°C, é preciso que o lançamento de CO₂ para a atmosfera seja inferior ao volume acima indicado, o que exige que as emissões de CO₂ sejam drasticamente reduzidas até 2030, e que os mercados cheguem ao *net-zero* até 2050⁸.

A geração eólica *offshore* mostra-se como uma das poucas tecnologias que alia (i) produção em larga escala de energia renovável; (ii) fator de capacidade elevado; (iii) alta disponibilidade de recursos; (iv) competitividade em face da geração por combustíveis fósseis; e (v) relevante estímulo ao desenvolvimento da economia local, mediante investimentos em indústrias necessárias aos empreendimentos *offshore*⁹. Pelas características acima expostas, a fonte eólica *offshore* constitui em mecanismo extraordinário de viabilização da descarbonização

⁶ As denominadas emissões *net-zero*, ou “de soma zero”, podem ser interpretadas de duas formas. Primeiramente, como um modo de simplesmente descrever a meta de redução das emissões com o objetivo de assegurar a limitação do aumento da temperatura global, ou, alternativamente, podem ser compreendidas como as emissões equivalentes agregadas de gás carbônico, a partir da métrica de aquecimento global potencial num arco de 100 anos. Em ambas as situações, o conceito de *net-zero* surge da compreensão do que necessita ser feito para alcançar o marco de temperatura global máxima desejada. FANKHAUSER, S.; SMITH, S. M.; ALLEN, M. *et al.* The meaning of net zero and how to get it right. **Nature Climate Change**. Vol. 12, pp. 15–21 (2022).

⁷ Vide publicação da Organização das Nações Unidas sobre o Acordo, disponível em <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>, acesso em 16.07.2023.

⁸ FANKHAUSER, S.; SMITH, S. M.; ALLEN, M. *et al.* The meaning of net zero and how to get it right. **Nature Climate Change**. Vol. 12, pp. 15–21 (2022).

⁹ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. pp. viii-ix.

industrial, em especial sintonia com os objetivos e comprometerimentos firmados no Acordo de Paris.

Em resumo, o *offshore* alia a disponibilidade das áreas marítimas (em contraponto a dificuldades de espaço terrestre), a velocidade e a qualidade do vento (com potenciais eólicos de aproveitamento superior) à viabilização da energia renovável, o que qualifica a fonte em ambiente marítimo como um importante instrumento para a transição energética mundial¹⁰.

A elevada disponibilidade das plantas *offshore* (mais do que 95%) e a constância e alta velocidade dos ventos permitem que uma turbina eólica *offshore* tipicamente produza eletricidade por mais de oito mil horas ao ano, o que equivale a cerca de 340 dias de geração ininterrupta nas áreas marítimas de bom potencial eólico. Essa característica proporciona estabilidade e previsibilidade para a geração eólica *offshore*, o que é bastante benéfico em termos de balanceamento entre fontes para o sistema energético¹¹.

Afinal, como já indicado, os potenciais eólicos *offshore* distinguem-se dos potenciais *onshore*, cuja intermitência é mais acentuada, com ventos em velocidades mais baixas e com maiores interferências – seja de outros empreendimentos eólicos, seja de estruturas e construções em terra. Com isso, subsistem problemas derivados da intermitência elevada, em especial a necessidade de amparo por fontes despacháveis, a exemplo das usinas hidrelétricas com reservatórios e das usinas termelétricas, quando ocorre diminuição ou paralisação abrupta da geração eólica *onshore*. Em face de suas características típicas, a fonte eólica *offshore* deve atuar com protagonismo na transição energética global.

Interessa destacar que a complementação de portfólio é uma ferramenta importante para empresas de energia nos tempos atuais. Portanto, possuir diferentes fontes energéticas em sua matriz permite às sociedades empresárias dispor de maiores ofertas, mais flexíveis, ao mercado, e passar com menos dificuldades por

¹⁰ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

¹¹ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. p. 6.

eventuais crises que aflorem no setor energético. Destarte, as eólicas *offshore* se mostram como uma nova fronteira a ser explorada – inclusive no Brasil¹².

Nesse contexto, é relevante observar como ocorreu o desenvolvimento da fonte eólica *offshore* no exterior e como vem sendo elaborado o marco legal e regulatório para tal modalidade de geração no Brasil. Como será exposto adiante no presente trabalho, a legislação nacional já iniciou o delineamento das normas aplicáveis à geração de energia elétrica *offshore*, porém ainda pairam incertezas quanto a temas relevantes para a continuidade dos investimentos. Ademais, em comparação com outros países, cujo potencial *offshore* também está ainda em desenvolvimento, o Brasil se mostra alguns passos atrás, o que pode prejudicá-lo no mercado global.

2.2 Por que desenvolver o mercado eólico *offshore*?

Há evidentes vantagens na implantação de empreendimentos *offshore*, especialmente no combate à emissão de gases de efeito estufa e no fortalecimento de geração elétrica a partir de fontes renováveis. Entretanto, como já comentado, os custos de instalação de eólicas *offshore* ainda são bastante superiores aos de usinas renováveis em terra. Ainda que o fator de capacidade seja maior para as *offshore*, o que proporciona a redução do *levelized cost of energy* (LCOE), ou custo nivelado da energia, é preciso investir capital significativo para que um parque gerador marítimo se torne realidade.

Diante da complexidade operacional que um gerador *offshore* exige, pressupondo o alinhamento de diversas áreas e atores, a exemplo da marinha, autoridade portuária, órgãos ambientais, agências reguladoras de telecomunicação, energia, petróleo e gás, e somando-se os custos aplicáveis à instalação *offshore*, é natural indagar-se se faz sentido para o país desenvolver políticas voltadas à energia eólica *offshore* – ainda mais quando há diversos e abundantes potenciais de outras fontes renováveis no território nacional, como é o caso brasileiro, que apresenta potenciais *onshore* não utilizados das fontes solar e eólica, bem como de pequenas hidrelétricas, os quais demandariam menores esforços governamentais e industriais

¹² SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

para serem implantados, além de investimentos bastante inferiores aos necessários para as eólicas *offshore*.

A análise sobre priorizar ou não o desenvolvimento de arcabouço político, legislativo, regulatório, técnico e industrial para o surgimento da indústria eólica *offshore* perpassa, claramente, não apenas pelos valores absolutos que se fazem necessários para instalar os projetos. É preciso observar as demais vantagens e obstáculos existentes em relação à referida fonte, de modo a concluir se esta deve ou não passar a integrar a matriz energética nacional.

É verdade que os países desenvolvidos, em especial na Europa, veem nas eólicas *offshore* uma oportunidade quase inafastável para alcançar os objetivos de aumento percentual das fontes renováveis em sua matriz energética, em face das metas climáticas estabelecidas pelo Acordo de Paris, seja pela ausência de terras disponíveis para a implantação de projetos *onshore*, seja pela disponibilidade somente de potenciais *onshore* com baixo fator de capacidade. O Brasil, porém, dispõe de áreas em terra abundantes, com fator de capacidade para projetos renováveis *onshore* bem superior àqueles europeus, o que intriga quanto à opção de incentivar as eólicas *offshore*.

O Banco Mundial sugere diversas perguntas indicativas para definir o posicionamento da política estatal sobre as eólicas *offshore*. São diferentes as razões que levam cada país a optar por desenvolver arcabouço que facilite e permita as instalações eólicas marítimas, uma vez que as necessidades nacionais e as características geográficas e populacionais são distintas. Como exemplo, citam-se os questionamentos que a instituição multilateral indica como sugestão¹³:

- a) As eólicas *offshore* podem melhorar a segurança energética do país?
- b) As eólicas *offshore* podem contribuir para que o país atenda a sua demanda energética futura?

¹³ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. pg. 5.

- c) Há potencial para exportação de energia para outros mercados?
- d) A intermitência diária e sazonal da fonte *offshore* complementa outras modalidades de geração elétrica existentes no país?
- e) A fonte *offshore* pode apresentar preços competitivos ao consumidor, mostrando bom custo-benefício?
- f) Que benefícios econômicos a referida fonte pode criar, na forma de novos empregos e desenvolvimento da cadeia de fornecimento?
- g) Qual a sua contribuição para alcançar as metas climáticas e ambientais do país?
- h) Quanto investimento estrangeiro direto pode ser atraído pela fonte?

Nem todas as perguntas fazem sentido para as circunstâncias brasileiras. Afinal, o Brasil possui matriz energética bastante equilibrada, em termos da presença de fontes renováveis, e atualmente não apresenta riscos significativos de segurança energética. Contudo, é relevante destacar que, nos últimos vinte anos, o país já experimentou pelo menos quatro crises energéticas derivadas da falta de chuvas, o que conduziu à perda de volume nos reservatórios de hidrelétricas e ao aumento considerável da produção termelétrica por combustíveis fósseis. Como a matriz brasileira ainda é majoritariamente hídrica (cerca de 50%), existe dependência da estação chuvosa para manter os preços estáveis e garantir o pleno atendimento à demanda elétrica nacional.

A instalação de eólicas *offshore*, uma vez que faz uso de ventos mais perenes, em velocidades mais elevadas e estáveis, pode constituir um bom complemento à fonte hídrica, mantendo a característica de geração a partir de fonte renovável – reduzindo a utilização, por consequência, das fontes termelétricas fósseis. Nesse sentido, a fonte *offshore* pode contribuir de forma significativa tanto para aprimorar a segurança energética nacional, quanto para assegurar o atendimento à crescente demanda do país.

No mesmo sentido, as variações de geração diária e sazonal da *offshore* podem complementar a geração hidrelétrica, bem como a geração fotovoltaica e eólica *onshore*. Por outro lado, a construção de parques *offshore* de grande porte poderá exigir a expansão da fonte termelétrica, como esteio para eventuais quedas de produção diárias ou sazonais, de forma a assegurar o suprimento energético aos consumidores. Essa necessidade de expansão da fonte termelétrica na matriz, repise-se, não ocorreria exclusivamente na hipótese de implantação de eólicas *offshore*, mas sim no caso de expansão da matriz energética renovável de característica não-despachável. A complementaridade entre fontes renováveis é uma forma, contudo, de diminuir a necessidade de aumento do uso e dependência da fonte termelétrica.

O potencial de exportação energética apresenta duas alternativas não excludentes no caso brasileiro. A primeira consiste na exportação de energia elétrica propriamente dita, através da rede de transmissão existente, compartilhada com outros países (Argentina e Paraguai, e em breve Venezuela, com a interligação da capital de Roraima, Boa Vista, à Manaus¹⁴), e de novas interligações internacionais.

Contudo, o apelo comercial mais vibrante para a energia eólica *offshore*, atualmente, é a exportação de hidrogênio verde, para a geração de energia elétrica em localidades não conectadas à rede de transmissão a que se interliga o parque gerador, além de utilização em outros usos, a exemplo da indústria e da mobilidade elétrica¹⁵. O hidrogênio, como será discutido em capítulo próprio deste trabalho, mostra-se como importante ferramenta à transição energética, permitindo que países com pouca vocação para fontes renováveis utilizem-se da geração limpa originária de outras localidades. Assim, há elevado potencial exportador na geração

¹⁴ Boa Vista possui interligação internacional com a Venezuela (linha de transmissão de Guri), mas ainda não é conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A conexão à Manaus, mediante a construção do linhão de transmissão do Tucuruí, permitirá que, eventualmente, haja exportação de energia elétrica gerada centralizadamente ao vizinho sul-americano.

¹⁵ O desenvolvimento de carros movidos a hidrogênio é tema de diversas pesquisas em países estrangeiros, com fulcro em redução do uso de combustíveis fósseis para transporte e promoção das metas de extinção das emissões de gases do efeito estufa. Há, contudo, ainda necessidade de avanços nessa tecnologia disruptiva, especialmente quanto à estrutura de recarga dos veículos. Para maiores informações, vide GREENE, David L.; OGDEN, Joan M.; LIN, Zhenhong. Challenges in the designing, planning and deployment of hydrogen refueling infrastructure for fuel cell electric vehicles. **eTransportation**, Volume 6, Novembro de 2020. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590116820300436>, acesso em 16.04.2023.

offshore, em razão de seus parques de grande porte e da necessária proximidade de instalações portuárias.

É ponto pacífico que a tecnologia eólica *offshore* pode oferecer grande contribuição para a política de redução das emissões de gases do efeito estufa. Mesmo que a matriz energética brasileira já seja bastante renovável, o acréscimo de novas fontes limpas não se mostra prejudicial, especialmente se voltada ao desenvolvimento da exportação de hidrogênio e à complementaridade de outras fontes intermitentes.

As eólicas *offshore* são dependentes de estruturas portuárias, que precisam se adaptar às demandas dessa nova indústria, a exemplo da necessidade de reforço e de ampliação das instalações existentes, treinamento de pessoal etc. Igualmente, faz-se necessário ampliar a rede de transmissão nacional, intensificar estudos marinhos e ambientais, construir e manter plataformas oceânicas etc. Com isso, observa-se que há estímulo ao desenvolvimento de indústrias correlatas, além da própria indústria de equipamentos para empreendimentos eólicos. Por exigir preparação de infraestrutura para a instalação de usinas marítimas, as eólicas *offshore* requerem e, a um só tempo, incentivam o desenvolvimento de outras áreas industriais, levando à maior riqueza para o país, ao treinamento de pessoas e à criação de novos postos de trabalho.

O *Offshore Renewable Energy Action Coalition* (OREAC) estima que um projeto *offshore* de 500MW de capacidade instalada proporcione 2,1 milhões de dias de trabalho, ou 10.000 anos de trabalho, durante sua vida útil¹⁶. Ademais, em especial para países desenvolvidos, a indústria eólica *offshore* representa oportunidade de revitalização de áreas costeiras que passaram por declínio econômico. É essa a proposta americana, por exemplo, para resgate das cidades de Atlantic City, no estado de Nova Jérsei, Baltimore, no estado de Maryland, e tantas outras que já viveram períodos de sucesso econômico, mas hoje se encontram em

¹⁶ Offshore Renewable Energy Action Coalition (OREAC). 2020. "The Power of Our Ocean". p. 19. Disponível em <https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/OREAC-The-Power-of-Our-Ocean-Dec-2020-2.pdf>, acesso em 16.04.2023.

defasagem financeira, com elevados índices de criminalidade e baixa empregabilidade¹⁷.

No Brasil, essa política pode contribuir para o desenvolvimento de regiões litorâneas que, hoje, não recebem atenção da indústria, limitando-se a atividades pesqueiras e turísticas.

É relevante observar também o papel das eólicas *offshore* no âmbito da transição de vagas de trabalho para os trabalhadores da indústria petroleira. Com a possível redução dos postos de trabalho em projetos ligados à exploração de combustíveis fósseis, há grande facilidade de treinamento dos trabalhadores dessas atividades, com o intuito de migrarem para a indústria eólica *offshore*.

A instalação de usinas offshore deverá permitir que sociedades empresárias tipicamente envolvidas com atividades de exploração de petróleo passem a incluir a energia renovável em seu portfólio. Grandes companhias exploradoras de petróleo e gás natural já iniciaram esse processo de adaptação, com investimentos em usinas de fonte renovável – notadamente eólio-elétricas e fotovoltaicas – passando até por alteração em suas denominações sociais¹⁸.

¹⁷ A Chesapeake Climate Action Network, organização americana sem fins lucrativos dedicada a combater o aquecimento global em Maryland, Virginia, e Washington, D.C., contratou relatório, elaborado pela consultoria Gabel Associates, que informou ser esperado significativo desenvolvimento da indústria regional no estado de Maryland, diante da aprovação de projetos eólicos *offshore* na costa estadual, com a criação de 10.000 empregos-ano e o aumento de mais de US\$ 1 bilhão de dólares no PIB do referido estado ao longo da duração da outorga dos projetos. GABEL ASSOCIATES, INC. **Maryland Offshore Wind: Estimating the Costs and Benefits of Offshore Wind Energy Development**. Dezembro de 2022. p. ix. Disponível em <https://chesapeakeclimate.org/wp-content/uploads/2022/12/MD-Offshore-Wind-Report-Dec-2022-Gabel-Associates.pdf>, acesso em 16.07.2023. O estado de Nova Jérsei também contratou relatório, elaborado pela consultoria Ramboll, em que se constatou que o estado poderia liderar o desenvolvimento da fonte na costa leste americana, com elevação da sua saúde econômica à medida que ocorrer progresso responsável e seguro de projetos eólicos *offshore* no litoral de Nova Jérsei e estados vizinhos. Vide RAMBOLL US CORPORATION. *New Jersey Offshore Wind Strategic Plan: navigating our future*. p. 11. Disponível em https://www.nj.gov/bpu/pdf/Draft_NJ_OWSP_7-13-20_highres.pdf, acesso em 16.07.2023. Igualmente, como será detalhado em capítulo próprio deste trabalho, o *Inflation Reduction Act* do governo federal americano também contém incentivos para a instalação de projetos de energia e para o desenvolvimento da cadeia produtiva em estados americanos, em especial locais de desenvolvimento precário, chamados de *environmental justice communities*, além de tentar promover a cooperação entre diferentes estados para a consolidação dessa cadeia. Vide legislação disponível em <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>, acesso em 16.07.2023.

¹⁸ A Total, multinacional de origem francesa com atuação na exploração de combustíveis fósseis, alterou sua denominação para Total Energies, com o intuito de transformar a percepção sobre a companhia no mercado para uma empresa de energia, de forma mais ampla. Vide notícia apresentada pela própria empresa em seu website, consultado em 06.01.2023: <https://totalenergies.com.br/pt-br/total-esta-se-transformando-e-se-tornando->

Muitas das multinacionais envolvidas com a exploração de combustíveis fósseis possuem atuação *offshore*, onde se localizam diversos campos prósperos em petróleo e gás natural. É sabido, no Brasil, que larga parcela dos recursos fósseis encontram-se em águas profundas, no denominado pré-sal, o que requer o emprego de tecnologias avançadas e mão-de-obra bastante treinada. Com o movimento de descomissionamento e redução das atividades de prospecção e exploração dos recursos fósseis, surge a problemática relativa à manutenção dos empregos de mão-de-obra especializada, habituada a trabalhar em áreas marítimas, com maquinário altamente tecnológico. Nesse quadro, a instalação de eólicas *offshore* serve bem ao propósito de empregabilidade dos funcionários das companhias de petróleo e gás, pois a adaptação destes às necessidades técnicas dos empreendimentos eólico-elétricos *offshore* deve ocorrer sem grandes dificuldades, ante o conhecimento que detêm sobre atividades e equipamentos complexos da indústria de energia em território marinho.

Com uma indústria cada vez mais globalizada, no entanto, é importante incluir esses objetivos na agenda da política pública setorial, de modo a garantir que os investimentos sejam atraídos majoritariamente para o país, nacionalizando-se os equipamentos e mão-de-obra, ainda que de forma parcial, mediante um percentual baixo e possivelmente temporário de conteúdo local, prevendo incentivos aos agentes que utilizarem serviços e produtos nacionais.

Tanto pela possibilidade de exportação da energia (como hidrogênio, por exemplo) quanto pelo interesse em investir em novas fronteiras geográficas, diversas empresas multinacionais avaliam a possibilidade de investimento na indústria eólica *offshore* em países que ainda não exploram essa fonte. Hoje, nota-se o mapeamento, pelas multinacionais, de diversas localidades ao redor do planeta com potencial eólico *offshore* que desperta interesse. Companhias de exploração de petróleo e gás indicam a pretensão de investir em várias zonas geográficas, como forma de compensar e neutralizar as emissões de gás carbônico provocadas por suas atividades principais. Portanto, vê-se a atratividade da indústria *offshore* para o capital

totalenergies#:~:text=Paris%2C%2028%20de%20maio%20de,uma%20empresa%20ampla%20de%20energia. Na mesma linha, a multinacional norueguesa Statoil passou a chamar-se Equinor em 2018, conforme noticiado pela própria empresa: <https://www.equinor.com/news/archive/15mar2018-statoil>, consultado em 06.01.2023.

estrangeiro e, no caso do Brasil, também nacional – Eletrobrás e Petrobrás são exemplos de empresas brasileiras que já demonstraram interesse em investir na fonte eólica *offshore*¹⁹.

A Petrobras, inclusive, divulgou recentemente que poderá investir em empreendimentos eólicos *offshore* fora do país, antes de realizar projetos nacionalmente. O diretor de Transição Energética da companhia, Maurício Tolmasquim, aludiu à ausência de regulação sobre o tema no Brasil como um fator para a postergação dos investimentos nacionais, além da existência de subsídios em países estrangeiros, o que é um atrativo a mais para o capital da companhia²⁰.

Com a tecnologia eólica *offshore* em foco, podendo-se considerar como uma nova fronteira a ser aprimorada e expandida, uma das vantagens que se sobrassem em relação à fonte é, de fato, a atração de capital multinacional. Países que o quanto antes aperfeiçoem seus marcos legislativos e regulatórios, tornando propício o ambiente de investimentos, terão maiores oportunidades de desenvolver sua indústria e criar um mercado eólico *offshore*.

Uma vez que o capital para investir em empreendimentos *offshore* é globalizado, a disputa pela atração de investimentos também é global: todos os países que detêm potencial eólico marítimo acabam competindo entre si por agentes interessados em instalar novos projetos.

O capital exigido para a instalação de projetos *offshore* é muito alto. Projetos com 1GW de capacidade instalada normalmente requerem CAPEX de aproximadamente US\$ 3 bilhões, o que significa que mercados emergentes irão precisar de investimento estrangeiro, pois dificilmente as entidades financeiras locais serão suficientes para financiar, sozinhas, diversos projetos *offshore*. Destarte, mais uma vez, a instituição de regras claras e de políticas públicas interessantes é uma excelente forma de atrair investimentos externos para o país, encorajando o

¹⁹ Conforme aludido em reportagens de diversas mídias, a exemplo de CNN, Bloomberg e epbr, matérias disponíveis em <https://www.cnnbrasil.com.br/business/eletrobras-assina-acordo-com-shell-para-projetos-de-energia-eolica-offshore/>, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-05-18/petrobras-to-build-offshore-wind-farm-with-equinor>; e <https://epbr.com.br/petrobras-testa-nova-tecnologia-para-medir-potencial-de-eolica-offshore/>, acesso em 29.01.2023.

²⁰ O diretor pronunciou a fala em evento no Rio de Janeiro realizado em 17.05.2023, conforme expôs a matéria do epbr, de 17.05.2023, disponível em <https://epbr.com.br/investimento-da-petrobras-em-eolica-offshore-pode-comecar-pelo-externo-diz-tolmasquim/>, acesso em 16.07.2023.

desenvolvimento de projetos que atendam às exigências de financiamento internacional²¹.

A exploração de aproveitamentos eólicos no mar é compreendida como uma ótima oportunidade de investimento, existindo amplo capital disponível para o financiamento desses projetos, desde que subsista regulação capaz de mitigar a insegurança jurídica e permitir o gerenciamento adequado de riscos pelo investidor internacional. Bancos e instituições de fomento ao redor do mundo vêm procurando projetos de geração de energia com emissões reduzidas para investir²², inclusive no Brasil, em que o BNDES já demonstrou interesse em investimentos na fonte eólica *offshore*²³.

Nesse quadro, a atuação antecipada, com delimitação do quadro legislativo e regulatório de forma simplificada e que transmita segurança jurídica, é fator fundamental para despontar como destino prioritário de novos empreendimentos. Quem predispor de normas claras e seguras o quanto antes certamente terá maiores chances de atrair capital voltado a investimentos na fonte *offshore*. Por tal motivo, é essencial que o Brasil desenvolva o marco legal que já iniciou a construir, em benefício dos projetos eólicos *offshore*, para que não perca a oportunidade de lançar-se como um dos primeiros países latino-americanos com arcabouço normativo e infraestrutura apropriados para o fomento da indústria eólio-elétrica em ambiente marítimo.

Por fim, mas não menos importante, cumpre-se pensar no custo-benefício da instalação de parques *offshore*, uma vez que o preço da energia pode se mostrar acima da média de mercado, originando valores não competitivos para o

²¹ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. p. 10.

²² BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. p. 10.

²³ No evento Brazil WindPower 2022, representante do BNDES informou que o Banco pretende desenvolver um estudo para implementar política de financiamento à indústria eólica *offshore*, com previsão de lançamento em 2023. O BNDES, de acordo com o representante, vem discutindo essa possibilidade junto ao mercado e à cadeia de fornecedores. A falta de marco regulatório não seria um problema para a instituição, apesar de o conjunto de regras ser importante para a política de investimentos e financiamentos. A intenção é que o Banco esteja pronto para quando existir necessidade de financiamento a essa nova fonte. Vide <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53227635/bndes-atualiza-preco-suporte-para-financiar-mercado-livre#:~:text=Outra%20a%C3%A7%C3%A3o%20do%20BNDES%20em,lan%C3%A7ada%20no%20in%C3%ADcio%20de%202023.>, acesso em 16.04.2023.

fornecimento aos consumidores nacionais. Como visto, há variados argumentos que reforçam ser positivo o incentivo à instalação de projetos eólicos *offshore* no Brasil, ainda que os custos de instalação dessas centrais geradoras sejam superiores aos de empreendimentos *onshore*. Não se trata somente do preço final ao consumidor, mas sim de uma plêiade de vantagens, as quais, em conjunto, devem ser observadas, para que se analise o custo efetivo da energia gerada e seus efeitos sobre a economia nacional: criação de empregos, fortalecimento da cadeia produtiva, atração de capital e novos investimentos, implantação de nova fonte renovável, participação em novas e disruptivas tecnologias.

No mais, em que pese o custo da energia para o consumidor se mostre mais elevado, na geração eólica *offshore*, quando comparado com outras fontes, há uma tendência de que o preço caia com o passar do tempo e o ganho de maturidade do mercado. Há potenciais benefícios econômicos no longo prazo, o que, por si só, contribui para o mercado elétrico *offshore* não ser descartado a priori pelo Estado. De acordo com o estudo do Banco Mundial, em mercados em que a eólica *offshore* já se desenvolveu, a exemplo do britânico, o custo final (LCOE) dessa fonte é equiparável ao de novas usinas nucleares ou de termelétricas movidas a combustíveis fósseis. Destarte, é ideal que o Estado, ao construir um mercado eólico *offshore*, foque no longo prazo e congregue esforços para reduzir o máximo possível os custos dos primeiros projetos²⁴.

O estudo afirma que mercados com uma política clara e um marco regulatório robusto para projetos eólicos *offshore* poderá reduzir de forma rápida e significativa o custo da energia proveniente dessa fonte. Na Europa, o custo da eletricidade gerada *offshore*, em 2015, ficava entre US\$ 150 e US\$ 200/MWh. Em 2019, contudo, já tinha sido reduzido para US\$ 60/MWh nos países que possuem bons recursos eólicos e que, ao mesmo tempo, lograram estabelecer mercados eficientes²⁵.

²⁴ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. pp. 7-8.

²⁵ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. p. 8.

Soma-se ao acima exposto o fato de diversas empresas já terem demonstrado cabalmente o interesse em desenvolver projetos eólicos *offshore* no litoral brasileiro. A intenção do mercado e de seus agentes é um dos principais fatores a ser considerado pelo Estado, no momento de decidir por estabelecer um arcabouço normativo para permitir o desenvolvimento de uma nova atividade. Por tudo isso, pode-se depreender que há razões claras para que o marco legal e regulatório brasileiro seja aprimorado, fornecendo segurança jurídica e transparência nos processos para novos investidores, e para que o Estado passe a fomentar a fonte, não necessariamente com subsídios financeiros, mas sim com o estabelecimento de infraestrutura e de aprimoramentos constantes da regulação.

O Banco Mundial, no citado estudo de 2021, elaborado no âmbito do ESMAP (*Energy Sector Management Assistance Program*²⁶), pontuou os pilares que devem ser desenvolvidos para obter maiores chances de sucesso na criação de um mercado eólico *offshore* em mercados emergentes: (i) *planejamento estratégico*, referente ao planejamento de longo prazo para incluir a fonte eólica *offshore* como parte integrante da matriz energética nacional; (ii) *políticas públicas*, que dizem respeito às ações e metas esperadas, baseadas no planejamento de longo prazo, que balanceiem os interesses e expectativas, muitas vezes conflitantes, do Estado, da indústria, dos consumidores e dos contribuintes; (iii) *marco regulatório*, o qual possibilita a atuação concreta, voltada à obtenção de resultados, a partir do planejamento estratégico de longo prazo e das metas identificadas nas políticas públicas. Traduz-se nas regras e processos regulatórios necessários para pôr em prática o que foi definido como política pública, sendo importante o desenvolvimento de normas claras em sete áreas estratégicas: planejamento espacial marítimo, cessão de uso de área, outorga de exploração, aquisição da energia e oportunidade de receita ao projeto, conexão à rede de transmissão, saúde e segurança dos colaboradores e certificações e padrões da indústria; e (iv) *resultados*, que importa na avaliação frequente dos resultados obtidos, com o fulcro de aperfeiçoar os instrumentos de

²⁶ Em tradução livre, o Programa de Assistência ao Gerenciamento do Setor Energético (ESMAP) foi criado em 1983, como resposta à crise energética vivenciada na década de 1970. Atualmente, é uma parceira do Banco Mundial com 24 instituições, almejando ajudar países em desenvolvimento a reduzir a pobreza e acelerar o crescimento através de soluções energéticas sustentáveis. Para maiores informações, consultar <https://esmap.org/>.

atuação inicialmente estabelecidos, recomendando-se foco em quatro áreas: cadeia de suprimento, portos, rede de transmissão e financiamento²⁷.

Claramente, para o desenvolvimento de empreendimentos eólicos *offshore*, é necessário avaliar se existem potenciais de interesse ao longo da costa nacional, antes de iniciar os passos relacionados ao planejamento estratégico e elaboração de políticas públicas e marco regulatório. No Brasil, essa etapa pré-planejamento já ocorreu, grosso modo, tendo sido identificado potencial de 697 GW no litoral, em áreas com velocidade acima de 7m/s, a 100 metros de altura, com profundidade até 50 metros²⁸. Ademais, hoje já existem 74 projetos cadastrados junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), que somam mais de 182 GW de capacidade instalada ao longo da costa brasileira²⁹, comprovando, mesmo que preliminarmente, a disposição do litoral do país para empreendimentos eólicos *offshore*. Esse passo é importante, dentro do contexto estratégico, para determinar a viabilidade técnica da implantação *offshore* e, ainda, estimar os custos preliminares da nova fonte³⁰.

A OREAC sintetiza que o mercado eólico *offshore* irá florescer nos países em que houver políticas públicas e marco regulatório claros para a instalação e a exploração dos projetos marítimos, pois com isso há redução dos riscos envolvidos e encorajamento ao investidor. O estudo formulado pela Coalizão sugere que sejam construídos, pelo Estado, três pilares para incentivar o desenvolvimento da indústria: (i) instituição de pipeline de áreas *offshore* a serem cedidas; (ii) processo claro e eficiente para a cessão de uso de áreas *offshore* e a obtenção de outorga de projetos de geração; e (iii) regime de compra e venda de energia proveniente dos

²⁷ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. pgs. xii-xiii.

²⁸ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Eólica Offshore Brasil. NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020. pp. 17-18. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf, acesso em 29.01.2023.

²⁹ Conforme mapa de projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no Ibama, atualizado em 24.03.2023, disponível em https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20230328_Usinas_Eolicas_Offshore_reduzido.pdf, acesso em 16.04.2023.

³⁰ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. p. 5.

empreendimentos *offshore* que diminua a exposição do investidor à flutuação dos preços de mercado³¹.

Em relação ao primeiro pilar, a Coalizão indica que devem ser oferecidas, pelo Estado, inicialmente as áreas com menor custo de geração de energia. Ademais, o Poder Público deve informar as diretrizes relativas ao impacto e proteção ambiental, bem como à interação com outras atividades que podem ser realizadas na área marítima. Por fim, é importante que o processo de cessão ocorra da forma mais rápida possível, imprimindo eficiência desde a primeira etapa da cadeia de implantação do projeto. O relatório condena a cessão de áreas que objetivem arrecadar fundos para o Estado, pois é uma escolha política que finda por elevar o custo da energia ao consumidor final, uma vez que aumenta o CAPEX do projeto³².

No que diz respeito à transparência e confiança no processo de cessão de área e emissão de outorga, os empreendedores devem confiar que os seus projetos poderão ser construídos. Quanto mais transparente e simplificado o processo de cessão e de outorga, mais fácil de ser compreendido e maior o grau de confiança do empreendedor. O estudo destaca que o valor despendido antes da construção de um projeto eólico *offshore* pode alcançar a cifra de US\$100 milhões, entre a cessão de uso de área marítima e licenças necessárias para o início das obras. Assim, o agente deve ter confiança nos processos estatais de cessão e outorga, para que escolha investir no país e no seu potencial energético *offshore*.

Por fim, o terceiro pilar revela a preocupação em obter um *oftaker* para os projetos eólicos *offshore*, ou ao menos em criar mecanismo que assegure valores mínimos a serem recebidos pelo empreendedor. Em outras palavras, nota-se entendimento de que a fonte eólica *offshore* necessita de suporte financeiro durante o início do estabelecimento do mercado, até que a indústria esteja consolidada. Assim, o Estado pode exercer papel de incentivador dessa fonte ao reduzir os riscos de mercado. A OREAC indica que alguns mecanismos podem ser utilizados pelo Poder

³¹ Offshore Renewable Energy Action Coalition (OREAC). 2020. "The Power of Our Ocean". p. 24. Disponível em <https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/OREAC-The-Power-of-Our-Ocean-Dec-2020-2.pdf>, acesso em 16.04.2023.

³² Offshore Renewable Energy Action Coalition (OREAC). 2020. "The Power of Our Ocean". p. 26. Disponível em <https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/OREAC-The-Power-of-Our-Ocean-Dec-2020-2.pdf>, acesso em 16.04.2023.

Público: no caso de mercados integralmente abertos, como nos países europeus, é comum a adoção do denominado *Contract for Differences (CfD)*, ou contrato por diferença³³.

Mediante tal ferramenta, o Estado garante preço estável para a contratação de energia renovável, assegurando que o gerador receberá valor adequado ao investimento na tecnologia em questão. Quando o valor de mercado da energia estiver abaixo do preço assegurado pelo CfD, o Estado pagará a diferença ao gerador³⁴. No Reino Unido, a política de CfD exige que, quando o preço de mercado estiver acima daquele registrado no CfD, o gerador deverá devolver a diferença ao ente público³⁵.

Já em mercados ainda não totalmente abertos, como é o caso brasileiro, seria possível ao Estado fixar uma tarifa *feed-in* em benefício dos projetos eólicos *offshore*³⁶, de modo que o empreendedor não se sujeitasse aos preços de mercado, que são variáveis e podem não remunerar o investimento efetuado. Outra opção seria a realização de leilões de compra de energia renovável, com destinação de parcela da energia a ser contratada para contratação exclusiva dessa fonte, como já foi feito no passado pelo governo brasileiro.

Alternativamente, em consonância com a política de leilões mais recente utilizada pelo Brasil, seria possível permitir que as eólicas *offshore* participassem dos certames para contratação de reserva de capacidade, previstos na Lei 14.120/2021. O tema foi discutido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), no âmbito da Consulta Pública (CP) 146/2022, que versou sobre a separação de lastro e energia no setor elétrico brasileiro, tendo se encerrado em 13.04.2023. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para fins do debate na referida CP, produziu a Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 - Metodologia de referência para a quantificação da

³³ Offshore Renewable Energy Action Coalition (OREAC). 2020. "The Power of Our Ocean". p. 30. Disponível em <https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/OREAC-The-Power-of-Our-Ocean-Dec-2020-2.pdf>, acesso em 16.04.2023.

³⁴ Vide página da Agência Internacional de Energia (IEA) sobre o tema, disponível em <https://www.iea.org/policies/5731-contract-for-difference-cfd>, acesso em 16.04.2023.

³⁵ Conforme exposto na página oficial do governo britânico sobre o tema, <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>, acesso em 16.04.2023.

³⁶ Offshore Renewable Energy Action Coalition (OREAC). 2020. "The Power of Our Ocean". p. 30. Disponível em <https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/OREAC-The-Power-of-Our-Ocean-Dec-2020-2.pdf>, acesso em 16.04.2023.

contribuição da oferta: lastro de produção e capacidade, em que aponta alguns critérios para definição de lastro de produção e de potência para os empreendimentos eólicos. A manifestação da área técnica recorda que diversos países adotam leilões de capacidade, em que permitem a participação de fontes renováveis, a exemplo da França, da Irlanda e de estados dos Estados Unidos.

Importa ressaltar, ainda, que a maioria dos países começaram suas indústrias eólicas *offshore* com projetos-piloto, a exemplo do Japão, Coreia do Sul, Taiwan e Estados Unidos, apenas para citar exemplos mais recentes. No entanto, como os custos são proporcionalmente mais elevados em projetos-piloto e já existe certa maturidade tecnológica para o *offshore* diante da experiência em outros países, seria possível realizar projeto de médio tamanho, em escala comercial, em torno de 200 a 400 MW de potência instalada, com o objetivo de garantir a curva de aprendizado para a indústria brasileira, além de aperfeiçoar o marco regulatório e a prática administrativa³⁷.

³⁷ BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. p. 19.

3 HISTÓRICO E DESENVOLVIMENTO DA FONTE EÓLICA

3.1 Desenvolvimento da fonte eólica no Brasil

O desenvolvimento de uma indústria eólica *offshore* certamente não é o primeiro passo em prol da geração de energia eólica no Brasil. De fato, a fonte eólica é fruto de grande incentivo no país, que vêm investindo em sua exploração há décadas. Com o grande potencial que há no território brasileiro, a edificação da indústria eólica nacional foi almejada pelo Estado, que agiu com subsídios e políticas públicas para sua expansão na matriz.

Antes de expor as medidas mais recentes, que levaram a fonte eólio-elétrica ao patamar atualmente ocupado na matriz energética nacional, convém apresentar de forma breve a evolução histórica da fonte no Brasil, a partir dos principais marcos desta modalidade de geração no país.

Há registro do emprego da fonte eólica no Brasil desde os tempos do Império, quando houve a concessão da patente do aparelho *Pantanemone Helicode* em 1873³⁸, que introduziu a energia eólica na matriz energética. No entanto, apenas no século seguinte, em 1992, foi instalada a primeira turbina eólica operacional do país, no arquipélago de Fernando de Noronha, com 75 kW de potência instalada³⁹. O projeto foi construído mediante parceria entre o Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), com financiamento de um instituto de pesquisa dinamarquês⁴⁰.

O arquipélago de Fernando de Noronha também recebeu uma segunda turbina, com 225 kW de potência, que entrou em operação em 2001. Juntas,

³⁸ SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. Curso de direito da energia: da história, tomo I. São Paulo: Instituto Geodireito Editora, 2021. pp. 46-47.

³⁹ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Fernando de Noronha - Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo. Rio de Janeiro, nov. 2021. 29 p. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-638/NT-EPE-DEE-DEA-DPG-001-2021_Identificacao%20Potencial%20Noronha.pdf, acesso em 20.03.2023. p. 29.

⁴⁰ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2ª edição. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/9546?guid=1679276947316&returnUrl=%2fresultado%2flistar%3fguid%3d1679276947316%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d9546%239546&i=1>. Acesso em 19.03.2023. p. 105

as turbinas reduziram o consumo do óleo diesel no arquipélago em 35.000 litros, porém não se encontram mais em operação comercial⁴¹.

Em 1994, foi implantada a primeira central de geração eólio-elétrica brasileira, no estado de Minas Gerais, no município de Gouveia. A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), com auxílio financeiro do governo alemão (Programa Eldorado), instalou a usina eólica Experimento do Morro Camelinho, composta por quatro turbinas com capacidade de 250 kW cada⁴², totalizando a potência instalada de 1.000 kW. Foi o primeiro parque da fonte eólica conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Atualmente, as turbinas estão desativadas, devido ao alto custo de manutenção do empreendimento e a defasagem da tecnologia utilizada⁴³.

Em dezembro de 1998, entrou em operação comercial a Central Eólica de Taíba⁴⁴, localizada no município de São Gonçalo do Amarante, no estado do Ceará, formada por 10 turbinas de 500 kW cada, totalizando a potência instalada de 5 MW. Trata-se do primeiro empreendimento eólio-elétrico caracterizado como Produtor Independente de Energia (PIE), na forma do Decreto 2.003/1996⁴⁵, tendo recebido autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para sua instalação e exploração, na forma da Resolução 74, de 25.03.1998⁴⁶.

⁴¹ curiosamente, a segunda turbina foi descomissionada após ser atingida por um raio. Vide AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *op. cit.*, p. 29.

⁴² AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2ª edição. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em <<https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/9546?guid=1679276947316&returnUrl=%2fresultado%2flistar%3fguid%3d1679276947316%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d9546%239546&i=1>>. Acesso em 19.03.2023. p. 106.

⁴³ PIZARRO, Ludmila. Minas desiste de projeto eólico e alega alto custo de instalação: Faltam linhas de transmissão - Cemig afirma não haver interesse imediato no investimento e prioriza plantas no Nordeste. O Tempo, Economia, 17 dez. 2014. Disponível em: <<https://www.otempo.com.br/economia/minas-desiste-de-projeto-eolico-e-alega-alto-custo-de-instalacao-faltam-linhas-de-transmissao-1.1053977>>. Acesso em: 20 mar. 2023.

⁴⁴ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *op. cit.*, p. 106.

⁴⁵ Art. 1º A produção de energia elétrica, por produtor independente e por autoprodutor, depende de concessão ou autorização, que serão outorgadas na forma da legislação em vigor e deste Decreto. Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco; (...)

⁴⁶ Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res1998074.pdf>, acesso em 11.04.2023. O ato da ANEEL conferia ainda autorização para implantação da EOL Prainha, com capacidade instalada de 10 MW, no município de Aquiraz, no Ceará. Entretanto, não foi encontrada notícia sobre sua instalação.

Muito embora a ANEEL tenha expedido ato de autorização para a EOL Taíba, apenas em 18.05.1999 houve a edição de norma acerca das condições e procedimentos para obtenção de outorga de implantação e exploração de empreendimentos eólicos, mediante a publicação da Resolução 112/1999, caracterizada como o primeiro regramento sobre o tema.

O país, portanto, já possuía alguns parques eólicos, mas não havia exploração dessa fonte de forma sistemática e ampla. A presença eólica na matriz elétrica era parca, em decorrência dos altos custos dos equipamentos, que eram importados, e da implantação e operação das usinas. Não era possível competir com os preços e com a eficiência energética de outras fontes, especialmente a hidrelétrica, abundante no país.

No entanto, a crise vivenciada no setor elétrico brasileiro no início dos anos 2000 serviu como estímulo às fontes renováveis, incluindo a eólio-elétrica⁴⁷. Afinal, os fenômenos do apagão e do racionamento de energia, em 2001 e 2002, foram consequências de diversos fatores, destacando-se entre eles a ausência de investimentos no segmento de geração, levando a um grave desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, que ocasionou a falta de eletricidade para suprimento do consumo nacional. O cenário caótico perante a população, bem como o estigma de paralisação da economia, serviu como catalisador para a criação de programas governamentais de incentivo às fontes alternativas, ainda que a diversificação da matriz energética não estivesse na origem do problema⁴⁸.

⁴⁷ BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2004. p. 93.

⁴⁸ Para Tolmasquim, os investimentos insuficientes na geração tiveram origem em 5 fatores distintos: “1. Superestimação do lastro dos contratos iniciais; 2. Ausência de coordenação institucional entre os órgãos setoriais; 3. Falta de um modelo regulatório juridicamente consistente e robusto, que estimulasse o investimento privado; 4. Falta de Planejamento estrutural; 5. Restrição ao investimento das Empresas Estatais. Para maiores detalhes, ver TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. 2ª ed. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2015. p. 19. Em verdade, o problema consistia na falta de energia para suprir a demanda, fosse ela de qualquer fonte. Contudo, uma maior diversificação da matriz elétrica nacional certamente contribuiria para evitar que a ausência de chuvas ocasionasse racionamento. Mais fontes compondo a matriz permitiria a diluição do risco face o deplecionamento dos reservatórios das hidrelétricas.

Neste contexto, surgiu o Programa Emergencial de Energia Eólica (Proeólica). Criado pela Resolução 24/2001⁴⁹, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), o seu objetivo principal consistia em viabilizar a implantação de até 1.050 MW de energia eólica, até dezembro de 2003, mediante empreendimentos de geração conectados ao SIN. A ideia subjacente era de aumentar a capacidade de geração do SIN e, a um só tempo, investir em uma nova fonte renovável, capaz de complementar sazonalmente os fluxos hidrológicos dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Ou seja, reduzir a dependência da fonte hídrica, em razão do flagrante risco de racionamento na hipótese de diminuição das precipitações.

De acordo com a resolução, a Eletrobrás seria responsável pela contratação da energia gerada pelos empreendimentos de energia eólica, por período mínimo de 15 anos, cujos custos seriam repassados às concessionárias de distribuição, na proporção dos seus mercados realizados no ano anterior.

Havia incentivo à implantação dos parques geradores no menor tempo possível: a ANEEL regulamentaria o valor de repasse da energia às tarifas de distribuição, e esse montante poderia ser majorado entre 10% e 20%, caso o projeto fosse implantado entre 31.12.2001 e 31.12.2002. Quanto antes o empreendimento fosse implementado, maior seria o incentivo financeiro⁵⁰.

O Proeólica, no entanto, não logrou êxito em atrair investidores, tendo sido encerrado sem a implantação de nenhum parque eólico. Uma das razões arbitradas para o insucesso do programa foi o seu curto prazo, pouco maior do que dois anos, entre a publicação da Resolução 24/2001, e a data máxima de conclusão das obras dos empreendimentos, até dezembro de 2003⁵¹. Além disso, a curta duração do contrato de compra e venda a ser celebrado com a Eletrobrás, de no

⁴⁹ CASA CIVIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Resolução n. 24, de 5 de julho de 2001. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/resolu%C3%A7%C3%A3o/RES24-01.htm, acesso em 20.03.2023.

⁵⁰ O inciso III do art. 2º da Resolução CGE nº 24/2001 previa a multiplicação de incentivos, que diminuía 0,025 a cada três meses, multiplicados pelo valor de repasse para as tarifas fixadas pela ANEEL para a fonte eólica.

⁵¹ DUTRA, Ricardo Marques. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do Proinfa. Tese (doutorado) — Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007, p. 183.

máximo 15 anos, somado à insegurança presente nesse mercado emergente, também contribuiu para o seu fracasso⁵².

Ante o insucesso do Proeólica, o governo federal não se deixou abater e buscou alavancar novo programa de incentivo às fontes renováveis. Instituído pela Lei 10.438/2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) objetivou ampliar o número de empreendimentos de geração a partir da fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa⁵³.

O programa foi dividido em duas etapas e, após as sucessivas modificações sofridas⁵⁴, a primeira fase do programa consistiu na celebração de contratos de compra da energia com a Eletrobrás, com duração de 20 anos, a contar da data de início da operação comercial dos empreendimentos, a qual deveria ocorrer até 30 de dezembro de 2008⁵⁵. Nesta fase, regulamentada pelo Decreto 5.025/2004, o Proinfa objetivou a contratação de 3.300 MW de capacidade instalada total, distribuído igualmente⁵⁶ entre centrais geradoras das três fontes beneficiárias⁵⁷.

Na primeira fase, para energia eólica, o preço a ser pago seria definido pelo poder executivo, limitado a 90% da tarifa média nacional de fornecimento ao

⁵² WACHSMANN, Ulrike; TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Windpower in Brasil – A transition using German Experience. RIO 02 - World Climate & Energy Event, January 6-11, 2002. pp. 131-136. p. 135.

⁵³ Art. 3º Fica instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante os seguintes procedimentos: (...).

⁵⁴ Originalmente, o prazo de celebração dos contratos com a Eletrobrás e de início da operação comercial dos empreendimentos era, respectivamente, 29.04.2004 e 30.12.2006, porém, por dificuldades no cumprimento desses prazos pelos beneficiários, houve postergação para 30.06.2004 e 30.12.2008.

⁵⁵ A data limite da entrada em operação comercial também sofreu alterações em virtude das dificuldades enfrentadas pelos geradores como, por exemplo, a ausência de capacidade financeira. Inicialmente, esta deveria ocorrer até 30 de dezembro de 2006. Para mais, vide DUTRA, *op. cit.*, pp. 193-194.

⁵⁶ A lei permitia que os montantes não contratados junto à determinada fonte fossem posteriormente distribuídos entre projetos das demais fontes, conforme art. 3º, I, *h*, da Lei 11.438/2002.

⁵⁷ Art. 3º, inciso I, alínea a, Lei 10.438, redação dada pela Lei nº 11.075/2004, de 30 de dezembro de 2004: "a) os contratos serão celebrados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS até 30 de junho de 2004, para a implantação de 3.300 (três mil e trezentos) MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, observados os valores e pisos definidos na alínea b deste inciso; ”.

consumidor final dos últimos 12 meses⁵⁸. Os custos desses contratos seriam rateados por todos os consumidores, proporcionalmente ao consumo verificado, após a exclusão dos beneficiários da tarifa social⁵⁹. A segunda etapa do Proinfa, que nunca foi implementada, objetivava que as fontes alternativas estimuladas pelo programa representassem 10% do consumo anual de energia elétrica do Brasil, na forma do art. 3º, II, a, da Lei 10.438/2002.

O instrumento de incentivo adotado pelo Proinfa, portanto, foi a tarifa *feed-in*. Huenteler, com base em estudo de Elizondo Azuela e Barroso, traz definição para tarifa *feed-in* correspondente a (i) preço fixo e standard de compra da energia, por kWh; (ii) aquisição garantida da energia gerada por período determinado; e (iii) garantia de acesso à rede de transmissão ou distribuição de eletricidade⁶⁰. Esta política, para incentivo da geração de energia renovável, também foi adotada por diversos outros países, desenvolvidos e em desenvolvimento, com o objetivo de atrair investimentos nessa seara ao transmitir segurança ao investidor⁶¹.

Os Estados Unidos podem ser considerados os primeiros a terem adotado essa modalidade tarifária para incentivar o desenvolvimento da energia renovável, ainda na década de 1970, mediante o *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), de 1978. Na Europa, o primeiro país a adotar a tarifa *feed-in* foi a Alemanha, em 1990, para auxiliar o desenvolvimento de projetos de energia renovável no país,

⁵⁸ Art. 3º, inciso I, alínea b, Lei 10.438, redação dada pela Lei nº 10.762/2003, de 11 de novembro de 2003: “b) a contratação a que se refere a alínea a deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como pisos cinquenta por cento, setenta por cento e noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, para a produção concebida a partir de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica, respectivamente”.

⁵⁹ Art. 3º, inciso I, alínea c, Lei 10.438, redação dada pela Lei nº 12.212/2010, de 20 de janeiro de 2010: “c) o valor pago pela energia elétrica adquirida na forma deste inciso, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados, após prévia exclusão do consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica, integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado;”

⁶⁰ HUENTELER, Joern. International Support for Feed-in Tariffs in Developing Countries – A Review and Analysis of Proposed Mechanisms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 2014, 39, 857–873. p. 860.

⁶¹ FADIGAS, Eliane A. Faria A. Energia Eólica. São Paulo: Editora Manole, 2011. E-book. ISBN 9788520446539. Disponível em <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788520446539/>. Acesso em 19.03.2023.

tendo sido seguida pela Itália, em 1992, e outros integrantes da União Europeia⁶². O Reino Unido, mais recentemente, também fez uso da referida política tarifária para incentivar fontes renováveis específicas em sua matriz energética⁶³. Consoante Elizondo Azuela e Barroso, pelo menos 42 países ao redor do mundo já fizeram uso da política de feed-in tarifário para estímulo da geração de energia renovável em suas matrizes⁶⁴.

No âmbito do Proinfa, até 31 de dezembro de 2011, tinham sido implementadas 41 usinas eólicas, capazes de gerar 963,99 MW⁶⁵. Ao final da primeira fase do Programa, foram contratados 144 empreendimentos das três fontes contempladas, dos quais 131 foram implantados: 52 usinas eólicas, 60 PCHs e 19 UTEs a biomassa⁶⁶. De acordo com Ferreira, Blasques e Pinho, o Programa foi responsável pela contratação de 1.422,9 MW eólicos, sendo que, deste total, 90% foram efetivamente postos em operação⁶⁷.

Em ambas as fases, o Proinfa previa o atingimento de índice mínimo de nacionalização de 60% dos equipamentos e serviços para cada empreendimento contemplado, a ser fiscalizado pela ANEEL⁶⁸. Em 2007, o Brasil possuía uma única

⁶² ELIZONDO AZUELA, Gabriela; BARROSO, Luiz Augusto. Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy. Washington, DC: The World Bank; 2012. pp. 13-16. Disponível em <https://documents1.worldbank.org/curated/en/727261468182043383/pdf/632140WP0Desig00Box0361508B0PUBLIC0.pdf>, acesso em 13.04.2023.

⁶³ De acordo com a agência reguladora inglesa, o programa de tarifas feed-in para geração de energia renovável de pequeno porte (até 5 MW de capacidade instalada) se estendeu de abril de 2010 a abril de 2019 para novos beneficiários. Vide <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit>, acesso em 13.04.2023.

⁶⁴ AZUELA, Elizondo Gabriela; BARROSO, Luiz Augusto. Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy. Washington, DC: The World Bank; 2012. pp. 20. Disponível em <https://documents1.worldbank.org/curated/en/727261468182043383/pdf/632140WP0Desig00Box0361508B0PUBLIC0.pdf>, acesso em 13.04.2023.

⁶⁵ ELETROBRAS. PROINFA. Disponível em <https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em 24 mar. 2023.

⁶⁶ Agência Nacional de Energia Elétrica. Portaria nº 26, de 9 de fevereiro de 2021. Estabelece os limites e as condições para a exposição humana aos campos elétricos e magnéticos associados ao suprimento de energia elétrica. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2021026mme.pdf>, acesso em 25.03.2023

⁶⁷ FERREIRA, Andreza Cardoso; BLASQUES, Luis Carlos Macedo; PINHO, João Tavares. Avaliações a respeito da evolução das capacidades contratada e instalada e dos custos da energia eólica no Brasil: do Proinfa aos leilões de energia. **Revista Brasileira de Energia Solar**. 2014. V. 82-91.

⁶⁸ Art. 9, inciso I, do Decreto nº 5.025/2004: “Na Chamada Pública, a ELETROBRÁS obedecerá, além de outros requisitos fixados neste Decreto, às seguintes diretrizes básicas: I - somente poderão participar da Chamada Pública produtores que se comprometam a atingir um grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, sessenta por cento em valor em cada empreendimento;”

indústria voltada à produção dos aerogeradores, principal componente da turbina eólica, e o objetivo da política pública seria atrair novos investimentos e originar uma indústria eólica nacional para atendimento do mercado interno e, potencialmente, externo. Novos fabricantes se instalaram no país e, “ao final de 2014, a capacidade de produção brasileira de aerogeradores foi equivalente a quase o triplo do incremento da demanda verificada nos Estados Unidos”⁶⁹.

No entanto, houve diversas críticas à criação e à condução do Programa, pois subsistiram diversos gargalos à implantação dos empreendimentos, que afetaram a eficiência da política pública como um todo. Barroso destaca que, de início, a proposta de divisão igualitária da capacidade instalada a ser contratada desconsiderou o critério de custos de implantação, privilegiando o incentivo às fontes de modo paritário, porém com aumento do subsídio a ser pago pelo consumidor de energia. A seleção dos projetos a serem beneficiados também não obedeceu a critério de mínimo custo ou máxima eficiência, mas sim por ordem de antiguidade da emissão de licenças ambientais de instalação (art. 3º, I, *d*, da Lei 10.438/2002). Com isso, gerou-se um mercado paralelo de compra e venda de licenças ambientais, o que acabou por promover uma distorção no Programa e na própria instalação dos projetos⁷⁰.

Particularmente, hoje ainda se perpetuam críticas específicas à exigência de conteúdo local do Proinfa. O percentual mínimo de nacionalização acabou por mostrar-se exagerado no contexto da então nova política, pois não havia indústria interna suficiente para atendimento aos projetos. Além dos 60% exigidos na primeira fase do Programa (a segunda fase previa 90%), o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), nas linhas de financiamento aplicáveis aos empreendimentos de geração renovável, também requeria conteúdo local em percentual elevado, de até 80%.

⁶⁹ TOLMASQUIM, p. 244.

⁷⁰ ELIZONDO AZUELA, Gabriela; BARROSO, Luiz Augusto. Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy. Washington, DC: The World Bank; 2012. p. 20. Disponível em <https://documents1.worldbank.org/curated/en/727261468182043383/pdf/632140WP0Desig00Box0361508B0PUBLIC0.pdf>, acesso em 13.04.2023.

Na prática, ante a dificuldade em obter equipamentos e mão-de-obra no patamar solicitado para cumprimento da exigência de conteúdo local, houve adaptações e flexibilidades por parte do Poder Público e da instituição financeira⁷¹, com acentuação do custo dos equipamentos.

Como já mencionado, houve incremento significativo de fábricas de equipamentos eólicos no Brasil. Em 2020, existiam nove empresas de montagem de turbinas eólicas em território nacional, com as seguintes capacidades anuais: WEG (200 MW), Wobben/Enercon (500 MW), GE (1.000 MW), Alstom (400 MW), Gamesa (400 MW), Acciona (300 MW) e Vestas (400 MW). Contudo, é preciso ressaltar que, em 2014, foi iniciado o processo de falência da empresa Impsa e, em 2017, a Suzlon deixou o país, após dificuldades de enquadramento nas exigências de conteúdo local do BNDES⁷².

Em conclusão, pode-se dizer que o Proinfa obteve sucesso na implantação de empreendimentos eólicos no país, bem como no desenvolvimento de um polo industrial para a fonte eólio-elétrica, a despeito das críticas sofridas. Afinal, ocorreu a instalação de parque gerador bastante superior ao que existia previamente ao Programa, e ainda se preconizou a expansão da fonte em ritmo mais acelerado nos anos seguintes.

Com a proximidade do fim dos contratos celebrados no âmbito do Proinfa, sobrevém novo capítulo ao Programa. A Lei 14.182/2021, que autorizou a capitalização da Eletrobras, trouxe a possibilidade de prorrogação dos contratos do Proinfa por mais 20 anos, no seu art. 23 e incisos. A regulamentação do dispositivo ocorreu mediante o Decreto 10.798/2021⁷³, e pela edição da Portaria Normativa MME

⁷¹ O BNDES passou a exigir que o conteúdo local fosse cumprido a partir do peso da turbina: 80% de seu peso teria que provir de matéria-prima local, como alternativa. Assim, o aço nacional passou a subir de preço, tornando-se até 70% mais caro do que o do mercado internacional. Vide KUNTZE, Jan-Christoph; MOERENHOUT Tom. Local content requirements and the renewable energy industry: a good match? International Centre for Trade and Sustainable Development (ICTSD), maio de 2013. p. 28. Disponível em https://unctad.org/system/files/non-official-document/DITC_TED_13062013_Study_ICTSD.pdf, acesso em 13.04.2023.

⁷² WESTIN, Fernanda Fortes; WILLS, William. Análise dos incentivos político-econômicos à energia eólica no Brasil: desafios e oportunidades para a promoção da transição energética. Climate Transparency - Policy Paper, setembro de 2020. Disponível em <https://www.climate-transparency.org/media/analise-dos-incentivos-politicoeconomicos-a-energia-eolica-no-brazil-desafios-e-oportunidades-para-a-promocao-da-transicao-energetica>, acesso em 13.04.2023.

⁷³ A regulamentação do tema ainda não está completa, em face do disposto no art. 2º, §§2º e 3º do referido Decreto, que estabelece competência à ANEEL para definir se há ou não benefício tarifário,

26/2021. O mecanismo de prolongamento contratual do Programa vem sofrendo justificadas críticas, em face da desnecessidade de manutenção de tarifa feed-in para empreendimentos que já estão inteiramente amortizados e, especialmente, para fontes que atualmente conseguem expandir sua presença na matriz energética nacional sem subsídios.

Após a primeira fase do Proinfa, perante os indícios de seu êxito, o Poder Público alterou a modalidade de incentivo à fonte eólica, passando a estabelecer leilões regulados com contratação dedicada à fonte, total ou parcialmente. Em 2007, foi realizado o 1º Leilão de Fontes Alternativas, em que foram cadastrados 143 empreendimentos no total, dos quais 24 eram eólicos. Apenas sete parques eólicos obtiveram habilitação técnica para seguir com sua participação no certame, porém nenhum se logrou vencedor, tendo sido contratadas apenas termelétricas a biomassa e usinas hidrelétricas^{74 75}.

Em 2009, foi realizado o 2º Leilão de Energia de Reserva, exclusivo para a fonte eólica, que resultou na contratação, por 20 anos, de 71 empreendimentos, localizados em cinco estados das regiões Nordeste e Sul. A capacidade instalada total das usinas correspondeu a 1.805,7 MW, com preço médio de venda de R\$ 148,39/MWh, com deságio equivalente a 21,49% em relação ao preço teto⁷⁶. É válido observar que o valor de contratação da energia eólica no certame foi bastante inferior àquele definido no Proinfa.

Mais recentemente, no Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 2022, a energia eólica foi comercializada com o preço médio de R\$ 178,00/MWh. No

considerando a eventual redução dos custos totais para os consumidores em relação a não prorrogação dos contratos do Proinfa. O prazo inicial para a Agência se pronunciar venceu em 11.11.2021, conforme Portaria Normativa MME 26/2021, mas a ANEEL ainda não indicou os critérios para apuração dos benefícios em questão, nem os geradores que poderiam ser contemplados com a prorrogação, de acordo com o texto do Decreto.

⁷⁴ Vide informes da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo cadastramento e habilitação técnica nos certames regulados, disponíveis em <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-de-fontes-alternativas-2007>, acesso em 13.04.2023.

⁷⁵ TOLMASQUIM, *op. cit.*, p. 235. Tolmasquim cita dificuldades técnicas e o início da curva de aprendizado sobre a fonte no Brasil, ainda com altos custos de equipamentos, como razões para o fracasso das usinas eólicas no primeiro leilão regulado em que participaram no país.

⁷⁶ Informações disponíveis em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-90/20091214_1.pdf, acesso em 13.04.2023.

mesmo leilão, o preço médio da energia produzida por PCHs foi adquirido a R\$ 247,38/MWh, e o da energia solar, a R\$ 171,51/MWh⁷⁷.

A fonte eólica, atualmente, não mais depende de subsídios ou reserva de mercado para manter sua expansão na matriz elétrica brasileira. Após algumas décadas demonstrando a queda de preços em leilões regulados, hoje as usinas eólio-elétricas conseguem ser implantadas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), mediante a celebração de contratos com consumidores livres. De acordo com estudo da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), após a pandemia de Covid-19, o ACL passou a ser o responsável pela expansão do parque gerador nacional, respondendo por 72% das obras de geração do país, ante 34% no período pré-pandemia. Em relação à fonte eólica, as obras destinadas inteiramente ao ACL somam 73% do total de investimentos, no horizonte 2022-2026⁷⁸.

Com isso, observa-se que ao longo de duas décadas, a fonte eólica deixou de ser algo intangível na matriz elétrica brasileira, para ser considerada como uma das formas mais econômicas de geração de energia. O empreendimento eólio-elétrico não mais depende de incentivos governamentais para manter-se e atrair investimentos, continuando sua significativa expansão no território nacional, já representando mais de 10% da matriz elétrica, com preços competitivos e aumento de eficiência.

3.2 Desenvolvimento das eólicas *offshore*

3.2.1 Desenvolvimento histórico da fonte eólica *offshore* na Europa

Para se comentar sobre a história das usinas eólicas *offshore*, é imprescindível remontar ao continente europeu, cujos países nórdicos e aqueles banhados pelo mar do Norte cumpriram importante papel no desenvolvimento da fonte. Os estados europeus adotaram a implantação das centrais geradoras *offshore*

⁷⁷ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resultados do Leilão - Leilão de Geração ANEEL Nº 004/2022 - Resumo Vendedor 37º Leilão de Energia Nova A-5 Disponível: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Resumo_Vendedor_LEN_A5.pdf. Acesso em 1º.04.2023

⁷⁸ Disponível em https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/05/Estudo-Abraceel-2022-Expansao-Oferta-para-ML_vF.pdf, acesso em 13.04.2023.

como alternativa à geração renovável em terra muito antes do que países em outros continentes, o que demonstra sua relevância na narrativa histórica.

A primeira turbina eólica *offshore* do mundo foi instalada na Europa, mais especificamente na costa da Dinamarca, numa usina implantada em 1991 e que já não se encontra mais em operação⁷⁹. Com 11 turbinas e 5 MW de capacidade instalada, o *Vindeby Offshore Wind Park*, localizado na ilha de Lolland, a uma distância de 2,5 km da costa e profundidade de 2,5 a 5 metros, foi descomissionado em 2017, após 25 anos de vida útil⁸⁰.

Muito antes da instalação deste primeiro parque eólico *offshore*, M. Bilgili *et al.* recordam que a primeira vez em que se imaginou a exploração do potencial eólico no mar remete ao início dos anos 1930, quando se cogitou instalar turbinas eólicas em torres *offshore*. A ideia original foi aperfeiçoada pelo professor do Instituto de Tecnologia de Massachussets (MIT), William E. Heronemus, que sugeriu o uso de plataformas flutuantes para a geração de energia eólica *offshore*. Após 18 anos da publicação da ideia pelo acadêmico americano, em 1990, a sociedade empresária World Wind construiu a primeira turbina eólica *offshore* do mundo, com capacidade instalada de 220 kW, implantando-a em Norgersund, na Suécia, a 250 metros de distância da costa, em profundidade de 7 metros, no mar Báltico⁸¹. A turbina foi descomissionada em 2006, passando também a constituir o primeiro descomissionamento da fonte eólica *offshore* no mundo⁸².

⁷⁹ Making green energy affordable: How the offshore wind energy industry matured – and what we can learn from it. Orsted White Paper. Pp. 8-9. Disponível em 04.09.2022 em <https://orsted.com/-/media/WWW/Docs/Corp/COM/explore/Making-green-energy-affordable-June-2019.pdf>

⁸⁰ Vindeby Offshore Wind Farm: For Demonstrating the Viability of Offshore Wind as a Clean Energy Powerhouse (Most Influential Projects: #32) (2019). PM Network, 33, 66–67. Disponível em 04.09.2022 em <https://www.pmi.org/learning/library/top-50-projects-vindeby-offshore-wind-farm-11722> e BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *in* **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 907.

⁸¹ BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 907.

⁸² BANCO MUNDIAL. National Energy Administration of China. **China: meeting the challenges of offshore and large-scale wind power** – regulatory review of offshore wind in five European countries. Maio de 2010. p. 75. Disponível em <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/2860/547450ESW0P1131shore0Wind0in0Europe.pdf?sequence=1&isAllowed=y>, acesso em 21.02.2023.

Após a construção de Vindeby, a Dinamarca continuou a construir parques *offshore*, sempre aprimorando a tecnologia empregada. Em 1995, o país instalou a usina de Tuno Knob, com dez turbinas de 500 kW de capacidade, totalizando a potência instalada de 5 MW, em águas com profundidade entre 80 centímetros e 4 metros. Em seguida, no ano 2000, foi instalada a usina de *Middelgruden*, no porto de Copenhague, considerada o primeiro parque *offshore* de geração em larga escala. O empreendimento possuía capacidade de 40 MW, distribuída em 20 turbinas de 2 MW, à distância de 3km da costa e à profundidade de 5 a 10 metros. O investimento no parque equivaleu a 54 milhões de euros. Em 2002, foi instalada a usina de *Horns Rev*, com potência instalada de 160 MW em 80 turbinas de 2 MW cada, localizada a uma distância entre 14 e 17 km do litoral, em mar com profundidade de 6 a 14 metros. Em 2003, a Dinamarca contou com a instalação de mais três parques *offshore*, em *Frederikshavn*, com potência instalada de 10,6 MW e turbinas de 2,65 MW; na ilha de *Samsø*, com capacidade de 23 MW, a partir de turbinas com 2,3 MW de potência, instaladas em águas com 20 metros de profundidade; e em *Nysted*, cuja capacidade totalizava 165,6 MW⁸³.

Logo após a instalação do parque de Vindeby, os Países Baixos também se interessaram pela construção de usinas eólicas *offshore*, implantando em 1994 o parque de *Lelystad*, com quatro turbinas de 0,5 MW, totalizando 2 MW de capacidade instalada, no Lago de Marken, em águas com profundidade entre 5 e 10 metros. Em 1996, no mesmo lago, foi construída a usina de *Irene Vorrink*, com potência instalada de 16,8MW, distribuída em turbinas de 600 kW cada⁸⁴. Os equipamentos dessa usina devem ser descomissionados em breve, após mais de 25 anos de operação, para que sejam substituídos por turbinas mais potentes e

⁸³ BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 907.

⁸⁴ BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 908.

modernas⁸⁵. Assim, as 28 turbinas atuais serão sucedidas por apenas 24 turbinas, que promoverão a repotenciação do parque para 132 MW de capacidade instalada⁸⁶.

Em 2006, os Países Baixos ganharam a usina *Egmond Ann Zee*, com capacidade de 108 MW e turbinas de 3 MW. Em 2008, após cerca de dois anos de obras⁸⁷, o parque *Prinses Amalia* foi instalado no mar do Norte, com potência total de 120 MW, a partir de turbinas de 2 MW, situadas a 23 km da costa, em profundidade de 19 a 24 metros⁸⁸.

A Suécia, em continuidade à política de aproveitamento dos potenciais eólicos *offshore*, em 1998, implantou sua primeira usina em *Bockstigen*, com capacidade de 2,75 MW. Entre 2001 e 2002, foram instaladas mais duas centrais geradoras, utilizando turbinas de 1,425 MW: uma em *Utgrunden*, com capacidade de 9,975 MW, em águas com profundidade de 4 a 10 metros, a 7 km da costa; e outra em *Yttre Stengrund*, com potência de 7,125 MW, a 4km do litoral, em águas profundas de 8 a 12 metros. Em 2007, foi instalada usina com capacidade de 110 MW, em *Lillgrund*⁸⁹.

O Reino Unido instalou sua primeira central geradora *offshore* em *Blyth*, com capacidade de 3,8 MW, a uma distância de 800 metros da costa, em profundidade de 6 a 11 metros. Em seguida, diversas usinas foram implantadas, com potências bastante superiores: *North Hoyle*, na baía de Liverpool, a uma distância de 7,5 km do litoral e em águas profundas de 5 a 12 metros, foi comissionada em 2004, com capacidade de 60 MW; no mesmo ano, *Scroby Sands* também entrou em

⁸⁵ BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 908.

⁸⁶ Informação disponível no site do grupo empresarial responsável pelo descomissionamento e repotenciação do parque, disponível em <https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2022/dismantling-of-irene-vorrink-wind-farm-after-25-years-of-faithful-service>, acesso em 21.02.2023.

⁸⁷ Informação disponível em <https://www.power-technology.com/projects/princess-amalia/>, acesso em 21.02.2023.

⁸⁸ BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 908.

⁸⁹ BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 908.

operação, com capacidade de 60 MW; em 2005 e 2006, Kentish Flats e Barrow foram implantadas, cada uma com potência instalada de 90 MW.

Em 2007, o Reino Unido inaugurou o parque *offshore* Beatrice, localizado a 24km da costa de Caithness, nas imediações do campo de produção de óleo homônimo, com apenas duas turbinas de 5 MW cada. O sucesso do empreendimento levou os investidores a desejarem ampliar a usina, que desde 2019 conta com 277 turbinas, totalizando a potência instalada de 588 MW. Para operacionalizar o parque, cuja construção foi iniciada em maio de 2016, foi necessário investir 2,5 bilhões de libras esterlinas, das quais 20 milhões foram destinadas à revitalização do porto de Wick, que serve de base de apoio operacional e de manutenção ao parque de Beatrice⁹⁰.

Ao fim de 2008, os parques *offshore* representavam pouco mais de 2% da capacidade instalada total para a fonte eólica na Europa. A maior parte das turbinas foram instaladas em águas rasas, com menos de 10 metros de profundidade, com o objetivo de minimizar os custos relativos à fundação e ao cabeamento submarino. O Reino Unido já figurava como líder mundial nas instalações eólicas *offshore*, com 590,8 MW de capacidade instalada da fonte⁹¹.

Os custos relacionados à implantação e operação de uma usina *offshore* são bastante elevados e, em função das diferenças de instalação, apresentam percentuais distintos de CAPEX para cada atividade necessária à operacionalização, em comparação com os empreendimentos *onshore*. A conexão à rede corresponde a 25% dos investimentos iniciais, percentual bastante superior ao custo de conexão das usinas terrestres, enquanto as obras de fundação representam 30% do CAPEX⁹² – assim, mais de 50% dos custos de instalação das *offshore* encontram-se relacionados ao escoamento da energia e fixação das turbinas em terras subaquáticas.

⁹⁰ Informações disponíveis no site oficial do empreendimento, <https://www.beatricewind.com/history>, acesso em 22.02.2023.

⁹¹ BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915. p. 909.

⁹² HENDERSON, Andrew R. *et al.* Offshore Wind Energy in Europe: a Review of the State-of-the-Art. **Wind Energy**, vol. 6, 2003. pp. 35–52. p. 41-42.

Interessa destacar que, entre a instalação das primeiras usinas na Dinamarca e o parque de Horns Rev, observou-se redução de investimento de 2.200 euros/kW para 1.650 euros/kW⁹³, em decorrência da evolução tecnológica.

Atualmente, o continente europeu apresenta mais de 28 GW de capacidade instalada em parques eólicos *offshore*, com perspectiva de adicionar 160 GW de capacidade em novos empreendimentos eólicos *offshore* até 2030⁹⁴.

3.2.2 Perspectiva da expansão da fonte eólica *offshore* na Europa

Para a Europa, a instalação de instalações eólicas *offshore* surgiu como uma possibilidade à expansão das energias renováveis, em face da dificuldade em alocar terras produtivas e/ou habitacionais à geração fotovoltaica ou eólica *onshore*, que costumam exigir áreas extensas para a produção de eletricidade em volume elevado. Ademais, com o potencial eólico marítimo mais alto, a solução *offshore* mostrou-se naturalmente viável, seja porque constituía alternativa aos combustíveis fósseis, seja porque ampliava a matriz energética dos Estados.

Assim, há hoje 126 parques eólicos *offshore* espalhados pela costa de 13 países (Reino Unido, Alemanha, Holanda, Dinamarca, Bélgica, França, Suécia, Finlândia, Noruega, Itália, Irlanda, Portugal e Espanha), nos mares do Norte, Mediterrâneo e Báltico e no oceano Atlântico⁹⁵.

⁹³ HENDERSON, Andrew R. *et al.* Offshore Wind Energy in Europe: a Review of the State-of-the-Art. **Wind Energy**, vol. 6, 2003. pp. 35–52. p. 42.

⁹⁴ WindEurope Market Intelligence. Offshore wind energy 2022 mid-year statistics report. Disponível em 04.09.2022

em https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJfcmlpbnRlbnQ6bnVzZ2FnZSI6IkBaDdDRG9JYTJWNVNTSWWhNM3B1T1c4NE5HZGxjbVJ4T0c5eFpEWnJhSGs1YzJJNGR6UnVid1k2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRHbHZia2tpYjJsdWJHbHVhVHNnWm1sc1pXNWwhiV1U5SWpJd01qSWdUMlptYzJodmNtVWdkMmx1WkNCdGFUXURIV1ZoY2k1d1pHWWIPeUJtYVd4bGJtRnRaU285VIZSR0xUZ25KekI3TWpJbE1qQlBabVp6YUc5eVpTVXINSGRwYm1RbE1qQnRhV1F0ZVdWaGNpNXdaR1IHT3daVU9oRmpIMjUwWlc1MFGzUjVjR1ZKSWhSaGNIQnNhV05oZEdsdmJpOXdaR1IHT3daVSlmV4cCl6ljlwMjltMDktMDRUMjI6MzQ6MzEuMzIzWilsInB1cil6ImJsb2Jfa2V5In19--5972ac3cd7f0b6c42b4bf3c5faa1c4cd8fd21af6/2022%20Offshore%20wind%20mid-year.pdf?content_type=application%2Fpdf&disposition=inline%3B+filename%3D%222022+Offshore+wind+mid-year.pdf%22%3B+filename%2A%3DUTF-8%27%272022%2520Offshore%2520wind%2520mid-year.pdf

⁹⁵ Conforme dados disponíveis na plataforma WindEurope, em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/european-offshore-wind-farms-map-public/>, acesso em 19.02.2023.

Com o fito de incentivar o desenvolvimento da matriz *offshore*, a Comissão Europeia, em 19.11.2020, emitiu comunicação ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comitê Económico e Social Europeu e ao Comitê das Regiões, denominada “Estratégia da UE para aproveitar o potencial de energia de fontes renováveis ao largo com vista a um futuro climaticamente neutro”, cujo objetivo foi convidar as partes interessadas a debater a exploração das fontes energéticas *offshore*, o que inclui a instalação de novos parques eólicos marítimos, mas também a energia das ondas e das marés, a fotovoltaica flutuante e a utilização de algas para biocombustível⁹⁶.

A comunicação ainda informa que, para atingir as metas de redução das emissões de gases do efeito estufa em 55% até 2030, em comparação com os níveis de 1990, e obter a neutralidade climática até 2050, os países europeus necessitarão explorar as fontes energéticas *offshore*, ocupando cerca de 3% do seu mar com eólicas em ambiente marítimo.

A meta pretendida pela Europa consiste em instalar, até 2030, 60 GW de eólicas *offshore*, elevando esse número para 300 GW de potência instalada até 2050, o que corresponde a multiplicar por quase 30 vezes a capacidade atual, exigindo evolução muito rápida da fonte, quando comparada com as demais tecnologias energéticas anteriormente desenvolvidas. Para tal ampliação veloz e profunda da fonte eólica *offshore*, a União Europeia estima investimentos da ordem de 800 bilhões de euros nos próximos 25 anos, dos quais um terço deve voltar-se à instalação dos empreendimentos propriamente ditos, e o restante servirá para as instalações de conexão⁹⁷.

O objetivo de crescimento da fonte, contudo, apenas poderá atingir o patamar pretendido se houver maior comprometimento das nações envolvidas. De acordo com os planos já apresentados pelos Estados-membros, a comunicação relata

⁹⁶ Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>, acesso em 19.02.2023.

⁹⁷ Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>, acesso em 19.02.2023.

que seriam instalados somente 90 GW de nova capacidade eólica *offshore* até 2050, número bastante inferior aos 400 GW desejáveis⁹⁸.

A estratégia de obtenção da capacidade instalada eólica *offshore* em patamar elevado, bem como o desenvolvimento de outras fontes energéticas marítimas, para alcançar o percentual de fontes renováveis na matriz europeia, envolve o aprofundamento na exploração dos potenciais nos mares do Norte, Báltico e Mediterrâneo, além do mar Negro, oceano Atlântico, e nas regiões marítimas ultraperiféricas da União Europeia, além dos países e territórios ultramarinos. Estes últimos recebem destaque na comunicação da Comissão Europeia, pois, apesar de estarem distantes milhares de quilômetros do continente europeu, recorda-se a existência de nove regiões ultraperiféricas que são parte integrante da União: Guadalupe, Guiana Francesa, Martinica e São Martinho (mar das Caraíbas), Reunião e Maiote (oceano Índico), Canárias, Açores e Madeira (oceano Atlântico)⁹⁹.

Assim, para além do continente europeu e dos mares que o circundam, há possibilidade de exploração de potenciais energéticos longínquos, com capacidade por vezes superior ao encontrado nos arredores do continente. Claramente, pela distância, a utilização da energia elétrica produzida deverá ancorar-se em novas tecnologias para o desfrute pela população europeia continental, a exemplo da transformação em hidrogênio e da elaboração de biocombustível a partir de algas, permitindo destarte o transporte às áreas de maior consumo e interesse.

Em 2021, a Europa descomissionou 396 MW de instalações eólicas *onshore* e *offshore*, porém implantou novos 515 MW, o que demonstra um balanço positivo da capacidade eólica no continente. Chama atenção, ainda, que as novas turbinas *onshore*, em média, apresentam capacidade instalada de 4 MW, enquanto as turbinas *offshore* mais recentes têm em média capacidade instalada de 8,5 MW¹⁰⁰. O

⁹⁸ Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>, acesso em 19.02.2023.

⁹⁹ Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>, acesso em 19.02.2023.

¹⁰⁰ WIND EUROPE. Wind energy in Europe - 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026. Fevereiro de 2022. Disponível em https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJfcml6bWVzc2FnZSI6IkJBaDdDRG9JYTJWNVNTSWhORFJ0ZDJJMwVUUbG9OMlI6TVRaaGEza3lkamgxZG1aM056WnZZZ1k2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRHbHZia2tpQVk1cGJteHBibVU3SUDacGJHVnVZVzFsUFNKWGFjXNWtaWFZ5YjNCbExWZHBibVF0Wlc1bGNtZDVVMV2x1TFVMMWNtOXdaUzB5TURJeExYTjBZWFlwYzNScFkzTXVjR1JtSWpzZ1ptbHNhVzVoYldVcVBWVIVSaTA0SnlkWGFjXNWtaWFZ5YjNCbE

avanço tecnológico e a liberdade de implantar equipamentos maiores, sem impedimentos geográficos e humanos, levam as turbinas *offshore* a ampliarem cada vez mais sua capacidade, o que conduz a um ganho de escala superior e, conseqüentemente, a uma redução crescente dos custos de instalação e do LCOE (custo nivelado da energia).

Relatório estatístico elaborado pela WindEurope, associação europeia dos geradores eólicos, desenvolvedores de projetos eólicos e de produtores de equipamentos voltados a esse mercado, indicou que a Europa deve implantar 32 GW de instalações eólicas ao ano, até 2026, para atingir a meta de 40% de geração renovável em sua matriz, assumida conforme Acordo de Paris. Isso significaria um acréscimo de 116 GW eólicos ao longo de cinco anos (2022-2026). Em relação às eólicas *offshore*, o documento previu a implantação de 27,9 GW entre 2022 e 2026, o que provocaria praticamente a duplicação da taxa anual de novas instalações *offshore*, de 3 GW para 5,6 GW ao ano.

Em alinhamento com a comunicação da Comissão Europeia de 2020, o relatório da associação alertou que, se os governos nacionais não aperfeiçoarem os seus marcos de licenciamento e outorgas, bem como seguirem restringindo o uso dos espaços marítimos e terrestres por usinas eólicas, a ampliação da matriz eólica europeia seria de apenas 89 GW até 2026¹⁰¹.

xWZHBibVF0Wlc1bGNtZDVMV2x1TFVWMWNtOXdaUzB5TURJeExYTjBZWFJwYzNScFkzTXVjR1JtQmpzR1ZEB1JZMjl1ZEEdWdWRGOTBIWEJsU1NJVViyQndiR2xqWVhScGlyNHZjR1JtQmpzR1ZBPT0iLCJleHAiOiIyMDIzLTAYLTlwVDAwOjMyOjU3LjQ3MloiLCJwdXliOiJibG9iX2tleSJ9fQ===8a2105e3d4fc2d61f062a29df1f0a77b7ba6b1d3/Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf?content_type=application%2Fpdf&disposition=inline%3B+filename%3D%22Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf%22%3B+filename%2A%3DUTF-8%27%27Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf, acesso em 19.02.2023. p. 9.

¹⁰¹ WIND EUROPE. Wind energy in Europe - 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026. Fevereiro de 2022. Disponível em

Nesse sentido, a comunicação da União Europeia trouxe recomendações acerca da formulação de um quadro regulatório mais claro para o desenvolvimento de fontes energéticas *offshore*, de modo a proporcionar maior segurança jurídica e previsibilidade aos investidores. Destaca-se que as normas atuais foram instituídas voltando-se aos projetos nacionais, porém a evolução da fonte deve atrair projetos complexos, muitas vezes integrando diversos países. Nesse contexto, a inovação tecnológica das ilhas energéticas¹⁰², dos projetos híbridos¹⁰³ e da geração de hidrogênio *offshore* não foi contemplada pelas regulações atuais¹⁰⁴.

Para os países europeus, é interessante prever regras considerando os diferentes mercados nacionais e as normas aplicáveis ao uso da rede interligada, já existente no sistema elétrico do continente. Essa dificuldade, porém, não é presente no caso brasileiro, uma vez que as normas regulatórias são aplicáveis a todo o território nacional, mormente para as localidades que se encontram conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Diferentemente do Brasil, a Europa também está ainda desenvolvendo seu mercado para o ingresso de energia proveniente de fontes renováveis, cujo preço pode ser bastante mais elevado do que o das fontes convencionais. Nesse sentido, a Comissão Europeia propõe que “*uma parte do risco [de mercado] e as receitas insuficientes dos preços de mercado [possam] ser*

¹⁰² De forma pioneira, a Dinamarca objetiva implantar duas "ilhas energéticas" - ou *energy islands* até 2030, para converter eletricidade, proveniente de fontes de baixa emissão de gás carbônico, em hidrogênio verde, o qual poderá ser posteriormente convertido em combustível. As ilhas também proporcionarão energia limpa para outros estados europeus. No mar do Norte, já está em construção uma ilha artificial, que irá servir como um *hub* para parques eólicos *offshores*, esperando-se atingir a potência instalada total entre 3-4 GW, inicialmente, e chegando a até 10 GW no longo prazo. Essa primeira ilha será conectada, até 2030, à Dinamarca e aos Países Baixos. O investimento será da ordem de 210 bilhões de coroas dinamarquesas (cerca de US\$ 34 bilhões), já autorizado pelo parlamento dinamarquês em setembro de 2021. No mar Báltico, a ilha de Bornholm será utilizada como base para mais uma ilha energética, com o fulcro de instituir *hub* para instalação de 3 GW de eólicas *offshore*, às quais terão conexão com a Polônia até 2030. Para maiores informações, vide Banco de Dados sobre Políticas de Energia Renovável da Agência Internacional de Energia (IEA/IRENA Renewables Policies Database), em <https://www.iea.org/policies/11562-energy-island-project-in-the-north-sea>; e dados da Agência Dinamarquesa de Energia, disponível em <https://ens.dk/en/our-responsibilities/energy-islands/denmarks-energy-islands>, acesso em 10.03.2023.

¹⁰³ Projetos híbridos são aqueles que combinam mais de uma fonte na produção energética, a exemplo de eólica e fotovoltaica, ou fotovoltaica e hidrelétrica. No caso de empreendimentos *offshore*, a combinação de eólicas pode ocorrer com a maremotriz, sempre com o intuito de obter a maior eficiência, associada à redução de custos e à complementação entre as fontes. Para mais informações, vide PÉREZ-COLLAZO, C.; GREAVES, D.; IGLESIAS, G. A review of combined wave and offshore wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Volume 42, 2015, pp. 141-153.

¹⁰⁴ Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>, acesso em 19.02.2023, p. 17.

compensadas através de regimes de apoio”, ou seja, haja a criação de regime especial para as fontes *offshore*, de modo que consigam inserir-se no mercado elétrico mesmo com custos mais altos.

Essa proposta tem viés de interesse para o Brasil, haja vista os custos de implantação e de operação e manutenção mais elevados desta fonte. Conforme será apresentado em item mais adiante deste trabalho, a energia eólica *offshore* ainda possui custos de instalação e LCOE altos, que não conseguem disputar com as demais fontes, convencionais e renováveis, já presentes na matriz elétrica brasileira. Portanto, na hipótese de o país julgar importante o desenvolvimento da nova tecnologia para o avanço de sua matriz, pode ser necessária a instituição de regime especial, com tarifa *feed-in* ou outra forma de incentivo à instalação de empreendimentos da fonte *offshore*.

Adicionalmente, sobre projetos que envolvam mais de um Estado-membro, a Comissão apontou ser imprescindível “uma orientação clara sobre a questão da partilha adequada de custos e benefícios entre as partes interessadas (incluindo a criação de uma cooperação básica, a partilha de custos-benefícios e um acordo de cooperação) é fundamental para garantir que os Estados-Membros envolvidos retirem um benefício líquido de agirem em conjunto”¹⁰⁵. Essa orientação pode ser aplicável igualmente à regulação brasileira, porém com viés direcionado aos diferentes estados federados e/ou investidores, no sentido de incentivar a cooperação entre os diversos interessados e, inclusive, entre o Estado e os particulares. No contexto de ser necessário impulsionar a atuação dos investidores para o prestígio da fonte, articular bem a cooperação entre os variados atores, públicos e privados, é essencial, inclusive definindo os riscos e papéis compartilhados e aqueles que devem ser assumidos por cada uma das partes.

Há preocupação na União Europeia nos investimentos necessários, que somam valores vultosos, e por isso estimulou-se a criação de fundos em benefício de projetos para a referida fonte. Essa é também uma forma de incentivo bastante interessante, pois capitaliza os investidores para o desenvolvimento de projetos, podendo-se prever características específicas para que o empreendimento seja

105

Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>, acesso em 19.02.2023, p. 18.

beneficiado pelo fundo (uso de mão de obra nacional, aquisição de equipamentos nacionalizados, comercialização de energia em mercados específicos), além dos requisitos impostos pela regulação. No Brasil, a criação de fundos ou a previsão de financiamentos por bancos públicos pode igualmente ser um estímulo adicional importante para promover as fontes *offshore*, inserindo cláusulas de conteúdo local para fortalecer o mercado nacional e a indústria local.

Sobre o conteúdo local, a Comissão Europeia também traz avaliação. O órgão europeu observa que muitos mercados *offshore* emergentes estão impondo cláusulas de uso de mão de obra e de equipamentos nacionais, no intuito de proteger seus mercados. Contudo, essa atuação pode ser prejudicial à indústria europeia, que já se encontra mais desenvolvida do que as demais por ser pioneira nessa tecnologia. Essas medidas restritivas de comércio devem sofrer oposição dos países europeus, claramente, e a Comissão orienta que sejam instituídos acordos de comércio livre comércio para assegurar “o investimento sem distorções e melhorar o acesso ao mercado”, observando-se “a necessidade de convergência de normas e padrões, mercados da eletricidade flexíveis e acesso equitativo à rede em países terceiros”. Se for identificado óbice ao acesso a mercados, a Comissão assevera que devem ser aplicados os direitos da União Europeia decorrentes dos acordos comerciais internacionais, estimulando-se o pleno uso das vias recursais, inclusive eventuais mecanismos multilaterais e bilaterais de resolução de litígios¹⁰⁶.

3.2.3 Custos de implantação das usinas eólicas *offshore* e perspectiva de implantação no Brasil

A aquisição e a implantação de equipamentos eólicos em águas marítimas têm custos superiores àqueles das eólicas *onshore*. Naturalmente, o transporte das peças e a montagem em ambiente aquático exige maior preparação, além de requerer obras de fundação embaixo d’água ou o uso de uma tecnologia mais moderna de flutuação de torres, o que envolve custos mais vultosos. De todo modo, seja porque os equipamentos são maiores, seja porque as instalações são em

¹⁰⁶

Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>, acesso em 19.02.2023, p. 28-29.

ambiente não terrestre, os valores despendidos na implantação de um parque eólico *offshore* superam aqueles relativos ao de um empreendimento *onshore* equivalente.

Comparando-se os valores de instalação (USD/kW) dos equipamentos *onshore* e *offshore* em países europeus, conforme dados do relatório IRENA publicado em 2012, o valor médio de instalação, em 2010, era de 1.850 a 2.100 USD/kW para usinas eólicas *onshore* e de 4.000 a 4.500 USD/kW para aquelas *offshore*. No entanto, o LCOE (*levelised cost of energy*, ou custo nivelado da energia), usado para determinar o custo de fornecimento da energia elétrica, foi apontado no mesmo estudo como sendo de 0,08 a 0,14 USD/kWh para eólicas *onshore* europeias e de 0,14 a 0,19 USD/kWh para as *offshore*, o que representa um custo 50% superior das marítimas em relação às terrestres¹⁰⁷.

Estudo mais recente indica que a diferença de custo nivelado da energia entre os dois tipos de empreendimento (marítimo e terrestre) vem sendo reduzido, podendo chegar à equivalência entre ambos, em razão de os potenciais eólicos *onshore* disponíveis estarem se tornando menos atrativos, por possuírem condições menos interessantes de qualidade do vento e de fator de capacidade, além de ser crescente a resistência da população de locais afetados quanto à implantação de novas usinas *onshore*¹⁰⁸ – a exemplo do crescente movimento global “*Not in my backyard*”, contrário a empreendimentos de energia nas proximidades de regiões habitadas, turísticas ou com potencial para essas atividades¹⁰⁹.

Ademais, como já mencionado neste trabalho, turbinas *onshore* de tecnologia mais recente, em média, apresentam capacidade instalada de 4 MW. As *offshore*, no entanto, têm capacidade instalada média de 8,5 MW, havendo exemplo

¹⁰⁷ International Renewable Energy Agency (IRENA), RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Wind Power, vol.1, Power Sector. Junho de 2012. Disponível em https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf, acesso em 28.01.2023.

¹⁰⁸ HEVIA KOCH, P. A.; KLINGE JACOBSEN, H. Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs. **Energy Policy**, v. 125, 2019. pp. 9-19.

¹⁰⁹ Para um panorama do cenário nos EUA, vide reportagem da Forbes em <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2022/09/14/nimbyism-is-a-bipartisan-energy-problem/?sh=4e70bf393f73>, acesso em 28.04.2023.

no Reino Unido de parque eólico *offshore* com turbinas que possuem, cada uma, mais de 9 MW de capacidade instalada¹¹⁰.

Assim, a possibilidade de desenvolvimento tecnológico das turbinas voltadas à operação *offshore*, com ampliação da capacidade instalada individual, é um modo de reduzir a diferença de custos entre os empreendimentos terrestres e marítimos, pois estes últimos poderão usufruir de maiores ganhos de escala, ao se somar o menor custo proporcional por equipamento, o potencial eólico de capacidade mais elevada e a perenidade dos ventos.

Apesar dos avanços tecnológicos, que auxiliam na redução dos custos de empreendimentos eólicos *offshore*, há avaliação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que constata não serem suficientes, no momento, para competir com as demais fontes que compõem a matriz elétrica nacional. O preço da energia produzida por uma eólica *offshore* ainda não consegue disputar com os preços da eletricidade proveniente de outras fontes, a exemplo das eólicas *onshore*, usinas fotovoltaicas, parques térmicos a biomassa e outras fontes convencionais.

A EPE vem considerando as usinas eólicas *offshore* em suas análises prognósticas desde 2007. De fato, a primeira vez em que essa fonte surgiu nas discussões de planejamento brasileiro foi no Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, que destacou a maior velocidade e constância dos ventos em mar, além das limitações relacionadas à profundidade marítima para a instalação dos projetos e os potenciais conflitos com outras atividades desenvolvidas ao longo da costa, como a pesca. No caso brasileiro, haveria vantagens relacionadas às águas de baixa profundidade e o mar calmo ao longo de todo o litoral, o que reduziria os custos de fundação e,

¹¹⁰ WIND EUROPE. Wind energy in Europe - 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026. Fevereiro de 2022. Disponível em https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJmcmFpbHMiOmsibWVzc2FnZSI6IkJBaDdDRG9JYTJWNVNTSWhORFJ0ZDZJMWVUbg9OMII6TVRaaGEza3lkamgxZG1aM056WnZZZ1k2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRHbHZia2tpQVk1cGJteHBibVU3SUdYVnVZVzFsUFNKWGFxNWtaWFZ5YjNCbExWZHBibVF0Wlc1bGNtZDVMV2x1TFVWMWNTOXdaUzB5TURJeExYTjBZWFJwYzNScFkzTXVjR1JtSWpZ1ptbHNaVzVoYldVcVBWVIVSaTA0SnlkWGFxNWtaWFZ5YjNCbExWZHBibVF0Wlc1bGNtZDVMV2x1TFVWMWNTOXdaUzB5TURJeExYTjBZWFJwYzNScFkzTXVjR1JtQmpzR1ZEb1JZMj1ZEEdWdWRGOTBIWEJsU1NJVVlYQndiR2xqWVhScGlyNHZjR1JtQmpzR1ZBPT0iLCJleHAiOiIyMDIzLTAyLTlWVDAwOjMyOjU3LjQ3MloiLCJwdXliOiIjibG9iX2tleSJ9fQ===8a2105e3d4fc2d61f062a29df1f0a77b7ba6b1d3/Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf?content_type=application%2Fpdf&disposition=inline%3B+filename%3D%22Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf%22%3B+filename%2A%3DUTF-8%27%27Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf, acesso em 19.02.2023. p. 9.

consequentemente, de instalação dos empreendimentos. Sobre o custo de investimento, o PNE informou que as eólicas *onshore* possuíam custo de 1.000 a 1.400 US\$/kWh, enquanto as *offshore* chegavam a 1.500 a 2.300 US\$/kWh, denotando uma diferença substancial entre as fontes¹¹¹.

Em 2018, com a publicação do PNE 2050, estimou-se potencial *offshore* equivalente a 1.780 GW na Zona Econômica Exclusiva¹¹² (ZEE) brasileira e 57 GW se considerada apenas a área de 10 km de extensão a partir da costa. À época, o Ibama já contava com três projetos com pedido de licença ambiental, mas não havia clareza quanto ao marco regulatório aplicável, como ressaltou o documento. Em relação ao desenvolvimento global da fonte, a EPE frisou a aceleração das instalações em países europeus e o avanço tecnológico, que permitia a redução de custos de implantação. Por sua vez, a complexidade do transporte de peças e equipamentos de grande porte, superiores ao *onshore*, e a necessidade de infraestrutura portuária para a instalação e a operação dos parques já chamavam atenção do planejador nacional como elemento desafiador para a exploração dos potenciais marítimos¹¹³.

A EPE reforçou que, para a fonte tornar-se mais atrativa para a exploração no Brasil, era necessário que os custos de investimento se tornassem ainda menores, uma vez que outros recursos renováveis no país ainda possuíam custos bastante inferiores. De fato, sem uma política especificamente voltada à instalação de parques marítimos, a *offshore* deve concorrer com as demais fontes energéticas, em especial com as de natureza renovável. Se ocorrer a redução de 20%

¹¹¹ PONTE, Gustavo Pires da. Eólicas offshore no planejamento energético nacional: o que aprendemos até aqui? in GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 94-95.

¹¹² A Zona Econômica Exclusiva (ZEE) foi instituída pelos art. 55 a 75 da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, também conhecida como Convenção de Montego Bay, de 1982, ratificada pelo Brasil mediante do Decreto 99.165/1990. Referida Zona estende-se em até 200 milhas náuticas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial – este, por sua vez, estende-se por até 12 milhas náuticas. Na ZEE, ao contrário da área de mar territorial, o Estado costeiro não exerce soberania, mas direitos de soberania, com o propósito de exploração, aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, além de preservação do meio ambiente marinho, investigação científica e instalação de ilhas artificiais, instalações e estruturas, como bem pontuou Pereira da Silva. Para os demais Estados, não titulares da ZEE, é assegurada a liberdade de navegação e sobrevoo, bem como de instalação de cabos e dutos submarinos, além de outros usos internacionalmente lícitos. SILVA, Alexandre Pereira. **O Brasil e o direito internacional do mar contemporâneo**: novas oportunidades e desafios. São Paulo: Almedina, 2015. pp. 68-69.

¹¹³ PONTE, Gustavo Pires da. Eólicas offshore no planejamento energético nacional: o que aprendemos até aqui? in GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 95-96.

dos custos, o planejador estima a implantação de 16 GW no litoral brasileiro até 2050¹¹⁴.

Em 2019, o MME criou grupo de trabalho referente a novas tecnologias, o qual relatou a opção nacional pela estratégia da neutralidade tecnológica, isto é, “*a imparcialidade frente a quaisquer fontes ou tecnologias sem direcionamentos ou subsídios*”, o que leva à viabilização da fonte apenas com sua maturidade tecnológica e custos competitivos. Para as usinas em mar, foram encontradas claras vantagens nos referidos projetos: além da geração em volume superior ao *onshore*, há a possibilidade de instalação dos parques próximos aos centros de consumo (predominantes no litoral) e de aproveitamento da expertise da cadeia de suprimento do setor de óleo e gás¹¹⁵.

Nos Planos Decenais de Expansão da Energia (PDE) mais recentes (2029, 2030 e 2031), também produzidos pela EPE, a fonte eólica *offshore* foi avaliada como uma possibilidade viável de expansão da matriz elétrica nacional. Porém, no PDE 2029, a *offshore* apresentou custo mais de duas vezes superior ao da *onshore*, enquanto o PDE 2031 destacou CAPEX (custo de instalação) de referência de R\$ 10.300,00/MW e OPEX (custo de operação e manutenção) de R\$ 360,00/kW/ano. Destarte, os estudos concluíram que, a despeito da redução de custos visualizada para os ativos ao longo dos anos, a fonte ainda não se mostra competitiva em face às demais alternativas disponíveis ao mercado brasileiro, exigindo-se uma maior queda em seus custos para a viabilização econômica dos projetos. Entretanto, Pires da Ponte, ao examinar os documentos elaborados pelo ente planejador, exprimiu que se trata de mero indicativo, podendo ocorrer a viabilização dos parques *offshore* nos próximos anos¹¹⁶.

Em verdade, a EPE não considerou atributos não econômicos para a viabilização, a exemplo das externalidades ambientais positivas; a opção por investir

¹¹⁴ PONTE, Gustavo Pires da. Eólicas offshore no planejamento energético nacional: o que aprendemos até aqui? in GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 96-97.

¹¹⁵ PONTE, Gustavo Pires da. Eólicas offshore no planejamento energético nacional: o que aprendemos até aqui? in GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. p. 98.

¹¹⁶ PONTE, Gustavo Pires da. Eólicas offshore no planejamento energético nacional: o que aprendemos até aqui? in GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. p. 99-100.

de empreendedores multinacionais, ainda que com custos elevados, por razões distintas e complementares aos preços de investimento; o possível incentivo global ao desenvolvimento do hidrogênio verde; e a criação de políticas públicas de estímulo à instalação da fonte. Na hipótese de alguma ou algumas das alternativas acima ocorrer nos próximos anos, deverá haver aceleração quanto à instalação de projetos *offshore*, ainda que seus custos de implantação e de operação permaneçam acima da média do mercado de geração de energia renovável.

Em 30.04.2020, a EPE publicou estudo específico para a geração eólica *offshore*, constituindo verdadeiro ponto de inflexão no marco da fonte no Brasil. O “Roadmap eólica *offshore* Brasil: perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima” definiu sua finalidade como “estabelecer um ponto de partida para as discussões sobre a fonte eólica *offshore* concernentes ao planejamento energético”, de modo a contribuir com o amadurecimento nacional do tema¹¹⁷. No documento, a EPE mapeia o potencial brasileiro – obtendo resultado de 697 GW na área marítima mais atrativa, ou seja, aquela que apresenta ventos com velocidade mínima de 7m/s, a altura das torres de 100 m e profundidade máxima de 50 m¹¹⁸ – e traz uma análise dos custos de equipamentos e instalação, baseando-se em dados internacionais, estimando CAPEX entre R\$ 8.700/kW a R\$ 15.600/kW, dos quais 40% seriam atribuíveis ao preço das torres e seus componentes, enquanto os 60% restantes seriam praticamente divididos igualmente entre os custos de conexão à rede, obras civis e outros custos de capital. Em comparação às eólicas *onshore*, há grande distinção entre a divisão do CAPEX, visto que nestas mais de 70% do custo é devido às torres, dividindo-se quase igualmente os 30% restantes entre as demais rubricas acima mencionadas¹¹⁹.

¹¹⁷ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Eólica Offshore Brasil. NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020. p. 5. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf, acesso em 30.04.2023.

¹¹⁸ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Eólica Offshore Brasil. NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020. p. 17. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf, acesso em 30.04.2023.

¹¹⁹ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Eólica Offshore Brasil. NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020. pp. 50-52. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf, acesso em 30.04.2023.

A Empresa diagnosticou que há espaço para redução de custos em geral para implantação de uma usina eólica *offshore*, em especial considerando os ganhos de escala dos projetos, que apresentam capacidade instalada bastante elevada. Citando estudo do IRENA, de 2016, anuncia a possibilidade de diminuição de até 30% dos custos totais da fonte até 2030. Não há certeza da velocidade dessa redução, que poderia alcançar valores mais baixos a depender da aceleração dos investimentos, a partir de incentivos dos diferentes mercados globais. Conforme apontado pelo IEA, em estudo de 2018, também mencionado pelo *Roadmap*, os valores poderiam chegar a até US\$ 2.000/kW em 2040, em um cenário otimista¹²⁰.

O *Roadmap* trouxe análises do cenário internacional e, ainda, da situação então atual do ponto de vista regulatório e ambiental, além de traçar algumas sugestões técnicas sobre a possibilidade de conexão à rede de transmissão por futuras usinas eólicas *offshore* no Brasil.

Por fim, a EPE indicou alguns desafios identificados ao desenvolvimento da fonte no território nacional: (i) melhoria de dados técnicos, a exemplo dos anemométricos e climatológicos existentes; (ii) identificação de áreas marítimas com restrição à instalação de usinas; (iii) adequação do sistema portuário e disponibilidade de navios para as atividades a serem realizadas na montagem e operação das usinas; (iv) adaptação da indústria nacional para atendimento à demanda *offshore*; (v) capacitação de profissionais do serviço público e privado; (vi) avaliação da necessidade de reforços e ampliação da rede de transmissão para escoamento da energia gerada *offshore*; (vii) incerteza sobre potenciais conflitos com outras atividades e a busca de mecanismo capaz de atenuar e solucioná-los; (viii) adequação de procedimentos e normas ambientais e regulatórias; e (ix) competitividade da fonte eólica *offshore* em face de outras fontes de energia.

A avaliação da EPE, ao longo de diversos instrumentos de planejamento energético, culminando com o *Roadmap*, tem o propósito e a função de despertar o debate nacionalmente sobre a fonte, em face do dinamismo e da atenção que essa modalidade de geração vem ganhando no exterior. A percepção de custos

¹²⁰ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Eólica Offshore Brasil. NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020. pp. 54-57. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf, acesso em 30.04.2023.

é observação importante para discutir como tornar esses empreendimentos viáveis economicamente no Brasil, a partir de adaptações das lições internacionais para a indústria nacional. No mais, a enumeração dos desafios técnicos e regulatórios para permitir o desenvolvimento adequado da fonte é um primeiro e relevante passo, que leva a discussões concretas, voltadas à superação dos problemas e à constituição de ambiente apropriado para o surgimento de uma indústria nacional.

4 CAMINHO PARA UM MARCO REGULATÓRIO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA *OFFSHORE*

A corrida global pela transição energética, com a exploração de novos potenciais eólicos *offshore*, não escapou ao Brasil. O país, com geografia favorável à implantação de empreendimentos no mar – em razão da existência de águas pouco profundas ao longo de todo litoral e ventos constantes, em velocidades médias elevadas, atrai a atenção de investidores nacionais e internacionais.

Como será visto ao longo deste capítulo, o Estado já possuía regulamentação relacionada à cessão de áreas marítimas, orientada por normativa da Secretaria de Patrimônio da União (SPU), e também contava com regras regulatórias estabelecidas pela ANEEL para a outorga e exploração de potenciais eólicos, sem explicitação de qualquer restrição relacionada à localidade de instalação (se marítima ou terrestre). Inexistia, contudo, regulamentação voltada à produção de energia eólica no mar, seja para a cessão de áreas destinadas a essa finalidade, seja para a outorga de exploração dessa atividade propriamente dita.

Em decorrência de diversos acontecimentos que serão adiante narrados, em especial a constatação, por parte de órgãos estatais, da anomia político-legislativa sobre a geração de energia elétrica *offshore*, os investidores viram-se obstaculizados a seguir em frente com seus projetos. Com isso, deu-se início à pressão dos atores interessados junto aos poderes Executivo e Legislativo federal para que fosse regulamentada a atividade de geração de energia *offshore*, com o intuito de garantir segurança jurídica aos novos projetos.

Portanto, a iniciativa em regulamentar a cessão de áreas marítimas para projetos de geração elétrica *offshore* surgiu diante da necessidade de tutelar projetos em estudo, de interesse de diversos agentes setoriais, muitos dos quais já haviam submetido ao Ibama o respectivo processo de licenciamento ambiental. Primeiro, os agentes demonstraram o nítido interesse em desenvolver a atividade de geração elétrica *offshore*, com a elaboração de projetos e, inclusive, sua submissão ao licenciamento ambiental, e somente depois o Estado veio a perceber a necessidade de instituir orientação jurídico-normativa específica, a pedido dos investidores interessados. Ou seja, foi constatada a anomia sobre o tema somente

após a necessidade de se tutelar projetos e interesses do capital privado em relação ao uso de potenciais energéticos no oceano.

Vale repisar que o Brasil é signatário do Acordo de Paris (2015)¹²¹, tendo assumido compromissos mediante apresentação de Contribuição Nacionalmente Determinada (*NDC*, na sigla em inglês), para reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de referência de 2005, em 2025; em 50% abaixo dos níveis de 2005, em 2030; e atingir a neutralidade em 2050¹²². A assinatura do Acordo e o comprometimento em reduzir as emissões nacionais devem impulsionar o país a buscar novas formas de atuação no campo energético, a despeito de já possuir 83,53% da sua matriz elétrica proveniente de fontes renováveis¹²³.

De fato, apesar de a matriz energética brasileira ser largamente limpa, com forte presença de fontes renováveis, se houver intenção em avançar na pauta da descarbonização, a energia eólica *offshore* consiste em fonte bastante adequada para o alcance desse objetivo, que não é somente brasileiro. Afinal, o compromisso em combater o aquecimento global e as mudanças climáticas dele decorrentes constitui verdadeiro empenho coletivo globalizado, com esforços de todos os países signatários do Acordo de Paris. Não pode o Brasil se furtar a adotar políticas ambientalmente mais ajustadas ao objetivo de evitar catástrofes climáticas, seja na geração de energia, seja em outras atividades econômicas.

Nesse viés, é importante recordar que a União detém competência exclusiva para fins de formulação da política energética nacional, inclusive cabendo-lhe privativamente legislar sobre energia, na forma do art. 22, IV, da Constituição Federal. Com fundamento nesse dispositivo, foi publicada a Lei 9.478/1997, que dispõe, entre outros assuntos, sobre a política energética nacional, declarando, em seu art. 1º, que é objetivo dessa política, entre outros, (i) proteger o meio ambiente e

¹²¹ O Decreto 9.073/2017 ratificou o Brasil como signatário, mediante a promulgação do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, celebrado em Paris, em 12.12.2015, e firmado em Nova Iorque, em 22.04.2016.

¹²² A NDC brasileira, atualizada em 08.02.2022, está disponível em <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/comite-interministerial-sobre-mudanca-do-clima/arquivos-cimv/item-de-pauta-3-paris-agreement-brazil-ndc-final-1.pdf>, acesso em 10.04.2023.

¹²³ Informação disponibilizada no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), em 14.04.2023, acessível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>.

promover a conservação de energia; (ii) utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; (iii) atrair investimentos na produção de energia; (iv) ampliar a competitividade do país no mercado internacional; (v) fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável; e (vi) mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes.

Destarte, observa-se que não só a União detém o poder-dever de formular a legislação e definir a política pública a ser adotada em relação à energia elétrica produzida *offshore*, como também há plena harmonia entre a nova tecnologia renovável e as diretrizes da política energética nacional, consoante disposto na lei.

Em janeiro de 2022, o Poder Executivo Federal editou o Decreto 10.946/2022, que estabeleceu as normas gerais para a cessão de uso de áreas *offshore* voltadas à instalação de empreendimentos de geração de energia elétrica. Em seguida, em setembro do mesmo ano, foram publicadas Portarias que buscaram detalhar alguns dos aspectos tratados no Decreto.

Nas seções a seguir, serão indicados os normativos existentes antes da legislação específica quanto à geração *offshore*; como a publicação do Decreto e das Portarias hoje vigentes delinearão alguns aspectos relevantes sobre o tema; as discussões acerca dos Projetos de Lei em trâmite sobre geração elétrica *offshore*; e como ainda há incertezas a serem elucidadas por instrumentos normativos supervenientes.

4.1 Normas sobre a cessão de uso de áreas *offshore*

4.1.1 Cessão de uso de áreas marítimas previamente à publicação do Decreto 10.946, de 2022

Antes da publicação do Decreto 10.946/2022, já havia diversas normas que cuidavam da temática, de forma ampla, porém sem estabelecer especificamente critérios para a exploração de energia elétrica no mar. Na lacuna de norma específica, eram aplicáveis os textos legais de caráter geral, conforme abaixo discorrido.

O mar territorial e os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva, por força constitucional, são bens da União, na forma do art. 20, V e VI, da Constituição da República.

O Decreto-Lei 9.760/1946¹²⁴, ao tratar dos bens imóveis da União, traz no art. 64¹²⁵ que, se não estiverem destinados a serviço público, os aludidos bens poderão ser alugados, aforados ou cedidos a terceiros, selecionando-se o regime aplicável de acordo com a respectiva conveniência para a União. Nesse contexto, conforme o art. 67¹²⁶ do mesmo diploma legal, a delegação de uso de bens imóveis da União, bem como a fixação do valor locativo e venal dos aludidos bens, é de competência da Secretaria de Patrimônio da União (SPU), atualmente denominada Secretaria de Coordenação e Governança do Patrimônio da União, vinculada à Secretaria Especial de Desestatização, Desinvestimento e Mercados do Ministério da Economia.

Na esteira do disposto no referido Decreto-Lei, a Lei 9.636/1998, que dispõe sobre a regularização, administração, aforamento e alienação de bens imóveis de domínio da União, estabelece no art. 18, II¹²⁷, que a União pode ceder, gratuitamente ou em condições especiais, imóveis de sua titularidade para terceiros interessados, se houver interesse público ou social ou ainda na hipótese de aproveitamento econômico de interesse nacional.

¹²⁴ Apesar de sua publicação ter ocorrido em 06 de setembro de 1946, o Decreto-Lei 9.760/1946 foi recepcionado pela Constituição vigente, mantendo-se em vigor nos dias de hoje.

¹²⁵ Art. 64. Os bens imóveis da União não utilizados em serviço público poderão, qualquer que seja a sua natureza, ser alugados, aforados ou cedidos.

§ 1º A locação se fará quando houver conveniência em tornar o imóvel produtivo, conservando porém, a União, sua plena propriedade, considerada arrendamento mediante condições especiais, quando objetivada a exploração de frutos ou prestação de serviços.

§ 2º O aforamento se dará quando coexistirem a conveniência de radicar-se o indivíduo ao solo e a de manter-se o vínculo da propriedade pública.

§ 3º A cessão se fará quando interessar à União concretizar, com a permissão da utilização gratuita de imóvel seu, auxílio ou colaboração que entenda prestar.

¹²⁶ Art. 67. Cabe privativamente ao S.P.U. a fixação do valor locativo e venal dos imóveis de que trata este Decreto-lei.

¹²⁷ Art. 18. A critério do Poder Executivo poderão ser cedidos, gratuitamente ou em condições especiais, sob qualquer dos regimes previstos no Decreto-Lei nº 9.760, de 1946, imóveis da União a:

I - Estados, Distrito Federal, Municípios e entidades sem fins lucrativos das áreas de educação, cultura, assistência social ou saúde; (Redação dada pela Lei nº 11.481, de 2007)

II - pessoas físicas ou jurídicas, em se tratando de interesse público ou social ou de aproveitamento econômico de interesse nacional.

Os parágrafos¹²⁸ do mencionado art. 18 especificam que a cessão pode ser efetuada sob o regime de concessão de direito real de uso resolúvel, dispensando-se a licitação em caso de cessão em favor de associações e cooperativas que demonstrem desenvolvimento de atividades de interesse público ou social ou ainda de aproveitamento econômico de interesse nacional. Para a situação de uso do espaço físico em águas públicas, como é a hipótese vislumbrada para a implantação de eólicas *offshore*, por caracterizarem domínio da União, insuscetível de transferência de direito real, o §2º informa que deve ser objeto de cessão de uso.

Em ambos os casos, a cessão deve ser realizada pelo Presidente da República ou, sob sua delegação, pelo Ministro da Fazenda, ou a quem este subdelegue. A formalização da cessão deve ocorrer por termo ou contrato, no qual constem sua finalidade e o prazo de exercício, tornando-se a cessão nula, de pleno direito, caso venha a ser dada ao imóvel destinação total ou parcialmente diversa da indicada no ato autorizativo e, conseqüentemente, no respectivo termo ou contrato de cessão. Por fim, para o que interessa ao presente tema, o §5º pontua que, se a destinação dada ao imóvel for para empreendimento de fim lucrativo, a cessão será sempre onerosa e, desde que haja condições de competitividade, serão observados os procedimentos licitatórios previstos em lei.

O art. 19, V¹²⁹, da mesma lei permite que seja dado prazo de carência para o início dos pagamentos das contribuições devidas à União pelo cessionário, se

¹²⁸ Art. 18 (...) § 1º A cessão de que trata este artigo poderá ser realizada, ainda, sob o regime de concessão de direito real de uso resolúvel, previsto no art. 7º do Decreto-Lei nº 271, de 28 de fevereiro de 1967, aplicando-se, inclusive, em terrenos de marinha e acrescidos, dispensando-se o procedimento licitatório para associações e cooperativas que se enquadrem no inciso II do caput deste artigo. (Redação dada pela Lei nº 11.481, de 2007)

§ 2º O espaço aéreo sobre bens públicos, o espaço físico em águas públicas, as áreas de álveo de lagos, rios e quaisquer correntes d'água, de vazantes, da plataforma continental e de outros bens de domínio da União, insuscetíveis de transferência de direitos reais a terceiros, poderão ser objeto de cessão de uso, nos termos deste artigo, observadas as prescrições legais vigentes.

§ 3º A cessão será autorizada em ato do Presidente da República e se formalizará mediante termo ou contrato, do qual constarão expressamente as condições estabelecidas, entre as quais a finalidade da sua realização e o prazo para seu cumprimento, e tornar-se-á nula, independentemente de ato especial, se ao imóvel, no todo ou em parte, vier a ser dada aplicação diversa da prevista no ato autorizativo e conseqüente termo ou contrato.

§ 4º A competência para autorizar a cessão de que trata este artigo poderá ser delegada ao Ministro de Estado da Fazenda, permitida a subdelegação.

§ 5º Na hipótese de destinação à execução de empreendimento de fim lucrativo, a cessão será onerosa e, sempre que houver condições de competitividade, serão observados os procedimentos licitatórios previstos em lei e o disposto no art. 18-B desta Lei. (Redação dada pela Lei nº 13.813, de 2019)

¹²⁹ Art. 19. O ato autorizativo da cessão de que trata o artigo anterior poderá: (...)

V - conceder prazo de carência para início de pagamento das retribuições devidas, quando:

for necessário à viabilização econômico-financeira do empreendimento, em caso de interesse no desenvolvimento de atividade pouco ou ainda não efetuada no país ou em alguma de suas regiões, ou ainda para o incentivo a microempresas, cooperativas ou associações de pequenos produtores ou segmentos econômicos nacionais que precisem de incremento.

O art. 21¹³⁰, por sua vez, indica que a cessão sob regime de arrendamento poderá ter seu prazo estendido, com a finalidade de garantir retorno econômico ao projeto que se planeja realizar no espaço cedido. A extensão de prazo deverá dar-se de modo justificado e por período não superior ao necessário à viabilidade econômica do empreendimento, limitado igualmente ao período da possível renovação de prazo do ato autorizativo.

Nesse quadro, o Decreto-Lei 9.760/1946 e a Lei 9.636/1998 estabelecem as linhas gerais para a cessão de uso de áreas marítimas, de titularidade da União, a terceiros, trazendo inclusive normas que poderiam favorecer os empreendimentos eólicos *offshore* com período de carência para início do pagamento de contribuições e extensão do prazo de uso do espaço. Entretanto, como é de comum conhecimento, os entes públicos e os agentes privados entenderam que seria mais adequado instituir regime próprio à cessão de uso marítimo para fins energéticos, por razões a serem expostas mais adiante.

4.1.1.1 Portaria SPU 404, de 2012, e entendimento da ANEEL

Em regulamentação à legislação supra referida, a SPU editou a Portaria 404/2012, para disciplinar a cessão de espaços físicos em águas públicas. O art. 2^o¹³¹ restringe a aplicação da Portaria às águas de domínio da União localizadas

-
- a) for necessária a viabilização econômico-financeira do empreendimento;
 - b) houver interesse em incentivar atividade pouco ou ainda não desenvolvida no País ou em alguma de suas regiões; ou
 - c) for necessário ao desenvolvimento de microempresas, cooperativas e associações de pequenos produtores e de outros segmentos da economia brasileira que precisem ser incrementados.

¹³⁰ Art. 21. Quando o projeto envolver investimentos cujo retorno, justificadamente, não possa ocorrer dentro do prazo máximo de 20 (vinte) anos, a cessão sob o regime de arrendamento poderá ser realizada por prazo superior, observando-se, nesse caso, como prazo de vigência, o tempo seguramente necessário à viabilização econômico-financeira do empreendimento, não ultrapassando o período da possível renovação.

¹³¹ Art. 2^o São enquadradas nesta portaria as estruturas náuticas em espaço físico em águas públicas de domínio da União, tais como lagos, rios, correntes d'água e mar territorial, até o limite de 12 milhas marítimas a partir da costa.

a até 12 milhas náuticas da costa. Ou seja, são passíveis de cessão na forma de suas normas apenas as águas contidas no denominado mar territorial brasileiro.

No art. 3º¹³², §2º, I, a Portaria dispõe que as estruturas náuticas serão sempre objeto de cessão onerosa, no caso de sua destinação voltar-se à exploração de atividades econômicas comerciais e industriais, aplicando-se o procedimento licitatório na seleção do agente interessado. A cessão poderá ser gratuita se estiver presente o interesse público ou social, a exemplo de instalações destinadas à infraestrutura e execução de serviços públicos, desde que não vinculados a empreendimentos com fins lucrativos.

O art. 12¹³³ da mesma Portaria também estabelece que a Secretaria pode emitir certidão declaratória sobre a disponibilidade do espaço físico em águas públicas, para que o interessado dê início aos licenciamentos necessários.

Com fulcro nesses dispositivos, agentes com interesse em implantar projetos eólicos *offshore* solicitaram à SPU a emissão de certidões declaratórias, para

¹³² Art. 3º As estruturas náuticas, para fins desta Portaria, são classificadas, da seguinte forma:

I - de interesse público ou social;

II - de interesse econômico ou particular;

III - de uso misto.

§1º As estruturas náuticas de interesse público ou social serão objeto de cessão de uso gratuita, sendo aquelas:

I - de uso público, acesso irrestrito e não oneroso;

II - destinadas à habitação de interesse social;

III - utilizadas por comunidades tradicionais, podendo ser feita a cessão na modalidade coletiva para entidades ou conjunto de famílias;

IV - identificadas como o único acesso ao imóvel;

V - utilizadas em sua totalidade por entes públicos municipais, estaduais ou federais, em razão de interesse público ou social;

VI - destinadas à infraestrutura e execução de serviços públicos desde que não vinculados a empreendimentos com fins lucrativos;

VII - edificadas por entidades de esportes náuticos nos termos do art. 20 do Decreto-Lei nº 3.438, de 17 de julho de 1941;

§2º As estruturas náuticas de interesse econômico ou particular serão objeto de cessão de uso onerosa, respeitados os procedimentos licitatórios previstos na Lei 8.666, de 1993, sendo aquelas:

I - destinadas ao desenvolvimento de atividades econômicas comerciais, industriais, de serviços ou de lazer;

II - cuja utilização não seja imprescindível ao acesso à terra firme;

III - que agreguem valor a empreendimento, geralmente utilizadas para o lazer;

IV - utilizadas como segunda residência, ou moradia por família não classificada como de baixa renda.

§3º As estruturas náuticas de uso misto, que possibilitam acesso e uso público, gratuito e irrestrito para circulação, atracação ou ancoragem em apenas parte do empreendimento, serão objeto de cessão em condições especiais, descontando, para fins de cálculo do preço, a área reservada ao uso público.

¹³³ Art. 12. A SPU/UF, quando solicitada, expedirá certidão declaratória acerca da situação de regularidade da área em terra sob o domínio da União, bem como se há disponibilidade do espaço físico em águas públicas, para que o interessado possa dar início aos demais licenciamentos.

fins de complementar a documentação apresentada à ANEEL no âmbito do processo de emissão de outorga de usinas eólicas. Afinal, a Resolução Normativa (REN) 876/2020, que trata da autorização para implantação e exploração de centrais geradoras eólicas e outras fontes, dispõe que a declaração de posse ou propriedade das áreas onde será implantado o empreendimento consiste em exigência para a expedição de Despacho de Registro de Requerimento de Outorga (DRO), etapa prévia à outorga de autorização do parque eólico¹³⁴.

Importa frisar que a Agência havia emitido DRO anteriormente para uma usina eólica *offshore*, nomeadamente a central geradora Marítimo Asa Branca I, que requereu a prorrogação do referido ato, ante a incapacidade de dar seguimento às licenças e demais autorizações necessárias para a obtenção da outorga do projeto. Nesse cenário, em que havia agente interessado em prorrogar o prazo de seu DRO e agentes com novos projetos, solicitando DROs pela primeira vez para empreendimentos *offshore*, a área técnica da ANEEL passou a questionar-se quanto ao cabimento da emissão do ato sem outras delimitações normativas ou políticas para a implantação de projetos eólicos marítimos.

Diante desse impasse, a Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG), em conjunto com a Superintendência de Regulação da Geração (SRG), encaminharam o Ofício 524/2020–SCG/SRG/ANEEL à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) do MME, solicitando esclarecimentos acerca do processo regulatório de autorização para projetos *offshore*.

Em resposta, a SPE encaminhou o Ofício 7/2021/SPE-MME, no qual explicitou a ausência de normas claras, naquele momento, para o desenvolvimento da atividade eólica *offshore* no Brasil. A Secretaria compreendia que, em princípio, a regulação aplicável às eólicas *onshore* poderia ser utilizada para os projetos em área marítima. Destacou, contudo, que, em conversas com agentes interessados no

¹³⁴ De acordo com a REN 876/2020, que disciplina o procedimento para emissão de outorgas para implantação e exploração de parques geradores eólicos, fotovoltaicos, termelétricos e de outras fontes alternativas, a emissão de autorização para instalar uma central geradora inclui etapa intermediária, potencialmente facultativa, em que o agente interessado solicita a emissão do Despacho de Registro de Requerimento de Outorga (DRO), com a finalidade de facilitar a obtenção de informação de acesso junto à concessionária de transmissão de energia elétrica ou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e de licenças ou autorizações dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental ou de outros órgãos públicos, consoante art. 6º, §§1º e 3º da Resolução.

desenvolvimento da atividade *offshore*, notou-se a relevância de diretrizes claras para propiciar os investimentos necessários, como forma de minimizar riscos jurídicos e econômicos aos agentes e projetos.

Ainda, esclareceu que, para áreas além do mar territorial, não havia regulamentação aplicável, uma vez que à SPU competia apenas a gestão dessa porção marítima, consoante art. 10, §4º, da Instrução Normativa SPU 02/2018¹³⁵. Logo, se o projeto estivesse localizado após o mar territorial, a Portaria SPU 404/2012, ou qualquer outra norma da SPU, não seria aplicável.

Por tais razões, enxergou-se a possibilidade de ocorrer regulamentação pela via legal ou infralegal. Na hipótese de ser selecionada a via infralegal, a SPE aduziu que, de acordo com a Política Marítima Nacional (PMN), a competência seria do Ministério de Minas e Energia (MME), visto que caberia a este coordenar a intensificação da pesquisa e do aproveitamento de fontes energéticas não convencionais relacionadas ao mar.

A SPE, porém, indicou que, em tese, inexistiria óbice à emissão de DRO para projetos eólicos *offshore*, se cumpridas as exigências regulatórias. Ao mesmo tempo, a Secretaria pontuou ser interessante que o Poder Público possuísse um modelo de seleção e um desenho de mercado para a atividade eólica no mar, o que poderia trazer restrições ao DRO ou mesmo a desnecessidade de sua expedição, a depender do regime escolhido.

A SCG, de posse das respostas da SPE/MME, encaminhou consulta à Procuradoria Federal (PF) junto à ANEEL, questionando se a declaração da SPU seria uma forma de demonstrar a exigência de posse ou propriedade da área onde seria implantado o empreendimento, para fins de emissão do DRO. A SCG destacou

¹³⁵ Art. 10 A identificação do mar territorial seguirá o disposto no inciso VI do art. 20 da CF/88 e no art. 1º da Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993.

§1º É considerado bem da União o mar territorial brasileiro, que compreende uma faixa de doze milhas marítimas (cerca de 22 km) de largura, medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continental e insular, tal como indicada nas cartas náuticas de grande escala, reconhecidas oficialmente no Brasil.

§2º O domínio da União sobre o mar territorial abrange, de forma integral, o espaço físico da coluna d'água, o leito marinho e o seu subsolo, e se restringe apenas pelo direito de passagem inocente.

§3º Nos locais em que a costa apresente recortes profundos e reentrâncias ou em que exista uma franja de ilhas ao longo da costa na sua proximidade imediata, será adotado o método das linhas de base retas, ligando pontos apropriados, para o traçado da linha de base, a partir da qual será medida a extensão do mar territorial.

§4º Não é de competência da SPU a gestão das áreas após o mar territorial.

que, ainda que o art. 12 da Portaria 404/2012 facultasse a emissão da declaração de disponibilidade para facilitar a obtenção de licenciamentos para o projeto, a SPU poderia emití-la para vários agentes interessados na mesma área, sem preferência a qualquer um deles.

Nesse cenário, a Procuradoria, mediante o Parecer 107/2021, recomendou que não fossem emitidos DROs para empreendimentos *offshore*, em face da ausência do “título jurídico necessário à exploração da área marítima”. A mera declaração da SPU, nos moldes do art. 12 da Portaria 404/2012, não se mostraria suficiente à comprovação da posse das áreas *offshore* onde se pretendem instalar o projeto eólico, pois apenas tem o condão de informar a disponibilidade do espaço marítimo, sem ceder seu uso ou posse a terceiro interessado.

A PF complementou que a falta de diretrizes para explorar a atividade *offshore* levava à ausência de comprovação da posse das áreas e, por cautela, a ANEEL não deveria prosseguir nos processos de outorga dos referidos empreendimentos. Afinal, por força do art. 2º da Lei 9.427/1996, que instituiu a Agência, a ANEEL deve atuar em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Agir em desconformidade com a política setorial ou atuar na ausência de política específica, de acordo com a Procuradoria, subtrairia “a competência legal do poder concedente” e exporia a “atuação regulatória e o desenvolvimento da atividade a embaraços desnecessários”.

No Parecer, a Procuradoria destacou que até mesmo a SPU havia afirmado ser inviável destinar áreas *offshore* para parques eólicos antes de definido pelo estado o modelo exploratório aplicável. A Secretaria de Patrimônio, inclusive, no Ofício 16341/2016-MP, citado no referido Parecer, sugere que a ANEEL preveja os procedimentos aplicáveis à seleção do agente que poderá implantar a eólica *offshore*, de modo que a SPU não restasse incumbida de realizar processos licitatórios para cessão de área marítima com esse fim. Nesses termos, segundo a sugestão da SPU, caso a ANEEL definisse, mediante procedimentos próprios, o empreendedor selecionado para gozar de outorga exclusiva de parque gerador *offshore*, a SPU providenciaria o ato de cessão de uso correspondente, dispensada a licitação.

No bojo dessa situação kafkiana, diante da “falta de maturidade do processo de outorga” para empreendimentos eólicos no mar, a PF recomendou que não fossem expedidos DROs para esses projetos, devendo aguardar-se a publicação de regulamentação sobre o tema pelo Poder Concedente ou, caso houvesse interesse da Agência, mediante a realização de consulta pública para a elaboração de regras específicas para essa fonte, com o envolvimento do MME, da EPE e de outras entidades setoriais.

Por fim, a PF arrematou sua manifestação indicando que, ao tempo em que foi emitido o DRO do primeiro projeto *offshore*, não estava clara a necessidade de política pública acerca do assunto. No entanto, essa imprescindibilidade havia-se tornado evidente, o que deveria conduzir à suspensão das emissões de DRO pela Agência.

O posicionamento exarado no Parecer foi acatado pela SCG, que sobrestou todos os requerimentos de DRO existentes para eólicas *offshore*. Com isso, os agentes setoriais viram-se sem possibilidade de prosseguir com os pedidos de outorga dos empreendimentos e, via de consequência, impedidos de futuramente implantar os projetos desejados. Como apontado pela Procuradoria, havia necessidade de ser instituída diretriz pública quanto à exploração eólio-elétrica *offshore*, bem como a determinação de normas que permitissem a cessão da posse de área marítima ao interessado.

No contexto da edição do referido Parecer, já havia diversos projetos apresentados ao Ibama para obtenção do licenciamento ambiental. Com a objeção da ANEEL ao seguimento do processo administrativo, os agentes continuaram protocolizando pedidos de licença ao Ibama, como forma de sinalizar seus interesses em efetuar os projetos eólicos *offshore*. A proliferação desses projetos não se deu de modo uniforme ao longo da costa nacional, evidentemente, mas sim ao redor de pontos de interesse específicos, o que levou à sobreposição de área de implantação entre vários empreendimentos.

Diante das dificuldades que foram surgindo, observou-se o nascimento de uma questão principal para o desenvolvimento dos projetos *offshore* no Brasil: quem deve ter o direito de utilizar o espaço marítimo para instalar o

empreendimento? Portanto, a dúvida reside na determinação da titularidade das áreas marítimas e no critério a ser utilizado para tanto.

Destarte, seja porque a ANEEL freou a emissão de DROs para empreendimentos *offshore*, seja porque há evidente disputa territorial por áreas marítimas para os referidos projetos, viu-se a necessidade premente de definir o critério de alocação das áreas *offshore*. Além disso, conforme recomendado pela Procuradoria Federal, deve ser determinado regime específico para essa modalidade de geração. Nesses termos, a União encontrou espaço para editar o Decreto 10.946/2022, na tentativa de solucionar os problemas existentes e, a um só tempo, delinear o regime geral aplicável às usinas *offshore*.

4.1.2 Decreto 10.946, de 2022

O Decreto 10.946, publicado em 25.01.2022, traz as linhas gerais do regime de cessão de uso de áreas marítimas e o aproveitamento dos recursos naturais para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*.

Em seu art. 1º, o Decreto estabelece sua competência sobre a cessão de áreas para geração de energia elétrica *offshore*, por qualquer fonte, nas águas interiores da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental. Estão excluídos da competência do Decreto os rios e bacias hidrográficas, consoante §3º do mesmo dispositivo.

A área marítima a ser cedida será delimitada por prisma, caracterizado como “área vertical de profundidade coincidente com o leito submarino, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices”, de acordo com o art. 2º, II. O Ministério de Minas e Energia será responsável pela cessão, porém, no caso de áreas no mar territorial, águas interiores ou em terra, haverá prévia entrega de sua titularidade ao MME pela SPU. Na forma do art. 21, o Ministério poderá delegar à ANEEL a competência para celebrar o contrato de cessão e efetuar os atos necessários à sua formalização.

Para a cessão, deverão ser previamente emitidas, pelos entes públicos listados no art. 10, as Declarações de Interferência Prévia (DIP), cuja finalidade consiste em identificar eventual interferência do prisma a ser cedido em

outras instalações ou atividades. São, no total, nove entidades convocadas a verificar a compatibilidade do projeto com eventuais outras atividades realizadas na área de interesse. São elas: Comando da Marinha; Comando da Aeronáutica; Ibama; Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade; Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); Ministério da Infraestrutura; Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; Ministério do Turismo; e Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel). Conforme exposto no art. 22, tais entes devem, preferencialmente, disponibilizar suas manifestações em plataforma única de acesso eletrônico – posteriormente especificada com o PUG-Offshore, de acordo com a previsão da Portaria Interministerial MME/MMA 03/2022, mais adiante comentada.

As modalidades do regime de cessão são delimitadas a partir de duas características principais: sua finalidade e o procedimento aplicável. Em relação à finalidade da cessão, esta poderá ser gratuita ou onerosa, a depender se destinada à atividade de pesquisa e desenvolvimento tecnológico ou à exploração de central geradora, respectivamente, conforme disposto no art. 5º.

Em termos procedimentais, o Decreto prevê as modalidades de cessão planejada ou independente. A primeira, objeto dos art. 9º, §1º, 12 e 13, consiste na oferta de prismas delimitados previamente pelo MME, mediante processo licitatório, cujo critério de julgamento será o maior retorno econômico pela cessão, de acordo com o art. 11, II.

Por sua vez, a modalidade independente se caracteriza pela delimitação de prismas pelo próprio interessado, consoante art. 9º, §2º. O MME verificará se o prisma apresentado pelo agente possui sobreposição com área já solicitada ou cedida, hipótese em que o interessado disporá de 90 dias para ajustar o polígono pretendido, sob pena de arquivamento do requerimento de cessão.

Não há clareza, pelo texto do Decreto, se seria aplicável o processo licitatório à cessão independente, ou se pode ser celebrado, de forma direta, contrato de cessão entre o Poder Concedente e o interessado, após ultrapassadas as etapas de verificação da sobreposição de áreas e de obtenção das declarações dos entes mencionados no art. 10. Em suma, paira dúvida sobre o art. 11 ser de aplicação mandatória à cessão independente, ou se há possibilidade de cessão de área *offshore*

sem licitação ou oferta a terceiros. Esse ponto, posteriormente, foi esclarecido no âmbito da Portaria emitida pelo MME como regulamentação ao Decreto, conforme exposto mais adiante neste trabalho.

O Decreto estabelece que a cessão do uso não dispensa a obtenção de outorga para implantar e explorar o empreendimento de geração, conforme regulação vigente da ANEEL. Como condição à emissão da outorga, conforme disposto nos art. 18, 19 e 24, há obrigatoriedade de realizar estudos de potencial energético *offshore*, que serão disponibilizados pela Agência em seu site após a expedição da autorização do empreendimento. Há possibilidade, de acordo com o art. 18, parágrafo único, de a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ser responsável pela elaboração dos referidos estudos, especialmente no caso de cessão planejada.

Por fim, o texto normativo é aplicável a processos de cessão de uso em tramitação, na forma do art. 20. Assim, o agente deve ratificar seu interesse, perante o MME, em relação ao prisma solicitado.

Convém expor que, pelo art. 23, indica a possibilidade de realização de leilões específicos para a fonte *offshore*, desde que a EPE ou o MME apontem a necessidade de desenvolvimento dessa fonte no planejamento setorial.

Na forma do art. 29, o Decreto apenas entrou em vigor em 15.06.2022. O MME, ademais, dispunha até 12.12.2022 para editar normas complementares ao disposto no texto normativo, o que se deu pela publicação, em outubro de 2022, da Portaria 52/GM/MME e da Portaria Interministerial MME/MMA 03/2022, analisadas mais adiante no presente trabalho.

Em que pese a edição das referidas portarias, persistem ainda muitos pontos relevantes a serem regulamentados, como a determinação do critério econômico para julgamento da licitação, a definição de valores para a cessão onerosa, ou ainda os aspectos regulamentares da cessão voltada à pesquisa e desenvolvimento nas áreas marítimas, tema que ainda não foi disciplinado por portarias ou resoluções.

Estudo da Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (Abeeólica) aponta ser importante a definição de algumas lacunas

normativas com celeridade, de modo a fornecer segurança jurídica aos investidores interessados na indústria eólica *offshore* brasileira. Como principais pontos pendentes de regulamentação, a Associação indica (i) definição da metodologia de cálculo do valor pelo uso do bem público, a ser pago pelo agente após o processo licitatório, enfatizando que deve ser previsto um valor justo pela cessão, não onerando demasiadamente os projetos iniciais e, ao mesmo tempo, não penalizando os ganhos da União. Como sugestão, apresenta a possibilidade de, no início do prazo de outorga, o empreendedor pagar UBP mais baixo, aumentando-se a remuneração devida à União com o passar dos anos; e (ii) determinação do limite máximo de área cedida a um mesmo agente ou em um mesmo contrato, com o objetivo de evitar práticas especulativas, bem como estimular a concorrência e a diversidade de agentes na nova atividade. Destaque-se que a Abeeólica compreende não ser um fator de redução da segurança jurídica a ausência de lei publicada para disciplinar a cessão de áreas e a outorga de empreendimentos *offshore*, considerando suficiente a disciplina do tema por normas infralegais¹³⁶.

Em 31.03.2023, o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), associação que congrega produtores de óleo e gás natural no Brasil, inclusive diversas multinacionais com interesse declarado em investir na fonte eólica *offshore*, posicionou-se mediante publicação de Nota Técnica sobre o assunto. Chama atenção que, além de apontar a sinergia entre a indústria de óleo e gás e a geração eólica *offshore*, o referido documento solicitou a criação de “ambiente de negócios atrativo”, a ser formado pela “configuração de um arcabouço regulatório adequado”, avaliando não ser suficiente a existência de potencial técnico para a decisão de investimentos no país¹³⁷.

Mesmo reconhecendo que a publicação do Decreto 10.946/2022 foi um passo importante para a delimitação do quadro normativo aplicável à fonte eólica *offshore*, o IBP indicou a presença de lacunas regulatórias que precisavam ser

¹³⁶ ESSENZ SOLUÇÕES; PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (PPE/COPPE/UFRJ). Estudo de cadeia de valor: energia eólica offshore – sumário executivo. Dezembro de 2022. p. 39-41. Disponível em <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>, acesso em 14.04.2023.

¹³⁷ INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. Nota Técnica - Eólicas Offshore. Disponível em <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/03/nt-eolicas-offshore-2023.pdf>, acesso em 20.05.2023.

sanadas. Nesse contexto, a associação trouxe os pontos principais que gostaria de defender na regulamentação da fonte, a seguir reproduzidos¹³⁸:

- i. O processo licitatório como modelo preferencial, para oferecer segurança jurídica aos desenvolvedores para a cessão de uso da área marítima;
- ii. A qualificação dos interessados para a participação do processo licitatório através de critérios que considerem a capacidade técnica, econômica e financeira de desenvolver a área sugerida;
- iii. O processo de licenciamento ambiental alinhado à dinâmica econômica e de investimentos das atividades de eólicas offshore; e
- iv. Deve-se buscar a menor onerosidade possível para que a fonte se torne competitiva no mercado nacional e internacional no menor prazo possível.

Destarte, pode-se notar que as duas associações principais acerca do tema, por representarem os agentes com maior grau de interesse na implantação de projetos eólicos *offshore* no Brasil, não estão satisfeitos com o grau de regulamentação da aludida fonte. As lacunas evidenciadas por cada um são distintas, em especial por refletir os interesses específicos de cada grupo representado, porém há consenso quanto à necessidade de regras adicionais que confirmem segurança jurídica e permitam ao investidor obter a confiança indispensável à decisão negocial de aportar capital e construir projetos eólicos no litoral brasileiro.

Como será visto no tópico a seguir, as portarias ministeriais que regulamentaram o Decreto em referência não serviram a completar as lacunas indicadas pelos agentes, mantendo a sensação de ausência de segurança jurídica e, a um só tempo, sedimentando a atmosfera de marasmo político-administrativo em relação à evolução do processo de regulação da fonte eólica *offshore*.

4.1.3 Portarias Ministeriais

Em 20 de outubro de 2022, em regulamentação ao Decreto publicado no início do ano, o Ministério de Minas e Energia publicou duas portarias para disciplinar aspectos relacionados à cessão de áreas marítimas para projetos de energia – uma delas em conjunto com o Ministério do Meio Ambiente. A Portaria

¹³⁸ INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. Nota Técnica - Eólicas Offshore. Disponível em <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/03/nt-eolicas-offshore-2023.pdf>, acesso em 20.05.2023.

52/GM/MME, de 2022, versou sobre normas e procedimentos complementares à cessão de uso de natureza onerosa, enquanto a Portaria Interministerial MME/MMA 03/2022 instituiu o Portal Único para Gestão do Uso de Áreas *Offshore* para Geração de Energia (PUG-Offshore), de modo a adotar o modelo de *one-stop shop*, ou balcão único de atendimento, no processo de cessão de áreas marítimas.

4.1.3.1 Portaria 52/GM/MME, de 19 de outubro de 2022

A Portaria 52/2022 traz importantes detalhamentos sobre o processo de cessão de uso de área *offshore*. De início, informa não ser aplicável às áreas destinadas a uso não oneroso, isto é, à pesquisa e desenvolvimento tecnológico, cujo procedimento deverá ser objeto de portaria adicional (ainda não editada), nem a projetos híbridos, considerados aqueles a serem instalados em áreas destinadas à exploração de petróleo e gás natural.

O art. 3º da Portaria determina à ANEEL a competência para realizar o procedimento de leilão dos prismas energéticos marítimos e celebração do contrato de cessão de uso das áreas, bem como a forma de apuração e pagamento dos valores devidos a título de uso de bem público e de sanção administrativa.

No seu art. 4º, §1º, a Portaria indica que, a partir da obtenção do contrato de cessão de uso, o cessionário poderá solicitar as devidas licenças e autorizações públicas necessárias para a implantação e exploração do empreendimento. Essa disposição altera o processo que já vem ocorrendo, por iniciativa dos agentes interessados, de apresentação ao Ibama do pedido de licença ambiental para os projetos de geração *offshore*, antes da obtenção da cessão de área. Nesse sentido, o art. 10 da Portaria expõe que a celebração do contrato de cessão de área é elemento essencial para o prosseguimento do processo de licenciamento ambiental. Destarte, os projetos que hoje aguardam pronunciamento do Ibama quanto à licença ambiental, restarão sobrestados enquanto não ocorrer o devido procedimento de cessão de uso das áreas *offshore*. O Ibama, nesse contexto, apenas dará continuidade à análise dos pleitos dos selecionados como cessionários das áreas marítimas.

Importa destacar que o §3º do art. 4º determina que o agente cessionário permanecerá responsável pela gestão da área cedida, em prol dos usos

múltiplos, porém sem prejuízo da exploração da atividade de geração de energia. Os agentes interessados, entretanto, questionam a responsabilidade pela gestão da área, definida de forma tão ampla pelo parágrafo. Qual seria a responsabilidade em face de barcos pesqueiros ou de turismo, por exemplo, que se aproximem imprudentemente das torres eólicas? De que modo deverá ser conduzida a gestão das áreas durante o processo de instalação das turbinas? Não há detalhamento das referidas atividades e responsabilidades cabíveis, nem qual seria o limite da atuação dos agentes – poderiam ser auxiliados pela guarda costeira, pela polícia ou pela marinha? Nesse quadro, há interesse em delimitar quais as responsabilidades do agente gerador, de modo a diminuir a insegurança dos investidores quanto às atividades que deverá disciplinar e fiscalizar nas cercanias de suas áreas cedidas.

Os §§5º e 6º, por sua vez, informam que o Poder Concedente não estará obrigado a efetuar leilões para garantir a aquisição da energia gerada pelo parque *offshore*, nem mesmo para assegurar a conexão e o escoamento da sua produção elétrica. Em outras palavras, caberá ao interessado garantir seu acesso à rede de transmissão e, ao mesmo tempo, obter compradores para sua energia, sem quaisquer garantias por parte do Estado quanto à solução dessas necessidades econômica e sistêmica.

O art. 6º prevê que a metodologia para definição do valor do uso de bem público (UBP), a ser pago à União pelo uso das áreas cedidas, será objeto de portaria específica, a ser elaborada pelo Ministério de Minas e Energia até 30.07.2023. O dispositivo já determina que o valor deverá considerar (i) eventual desconto em face da área a ser destinada para uso público; e (ii) o período de elaboração dos estudos do potencial energético e o cronograma de instalação e de descomissionamento. Este último ponto poderá ser determinante para fins de início do pagamento e estabelecimento de prazo de carência, como previsto no art. 5º, III, da Portaria, ou mesmo para a redução do valor anual do UBP, se ocorrer antecipação do cronograma, na forma do art. 5º, VIII.

Interessa pontuar que o art. 7º, ao tratar da determinação de período de carência para o pagamento do UBP, alerta que este poderá ser concedido nas hipóteses definidas nas alíneas do art. 19, V, da Lei 9.636/1998: (i) para viabilização econômico-financeira do empreendimento; (ii) para incentivo de atividade pouco ou

ainda não desenvolvida no país ou em alguma de suas regiões; ou (iii) para desenvolvimento de microempresas, cooperativas e associações de pequenos produtores e de outros segmentos da economia brasileira que precisem ser incrementados. Assim, se restar demonstrado que o período de estudo do potencial energético, por exemplo, ainda é uma etapa prévia à viabilização econômica do empreendimento de geração, será possível requerer período de carência para o início do pagamento do UBP à União.

O §1º do referido artigo corrobora esse entendimento, afirmando que a carência poderá ser concedida até o início da etapa de comissionamento do parque gerador. O §3º, por sua vez, determina que o prazo máximo de carência será de quatro anos. O edital do leilão de cessão de uso de área marítima deverá tratar do tema da carência do pagamento do UBP.

A duração dos contratos de cessão de uso terá duas etapas distintas, conforme prevê o art. 8º. Inicialmente, o prazo máximo do contrato será de dez anos, enquanto não sobrevier a outorga de instalação e exploração do empreendimento de geração pela ANEEL. Com a obtenção da referida outorga, o prazo do contrato de cessão será automaticamente estendido, igualando-se ao prazo de outorga, inclusive na hipótese de prorrogação deste. Seu encerramento, ademais, apenas será possível após a emissão de atestado, pelo Ibama, de que foi efetuado adequadamente o descomissionamento da central geradora.

Em atenção ao art. 8º do Decreto 10.946/2022, o art. 11 da Portaria expõe que o MME, a partir de estudos a serem elaborados pela EPE, irá editar, até 30.07.2023, portaria específica com o limite máximo a ser cedido em um mesmo contrato de cessão de uso. A definição desse limite tem por objetivo permitir que mais agentes tenham acesso às áreas *offshore*, diminuindo a concentração em poucos interessados e estimulando a competição na atividade geração no mar. O dispositivo prevê que o Ministério considere, como critério, o histórico de atuação do interessado e de seus acionistas em outras áreas *offshore* voltadas à geração de energia, inclusive em projetos internacionais. Também serão critérios de avaliação para delimitar o espaço máximo as referências internacionais e, quando existirem, as nacionais, além da proximidade a outros empreendimentos, de modo a garantir a distância mínima necessária e a segurança das atividades envolvidas.

Empreendimentos que pretendam instalar-se total ou parcialmente no espaço do mar territorial (área de 12 milhas marítimas a partir da costa) ou em terras de propriedade da União precisam de manifestação prévia da SPU, que deverá informar ao MME se o espaço em questão já foi demandado ou destinado a outra atividade. Em caso negativo, a SPU irá emitir Termo de Entrega da área ao MME, para posterior cessão ao interessado. O procedimento é aplicável para as cessões planejada ou independente, sendo mandatório previamente à solicitação das Declarações de Interferência Prévia (DIP) previstas no Decreto 10.946/2022.

A Portaria, seguindo disposição do Decreto, declara que o planejamento dos prismas energéticos deve estar em conformidade com o Planejamento Espacial Marinho (PEM). O PEM, de acordo com o art. 2º, XVI, da Portaria, consiste em instrumento público multissetorial, de caráter operacional e jurídico, que visa garantir a governança e a soberania do Brasil no mar. Deve ser elaborado sob coordenação da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar, conforme Decreto 9.858/2019, e vem sendo objeto de trabalho da Marinha do Brasil¹³⁹. Não há instrumento dessa qualidade disponível no país, por enquanto, o que dificulta sobremaneira a atuação dos agentes interessados, da EPE, do MME e dos entes responsáveis pela emissão de DIP para o projeto *offshore*. O desenvolvimento de PEM para o Brasil certamente proporcionará informações de altíssimo relevo para a indústria de geração eólica *offshore*, mas principalmente para todas as atividades marítimas, inclusive de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias¹⁴⁰. É salutar recordar que o Brasil assumiu, voluntariamente, o compromisso de elaborar PEM para

¹³⁹ Vide publicação da Marinha Brasileira sobre o estudo relacionado ao Planejamento Espacial Marinho (PEM), disponível em <https://www.marinha.mil.br/secirm/pt-br/psrm/pem>, acesso em 15.04.2023.

¹⁴⁰ Importa destacar que o BNDES publicou, em dezembro de 2022, seleção pública para a elaboração de projeto-piloto do PEM, exclusivamente nas áreas marítimas da região Sul, englobando o litoral dos estados do Rio Grande do Sul, Paraná e Santa Catarina. O estudo terá duração máxima de 36 meses e deve abranger três fases: elaboração de diagnóstico de usos atuais e potenciais; construção de ferramenta de apoio à decisão - Geoportal, formação de atores e capacitação para utilização dessa ferramenta, além de projeção de cenários; e publicação e proposta de documento formalizador do PEM, considerando as áreas marinhas e seus reflexos nas áreas costeiras. Em 14.04.2023, foi disponibilizada a relação de propostas habilitadas, porém o Banco ainda não divulgou o vencedor da seleção. Vide https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/pesquisaedados/estudos/bndes-fep!/ut/p/z1/fY4_T8QwDMX3-xRdMkY2peLPWN0AQnTo1mY5mdZHXdokvaSlj08oFUzgw9Zfj_LYA5ZdkgFTTLJ7u0vBWPpXV4pirM0QQOtuTnd1g_Hx7K4esaqusMai7oqi3ssjjk8beAv_3Xhf6LZiT3-I9DKuCymBNM5G_kjQvNiew4nsSFKXLvtl4WDm1lhygzcyw2OoWew7JKolyznnoXFHKI62a2G_rMXmFq-uw2ROO1zjHPtb-4kdPsZXJJ-uQmsjzSd4yDp05o0jNdxA5pyzP4N9N-An-Ri9AI/, acesso em 15.04.2023.

seu espaço marítimo até 2030, durante a Conferência da ONU para os oceanos, realizada em 2017¹⁴¹.

A Portaria afasta a cessão de uso, no art. 21, §5º, de áreas em que haja produção e exploração de petróleo ou gás natural, presente ou futura (áreas arrematadas, ainda sem contrato celebrado), ou ainda em áreas do pré-sal e estratégicas¹⁴², conforme previsto na Lei 12.351/2010. O §6º atesta que a ANEEL e a ANP deverão, conjuntamente, elaborar norma específica que preveja o uso da área de exploração de petróleo e gás natural também por atividade de geração *offshore*, desde que cabível a coexistência, na forma como disposto no art. 25 do Decreto 10.946/2022.

O art. 27 da Portaria faz referência ao estudo do potencial energético mencionado nos art. 18 e 24 do Decreto 10.946/2022. O mencionado estudo é requisito para a obtenção da outorga do empreendimento junto à ANEEL, e deve constar como obrigação do cessionário no contrato de cessão de uso da área *offshore*. O contrato deve prever o prazo para sua elaboração, o qual deverá ser de, no máximo, quatro anos, bem como o conteúdo mínimo e a forma de obtenção dos dados e de apresentação dos resultados. Convém destacar que os dados utilizados devem ser certificados por empresa independente, conforme art. 18, §2º, do Decreto, e art. 27, §4º da Portaria.

A Portaria ainda determina que a EPE será o ente responsável por receber e analisar o estudo efetuado pelo agente, elaborando parecer com manifestação favorável ou não à expedição da outorga, a ser encaminhado para a ANEEL. A Agência reguladora irá aprovar ou não os estudos, tomando por fundamento o parecer da Empresa de Pesquisa.

a) Procedimento de cessão planejada

O normativo também traz importantes delimitações acerca dos procedimentos de cessão planejada e independente, detalhando etapas não previstas

¹⁴¹ Vide <https://www.marinha.mil.br/secirm/pt-br/psrm/pem>, acesso em 15.04.2023.

¹⁴² Consoante art. 2º, V, da Lei 12.351/2020, área estratégica é a “região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos”.

no Decreto que regulamenta. Sobre a cessão planejada, o art. 13 e ss. preveem que a EPE será responsável por delimitar os prismas a serem ofertados pelo MME, analisando a viabilidade técnica preliminar da área. Para tanto, deverá considerar, entre outros aspectos, a disponibilidade de conexão e escoamento da rede de transmissão no local, existente e futura; a competitividade do potencial de geração em relação a outras fontes, bem como a contribuição do aproveitamento eólico *offshore* para o Sistema Interligado Nacional; a infraestrutura portuária local, existente ou planejada; e a distância da costa, para fins de impacto ambiental, social e visual.

O processo de escolha das áreas pela EPE deverá ser devidamente justificado, além de obedecer ao Planejamento Espacial Marinho (PEM), quando houver.

A Portaria autoriza que a EPE realize chamadas públicas para convocar interessados em investir nos estudos de identificação dos prismas energéticos a serem ofertados em cessão planejada. Como contrapartida, a EPE irá examinar o material produzido e aprová-lo, o que conduz à conclusão de que a referida convocatória não deve ser remunerada, tratando-se provavelmente de parceria entre o ente público com empresas privadas, em caráter gratuito. Há expressa indicação de que os agentes interessados no desenvolvimento dos estudos junto à EPE não serão impedidos de participar dos certames de cessão de uso dos prismas identificados.

Ratificando o disposto no Decreto, o art. 14 estabelece ser atribuição da EPE solicitar as DIP aos entes públicos envolvidos. Após o recebimento de todas as DIP requeridas, a EPE deverá encaminhar relatório com suas análises e conclusões ao MME, em até sessenta dias. O Ministério terá a responsabilidade de definir os prismas energéticos a serem ofertados na licitação da cessão planejada, considerando o conteúdo do relatório, das DIP e ainda de manifestação da ANEEL.

b) Procedimento de cessão independente

O art. 16 da Portaria 52/2022 trata do processo de cessão independente, compreendida como aquela cujos prismas são identificados pelos próprios agentes interessados, que deverão apresentar os polígonos à ANEEL, via PUG-Offshore, quando este estiver disponível.

O normativo prevê que o agente deverá apresentar algumas informações, junto ao seu pedido de identificação do prisma, que não são exigidas no processo de cessão planejada, organizado pela EPE. Chamam atenção a necessidade de (i) estimar as emissões de gases do efeito estufa ao longo de toda a vida do projeto; (ii) informar a existência de áreas de conservação na área de influência direta e indireta, as áreas prioritárias de conservação, a ocorrência de espécies marinhas ameaçadas de extinção e da atividade de pesca artesanal; e (iii) indicar o potencial de produção anual de energia estimado. Esses itens não são objeto de avaliação pela EPE, no outro procedimento de cessão, ao menos não de forma declarada na norma. Em relação ao item (ii), inclusive, parece ser a princípio desnecessário que tal informação provenha do agente interessado, uma vez que há previsão de emissão de DIP por órgãos ambientais e de acompanhamento social marítimo, que já devem alertar para a presença de tais elementos na área desejada.

Também será preciso que o interessado demonstre sua capacidade financeira e suas credenciais técnicas, como forma de comprovar a aptidão para desenvolver o projeto de geração na área identificada. Esta comprovação poderá ocorrer mediante dados do controlador do agente interessado. Ademais, no ato de apresentação do prisma à ANEEL, o agente deve aportar garantia financeira, em montante a ser determinado pela Agência reguladora.

As exigências acima indicadas, especialmente de natureza financeira, são singulares. Isso porque, como se explicita em outros dispositivos da Portaria, os prismas identificados pela cessão independente também deverão ser objeto de licitação organizada pelo Poder Concedente. Não há previsão de contrato celebrado diretamente entre o agente e o Poder Público, ainda que não haja outro interessado. Todo e qualquer processo de cessão de uso de área *offshore*, para fins de geração de energia, demandará a realização de leilão regulado. Com isso, resta destituído de razão exigir o aporte de garantia financeira e a demonstração de capacidade econômica e técnica para realização do projeto, por quem apenas identificou área de interesse para implantação de empreendimento.

O art. 16, §5º expõe que a garantia financeira será devolvida ao interessado, se este não se sagrar vencedor da licitação que ceder o referido polígono energético.

A ANEEL deverá, como primeiro ato, observar se o agente apresentou todos os documentos e informações necessários e, em seguida, verificar se há sobreposição com área destinada a outro prisma energético. Em caso positivo, deverá requerer que o agente adeque o seu polígono, não podendo ocorrer ultrapassagem da área inicialmente delimitada, sob pena de arquivamento do processo.

Se inexistir sobreposição, a Agência emitirá declaração de disponibilidade de área, devendo o agente, em seguida, solicitar as DIP aos entes indicados no art. 10 do Decreto 10.946/2022¹⁴³.

Para requerimento das DIP, o interessado deve informar, além de dados relacionados ao uso pretendido da área e às coordenadas do prisma, acerca do espaço do leito aquático e subaquático, das servidões para passagem de cabos e dutos e dos pontos de conexão com a rede de transmissão na costa. Há previsão também para descrição da área de isolamento do prisma e das estruturas de garantia da segurança de navegação no espaço. Essas informações também deverão ser prestadas pela EPE, no processo de cessão planejada, para solicitação das DIP.

Se houver constatação de interferências não impeditivas, em que seja possível a simultaneidade com outras atividades, o contrato de cessão de uso deverá conter as condições para que ocorra o convívio de todas as formas cabíveis de exploração do espaço marinho.

c) Licitação para cessão de uso

A Portaria determina a realização de licitação para a cessão de uso de áreas *offshore*, sejam os polígonos energéticos derivados do procedimento de cessão independente ou planejada. Em ambas as situações, o Poder Público deverá analisar se os prismas obtiveram DIP com manifestações adequadas à implantação de projeto de geração *offshore*, além de cotejar a realização do certame com os princípios da economicidade e eficiência.

¹⁴³ São eles: (i) Comando da Marinha; (ii) Comando da Aeronáutica; (iii) Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama; (iv) Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - Instituto Chico Mendes; (v) Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP; (vi) Ministério da Infraestrutura; (vii) Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; (viii) Ministério do Turismo; e (ix) Agência Nacional de Telecomunicações – Anatel.

No caso da cessão independente, o MME selecionará os prismas identificados para incluí-los em licitações periódicas, cujo planejamento será divulgado pelo Ministério, com fundamento no interesse público adjacente, sempre considerando (i) o planejamento da expansão da matriz energética; (ii) o potencial estimado de geração no prisma; (iii) a disponibilidade de conexão e margem de escoamento da energia a ser gerada *offshore*; e (iv) a existência de estrutura portuária e naval adequada, presente ou futura, na localidade.

A ANEEL será responsável por definir os critérios técnicos, operacionais, jurídicos e econômicos a serem demonstrados pelos agentes licitantes para participação no certame, seja para efetuar o estudo do potencial energético, seja para implantar o empreendimento. Os critérios poderão considerar a comprovação de experiência relevante em projetos de geração *offshore*, bem como a capacidade financeira de desenvolvimento e operação do empreendimento, o que poderá ser feito pelo controlador do agente interessado.

Em atenção ao determinado pelo art. 11, II, do Decreto 10.946/2022, a seleção do licitante vencedor ocorrerá pelo maior retorno econômico. Esse ponto é particularmente discutido pelos agentes interessados, que questionam se o valor a ser pago na forma de UBP seria o critério seletivo ideal para o cessionário da área. Argumenta-se que um critério multifatorial, incluindo eventuais externalidades positivas que podem ser originadas pelo projeto, como programas socioambientais, uso de mão-de-obra local, nacionalização de equipamentos etc., seria uma alternativa mais adequada ao julgamento de quem deve vencer a licitação. A Abeeólica, em estudo sobre o tema, põe em xeque a adoção de critério financeiro exclusivo, indicando que poderia haver favorecimento a empresas de maior porte e caixa, em detrimento de empresas menores, mas com mais experiência no setor eólico¹⁴⁴.

Em outras palavras, há receio entre os agentes setoriais de que a competição por áreas leve ao domínio dos espaços marítimos pelas grandes empresas de exploração de petróleo e gás natural, que são tipicamente maiores e com mais capital de investimento para novos projetos e negócios. Os

¹⁴⁴ ESSENZ SOLUÇÕES; PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (PPE/COPPE/UFRJ). Estudo de cadeia de valor: energia eólica offshore – sumário executivo. Dezembro de 2022. pp. 40-41. Disponível em <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>, acesso em 14.04.2023.

empreendedores eólicos *onshore*, que já detêm conhecimento sobre a fonte em terra, temem restar afastados do processo de desenvolvimento da nova indústria por não terem como fazer frente aos valores oferecidos pelas petroleiras.

Ao fim e ao cabo, em que pese ser bastante ponderado o argumento de que a seleção do cessionário deveria observar também outros fatores, além do mero preço a ser pago pelo UBP, a determinação hoje positivada pelo Decreto consiste no julgamento pelo maior retorno econômico pela cessão. É possível até argumentar que o retorno econômico deve ser interpretado como um fator abrangente, que avalie os investimentos sociais e o emprego da mão-de-obra local, por exemplo, porém sua leitura mais simples e direta revela apenas o maior valor a ser pago à União em decorrência do uso da área.

Inclusive, a redação proposta inicialmente para o art. 26, §3º da Portaria agregava ao critério de maior retorno econômico aspectos de avaliação objetiva dos “impactos positivos do empreendimento proposto nos principais setores envolvidos na cadeia, na geração de emprego e renda, ambientais e sociais, bem como dos valores ofertados pelo uso da área”. No entanto, durante a Consulta Pública sobre a minuta do normativo, foram recebidas contribuições de agentes apontando para o risco de judicialização em face dessa proposta, uma vez que o Decreto 10.946/2022, no seu art. 11, II, apenas trazia o maior retorno econômico como fator para definir o cessionário do bem público. O MME acatou a referida contribuição, retirando os critérios adicionais de impactos positivos do empreendimento da esfera de julgamento do futuro titular da área *offshore*, conforme exposto na Nota Técnica 180/2022/DPE/SPE, elaborada como conclusão à Consulta Pública MME 134/2022.

Provavelmente, portanto, deve-se estabelecer como critério o maior UBP que se ofereça pagar, entre os agentes interessados – até porque uma licitação com multicritérios configura procedimento muito mais complexo, o que pode trazer dificuldades de organização ao Poder Público e de compreensão de sua sistemática aos agentes privados. Contudo, não há impedimento que o Poder Concedente, via edital ou portarias, estabeleça condições a serem seguidas por todos os licitantes, como percentual mínimo de nacionalização de serviços e equipamentos, investimento em programas socioambientais etc.

4.1.3.2 Portaria MME/MMA 03, de 19 de outubro de 2022

A Portaria interministerial 03/2022 cria o PUG-Offshore, portal para gestão do uso de áreas marítimas na modalidade balcão único de atendimento, indicando os serviços que o comporão e definindo que a responsabilidade de gestão do portal caberá à ANEEL. Por este mecanismo, os agentes deverão solicitar a cessão de uso, no caso de cessão independente, bem como requerer as devidas DIP aos órgãos e entidades previstos no Decreto 10.946/2022, que serão inseridas por estes também no portal. O PUG-Offshore também disporá de mapa para visualização das áreas que já foram requeridas para fins de cessão.

O normativo detalha algumas sistemáticas e regras aplicáveis ao balcão único, que deverá ser disponibilizado em até 360 dias após a publicação da Portaria – o que ocorreu em 20.10.2022. Chama atenção, porém, dispositivo que impede a apresentação de pedidos de cessão de uso enquanto não estiver disponível o PUG-Offshore: é isso que estabelece o art. 13, parágrafo único, do regramento.

Há aparente contradição ao art. 11 da Portaria, que determina que os pedidos efetuados antes da implementação do portal sejam posteriormente migrados para o PUG-Offshore. A interpretação cabível, portanto, é que serão migrados aqueles requerimentos realizados antes da publicação da Portaria, não sendo admitidos novos pedidos após a edição desta, enquanto não sobrevier a disponibilização do portal.

Embora, em princípio, essa paralisação do processo administrativo soe inadequada, observa-se que, na prática, não há grande impacto. Afinal, o Poder Público ainda não se pronunciou sobre aspectos importantes da cessão de áreas, como a metodologia do valor do UBP, nem o montante a ser aportado na qualidade de garantia financeira. Inexiste, ao mesmo tempo, indicativo de política pública voltada ao desenvolvimento da fonte *offshore* de imediato. Assim, em que pese não seja desejável o freio dado pelo art. 13, parágrafo único, da Portaria, há outros obstáculos que já vêm prejudicando mais a evolução dos projetos.

4.2 Projetos de Lei em tramitação

Há, atualmente, três Projetos de Lei sobre geração de energia elétrica *offshore* em tramitação no Congresso Nacional:

(i) o PL 576/2021, de autoria do Senador Jean Paul Prates (PT/RN);

(ii) o PL 11.247/2018, de autoria do Senador Fernando Collor (PROS/AL); e

(iii) o PL 3.655/2021, de autoria do Deputado Danilo Forte (PSDB/CE).

Em relação aos projetos “ii” e “iii”, cabe apontar que o PL 11.247/2018 já foi aprovado pelo Senado Federal (originalmente como Projeto de Lei do Senado - PLS 484/2017) e encontra-se em tramitação na Câmara dos Deputados, enquanto o PL 3.655/2021 foi apensado – isto é, incorporado sem alteração de texto – ao PL 11.247/2018 em 23.11.2021.

Apesar de versarem sobre o mesmo objeto, os PLs propõem regimes distintos para a emissão de outorgas de parques geradores em áreas marítimas, como será sinteticamente abordado nos itens a seguir.

4.2.1 Projeto de Lei 576, de 2021

O projeto surgiu no Senado, como PLS 576/2021, de autoria do então Senador Jean-Paul Prates – hoje, presidente da Petrobras¹⁴⁵, com a promessa de tornar a empresa petroleira em uma gigante das energias renováveis, inclusive com a criação de diretoria voltada à transição energética, titularizada pelo ex-presidente da EPE, Maurício Tolmasquim¹⁴⁶, e a assinatura de compromisso com a Equinor para estudar projetos eólicos *offshore*¹⁴⁷.

O PLS foi objeto da relatoria do Senador Carlos Portinho (PL/RJ), tendo sido aprovado no Senado em 26.08.2022 e encaminhado em 29.08.2022 à Câmara dos Deputados, onde atualmente se encontra, aguardando apreciação na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS), sob relatoria do Deputado Zé Vitor (PL/MG). O PL foi apensado ao PL 11.247/2018 e está submetido ao regime de prioridade na tramitação, na forma do art. 151, II, a, do

¹⁴⁵ Vide <https://www.camara.leg.br/noticias/944874-presidente-da-petrobras-defende-subsidios-para-a-transicao-energetica/>, acesso em 29.04.2023.

¹⁴⁶ Vide <https://epbr.com.br/mauricio-tolmasquim-e-eleito-primeiro-diretor-de-transicao-energetica-da-petrobras/>, acesso em 29.04.2023.

¹⁴⁷ Vide <https://www.equinor.com/news/20230306-petrobras-equinor-agreement-offshore-wind>, acesso em 29.04.2023.

Regimento Interno da Câmara¹⁴⁸, por ser originário do Senado Federal. Igualmente, deverá ser submetido à aprovação em plenário pelos deputados, por força do art. 117, XVII, do RICD¹⁴⁹. O relator, em 12.04.2023, apresentou requerimento para tramitação do Projeto em caráter de urgência, na forma do art. 155 do RICD¹⁵⁰, o que levaria a uma apreciação da matéria de modo mais expedito, podendo ser aprovada até o fim do primeiro semestre de 2023. O pedido ainda não foi deliberado.

O Projeto dispõe sobre a “o aproveitamento de potencial energético *offshore*”, definindo “*offshore*” como áreas do mar territorial, zona econômica exclusiva, plataforma continental e outros corpos d’água de domínio da União. Amplia, portanto, a competência a águas internas, não se limitando à região litorânea e oceânica, em abrangência maior do que a prevista no Decreto 10.946/2022.

A concessão de uso será autorizada por prismas energéticos, os quais devem ser delimitados previamente pelo Poder Concedente. O PL deixa para o regulamento a disciplina de processo específico para receber propostas de primas energéticos delimitados pelos agentes interessados, já indicando a necessidade de tais requerimentos serem acompanhados dos devidos estudos da área pretendida.

Diferentemente da previsão do Decreto, contudo, os procedimentos do PL consistem em oferta permanente e oferta planejada. Em ambos, a definição dos prismas é tarefa da União.

No caso da oferta permanente, no entanto, os interessados podem requerer a cessão desses espaços, o que resultará na emissão de outorga

¹⁴⁸ Art. 151. Quanto à natureza de sua tramitação podem ser: (...)

II - de tramitação com prioridade: a) os projetos de iniciativa do Poder Executivo, do Poder Judiciário, do Ministério Público, da Mesa, de Comissão Permanente ou Especial, do Senado Federal ou dos cidadãos;

¹⁴⁹ Art. 117. Serão escritos e dependerão de deliberação do Plenário os requerimentos não especificados neste Regimento e os que solicitem: (...)
XVII - prioridade;

¹⁵⁰ Art. 155. Poderá ser incluída automaticamente na Ordem do Dia para discussão e votação imediata, ainda que iniciada a sessão em que for apresentada, proposição que verse sobre matéria de relevante e inadiável interesse nacional, a requerimento da maioria absoluta da composição da Câmara, ou de Líderes que representem esse número, aprovado pela maioria absoluta dos Deputados, sem a restrição contida no § 2º do artigo antecedente.

Parágrafo único. A aprovação da urgência, nos termos deste artigo:

I - impede a apresentação, na mesma sessão, de requerimento de retirada de pauta;

II - impede a apresentação ou implica a prejudicialidade de requerimento de adiamento de discussão, se a matéria estiver instruída com todos os pareceres.

autorizativa. Conforme o art. 7º, §2º, do projeto de lei, o Poder Público deverá dar publicidade do interesse na área, promovendo chamada pública por prazo de 30 dias para identificar eventuais outros interessados. Se não houver outro interessado, poderá ser outorgada diretamente autorização ao solicitante. Caso mais alguém demonstre interesse, primeiro haverá tentativa de composição entre os agentes, mas, não se obtendo resultado favorável, o Poder Concedente promoverá a oferta planejada do espaço.

O art. 8º do PL repassa ao regulamento os requisitos a serem exigidos dos agentes, de cunho técnico, jurídico e financeiro, na hipótese de oferta permanente. Entretanto, a cessão será onerosa, devendo a União informar, no instrumento de outorga, o valor devido a título de participações governamentais pela exploração do espaço público federal.

Na hipótese da oferta planejada, esta será mais parecida com o atualmente previsto procedimento de cessão planejada, inserido no Decreto 10.946/2022, ocorrendo sempre mediante leilão regulado. Nesse caso, o art. 9º determina que o Estado deverá efetuar os estudos ambientais adequados, observando os instrumentos de planejamento e políticas públicas aplicáveis para a definição dos prismas. Como critério de julgamento, o §4º do art. 9º preconiza que o edital poderá trazer fatores complementares de ponderação, devendo considerar os seguintes pontos: (i) maior valor ofertado como bônus de assinatura; (ii) maior valor ofertado como participação proporcional; e (iii) menor valor de tarifa de energia ao consumidor regulado, se pertinente.

As participações governamentais estão previstas no art. 13 do PL, que indica que o bônus de assinatura corresponde ao valor ofertado pelo agente como pagamento para obtenção da outorga. O edital deverá prever o montante mínimo a ser oferecido como tal rubrica e a possibilidade de pagamento parcelado, com adimplemento de 30% no ato da assinatura da outorga e o restante de acordo com as etapas de implantação do projeto.

Por sua vez, a participação proporcional consiste em remuneração mensal de no mínimo 1,5% da energia efetivamente gerada e comercializada pelo empreendimento, também denominada informalmente de “*royalties* do vento”. No

projeto original, o percentual desses royalties era mais elevado, de 5%, porém foi reduzido na proposta do relator, sob a justificativa “de tornar mais competitivo o processo de entrada de novos investidores nesse setor tão relevante”, exposta no parecer da relatoria. Havia também previsão de mais uma participação governamental, a de retenção de área, que foi retirada na versão final aprovada do PL, para não tornar excessivo o pagamento pela cessão de uso aos agentes, antes mesmo do início da operação comercial da usina.

Assim, ocorreu redução dos valores inicialmente previstos como contrapartidas do investidor à União, porém pode-se chegar ainda a montantes bastante elevados, a depender do apetite dos agentes nos leilões regulados. Afinal, o critério de seleção consiste no maior lance ofertado para ambas as rubricas. Valores muito altos podem comprometer o efetivo desenvolvimento dos projetos ou, em última instância, onerar excessivamente o consumidor, se houver política pública de incentivo à fonte mediante repasse do seu custo às tarifas, por exemplo.

Note-se, ademais, que um último critério que pode ser utilizado na seleção do titular da área é o menor valor a título de venda da energia ao consumidor. Isso significa que o PL prevê a possibilidade de ocorrer leilão de comercialização de energia associado à cessão de uso das áreas, admitindo a instauração de política de fomenta nessa modalidade. O art. 19 do PL, em complemento, pretende alterar a Lei 10.438/2002, introduzindo o art. 27-A, com o objetivo de permitir a realização de certame específico para contratação da energia gerada *offshore*, se houver indicação para tanto no planejamento setorial.

O PL delimita que, se o empreendimento *offshore* necessitar de conexão ao SIN para escoar sua energia e viabilizar-se economicamente, a oferta deverá considerar a existência de disponibilidade no sistema de transmissão ou alternativa sob responsabilidade do agente interessado. A outorga a ser conferida ao interessado deverá indicar o prisma energético, considerando o leito aquático e subaquático voltado à exploração do potencial de geração, bem como os polígonos de servidão submarina e na superfície necessários para a passagem de cabos e dutos, além de sinalização apropriada.

O Projeto veda a constituição de prismas energéticos em áreas coincidentes a blocos de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos, ressalvado se ocorrer em favor dos operadores desses blocos ou com sua anuência. Em complemento, prevê que os prismas poderão ser objeto de cessão para outras atividades, desde que compatíveis com a geração de energia e com os demais usos múltiplos da área.

Será admitida, se aprovado o PL, a transferência da outorga a outrem, desde que previamente autorizada pelo Poder Concedente, e se o terceiro preencher os requisitos técnicos, jurídicos e econômicos estabelecidos para o agente.

A outorga, na forma do art. 11, já definirá que sua duração terá duas fases: a de avaliação e a de execução. Na primeira, devem ser elaborados estudos de viabilidade técnico-econômica, de impacto ambiental e externalidades e sobre o potencial energético, os quais irão integrar banco de dados público voltado a inventariar a energia *offshore* no Brasil. Poderá ser definido prazo de confidencialidade prévio à publicização dos estudos.

Antes do fim do período avaliativo, o agente deverá declarar a viabilidade do projeto, apresentando plano de metas para a construção do empreendimento e exploração do potencial. Caso não o faça, a outorga será extinta, sem caber ressarcimento ao agente por qualquer custo relacionado a benfeitorias ou participações governamentais despendidas. A fase de execução corresponde à realização das obras de implantação da usina e respectiva operação.

O PL, no art. 12, prevê que o outorgado será responsável pela conservação do corpo d'água cedido, especialmente em relação à segurança de navegação, de pessoas e equipamentos e do meio ambiente. Ademais, precisará realizar projeto de monitoramento ambiental ao longo de todas as etapas da outorga e responsabilizar-se civilmente por quaisquer danos decorrentes da implantação do empreendimento, ressarcindo à União os ônus eventualmente suportados em face de demandas motivadas por atos de sua responsabilidade.

Há, nesse caso, imputação de ampla esfera de responsabilidade ao agente gerador, sem explicitar as hipóteses obrigacionais específicas que o outorgado deverá atender enquanto estiver explorando o potencial energético. Assim, mantêm-

se as críticas tecidas para a Portaria MME 52/2022 nessa matéria, pois devem ser delimitadas as responsabilidades do agente, como forma de reduzir a insegurança aos investidores.

Por fim, no art. 16, há regra de transição, que determina a validade das outorgas emitidas antes da publicação da lei, desde que tenham sido precedidas de licitação. Como hoje o Decreto e as respectivas portarias regulamentares levam à necessidade de leiloar a cessão de uso das áreas, seja ela planejada ou independente, não haveria grande discussão quanto à validade destas em caso de aprovação posterior do PL em trâmite.

O PL, na forma em que se encontra, deixou para a regulamentação subsequente alguns aspectos relevantes, como a disciplina das Declarações de Interferência Prévia (DIP), apenas dispondo que poderão ser exigidas taxas para sua obtenção. Por outro lado, o Projeto determina que a expedição de tais Declarações será realizada por apenas um ente público, a ser definido pelo Poder Concedente em regulamento. O PUG-Offshore, nesse caso, teria de ser adaptado para concentrar todos os atos numa mesma entidade, em consubstanciação de um verdadeiro balcão único de atendimento.

Também não há previsão do prazo de outorga da cessão nem de suas fases avaliativa e de execução, que são deixadas a cargo de regulamento.

4.2.2 Projeto de Lei 11.247, de 2018

O PL 11.247/2018 versa sobre a outorga para instalação e exploração de empreendimentos *offshore* a partir das fontes solar e eólica. Nesse Projeto de Lei, são compreendidos como “*offshore*” as águas interiores, o mar territorial e a zona econômica exclusiva, para fins de empreendimentos eólicos; para centrais geradoras fotovoltaicas, o regramento também é aplicável para corpos d’água sob domínio da União.

Há previsão de outorga de autorização para empreendimentos eólicos de até 5MW de capacidade instalada e para centrais fotovoltaicas de até 1 MW de capacidade instalada. Acima de tais potências, passa a ser cabível a outorga de concessão de uso de bem público.

Na hipótese de autorização, esta deve ser requerida perante a ANEEL, e a Agência promoverá chamada ou anúncio público, por 30 dias, para verificar se há outros interessados no mesmo potencial energético. Caso haja disputa da localidade por mais de um agente, deverá ser realizado processo seletivo, cujo critério será o maior valor ofertado a título de taxa de ocupação e de uso de bem público. Se houver apenas um interessado, os valores de taxa de ocupação e de uso de bem público serão fixados pelo Poder Concedente.

O PL prevê que taxa de ocupação, ou taxa de arrendamento, será devida pela retenção da área e será paga mensalmente, conforme regulamentação a ser expedida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

No que diz respeito ao procedimento de concessão, o PL expõe que a licitação deverá ser realizada pela ANEEL. O critério de seleção do certame deverá considerar as participações governamentais da taxa de ocupação e do uso de bem público, mas poderão ser adicionados outros elementos ao exame da melhor proposta.

A norma admite a manifestação de interesse de agentes para a seleção de prismas energéticos, procedimento que parece guardar semelhança com os institutos da “outorga independente” e da “cessão independente”, previstos no Decreto 10.946/2022 e do PLS 576/2021, em que há sugestão de prisma pelo particular interessado.

Por fim, resta vedada a autorização a empreendimentos de geração em áreas coincidentes com os blocos de produção de petróleo e gás natural, salvo para consumo próprio das unidades exploratórias dos hidrocarbonetos.

4.2.3 Projeto de Lei 3.655, de 2021

O PL 3.655/2021 propõe outorga de autorização para centrais geradoras a partir de fonte renovável em ambiente *offshore*, nesse texto caracterizado como o mar territorial, a zona econômica exclusiva e as águas interiores de domínio da União.

Qualquer interessado poderá requerer junto à ANEEL o devido ato autorizativo, desde que apresente, entre outros documentos, o Termo de Referência ambiental emitido pelo Ibama e a certidão de disponibilidade da área, expedida pela SPU, se o projeto se encontrar no mar territorial ou em águas interiores. Caso a área esteja localizada na Zona Econômica Exclusiva, a certidão deverá ser emitida pelo Poder Executivo.

Após a apresentação dos documentos, o interessado receberá Despacho de Registro de Requerimento de Outorga (DRO), o qual concederá direito de preferência e exclusividade para uso da área informada. Em caso de disputa entre agentes pelo mesmo polígono *offshore*, o DRO será emitido em favor de quem realizou antes o pedido, considerando-se o protocolo perante a Agência.

Com o DRO, o empreendedor poderá requerer junto à SPU ou ao Poder Executivo a cessão de uso do polígono marítimo, com dispensa de licitação. O Poder Público terá prazo de 90 dias para autorizar o uso da área, celebrando contrato de cessão, ou negá-la ao interessado.

Os trâmites para conexão com o *grid* também são de responsabilidade do agente gerador, que deve obter, previamente ao requerimento de outorga, informação de acesso junto à distribuidora local, ao Operador Nacional do Sistema (ONS) ou à Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Apenas é admitida a implantação de central geradora *offshore* em áreas de exploração de hidrocarbonetos se houver expressa possibilidade de concomitância das atividades ou a anuência dos agentes produtores.

O PL estabelece remuneração pelo uso da área marítima, a partir da entrada em operação comercial do parque gerador, na forma de taxa de ocupação, a qual será calculada considerando apenas as áreas de uso privativo do interessado. Por fim, o texto também permite que o Poder Concedente revogue o DRO do agente, caso haja indícios de sua utilização para desestimular ou impedir a iniciativa de terceiros.

4.3 Comparativo entre o Decreto 10.946, de 2022, e os Projetos de Lei em tramitação

Como pode se observar dos itens acima, os projetos de lei buscam ofertar ao agente interessado a outorga de instalação e exploração das centrais geradoras, seja por autorização ou por concessão. O PL 576/2021 e o PL 11.247/2018 preveem que o ato de outorga compreenda também a cessão de uso da área *offshore*, ao passo que o PL 3.655/2021 repassa ao agente a responsabilidade por requerer a referida cessão à SPU ou ao Poder Executivo. Por sua vez, o Decreto 10.946/2022 somente trata da cessão de uso, deixando a outorga do parque gerador a cargo da ANEEL, em procedimento específico.

Chama atenção, por outro lado, que todos os normativos pretendem obter vantagem financeira dos interessados, mediante participação governamental. Enquanto os PLs indicam expressamente a forma de cobrança, seja por taxa de ocupação, bônus de assinatura e/ou participação proporcional, o Decreto limita-se a indicar o critério de maior retorno econômico para a licitação, na hipótese de cessão planejada, e a obrigatoriedade de cessão onerosa, em caso de exploração de central geradora.

A seguir, apresenta-se tabela com o comparativo dos principais pontos do Decreto e dos PLs em comento.

	PL 576/2021	PL 11.247/2018	PL 3.655/2021	Decreto 10.946/2022
Outorga	Autorização ou concessão para centrais geradoras <i>offshore</i> , mediante procedimento de oferta planejada ou permanente.	Concessão (UFV acima de 1 MW e EOL acima de 5 MW) e autorização para empreendimentos abaixo desses patamares.	Autorização para centrais geradoras <i>offshore</i> .	Cessão de uso de prisma <i>offshore</i> , desassociado da outorga da central geradora (necessidade de solicitação junto à ANEEL).
Definição de <i>offshore</i>	Mar Territorial, Plataforma Continental, Zona Econômica Exclusiva (ZEE) ou outro corpo hídrico sob	EOL: águas interiores, mar territorial e zona econômica exclusiva.	Águas interiores de domínio da União, Mar territorial, e zona econômica exclusiva.	Águas interiores de domínio da União, mar territorial, zona econômica exclusiva e

	domínio da União.	UFV: águas interiores, mar territorial e zona econômica exclusiva e corpos d'água sob domínio da União.		plataforma continental
Formação de prismas	Oferta planejada: Poder Concedente Oferta permanente: Poder Concedente Regulamento disporá sobre processo específico de delineamento de prismas pelo interessado	Concessão: Poder Concedente Autorização: interessado	Pelo interessado	Cessão planejada: Poder Concedente Cessão independente: interessado
Regime de seleção	Oferta planejada: leilão, conforme critérios definidos no edital, entre os quais: maior bônus de assinatura, maior participação proporcional e menor tarifa de energia ao consumidor regulado. Oferta permanente: a outorga será por concessão, após leilão, na forma da Oferta planejada. Em caso de apenas um interessado, a outorga será por autorização (participação estatal a ser definida pelo Poder	Concessão: Licitação por critério de participações governamentais e outros elementos a serem definidos pelo edital. Autorização: se houver disputa, seleção pública pelo maior valor de taxa de ocupação e uso de bem público.	O selecionado será o primeiro agente a requerer o DRO, considerada a data de protocolo do pedido na ANEEL.	Cessão planejada: maior retorno econômico Cessão independente: a esclarecer

	Concedente na Outorga).			
Participações governamentais	Bônus de assinatura; e Participação proporcional de 1,5% na energia gerada e comercializada.	Taxa de ocupação de área; e Uso de Bem Público.	Taxa de ocupação de área.	Sem especificações, mas há previsão de pagamento pelo uso da área.
Obtenção da cessão de uso da área offshore	Junto com o ato de outorga da central de geração.	Junto com o ato de outorga da central de geração.	Responsabilidade do interessado, que deve contatar a SPU (águas interiores e mar territorial) ou o Poder Executivo (zona econômica exclusiva).	Contrato de cessão de uso, mantida a necessidade de requerer outorga para a central de geração junto à ANEEL.

O Decreto conseguiu compilar muitas das disposições presentes nos textos dos PLs, adaptando-os ao interesse do Poder Executivo e deixando margem à regulamentação pelo MME e pela ANEEL. Entretanto, na hipótese de algum dos PLs ser aprovado no Congresso, o Decreto deverá ajustar seus dispositivos às previsões determinadas em lei.

O PL 576/2021 é cotado como preferencial pelos parlamentares, por estabelecer de modo claro as participações governamentais e distribuir generosamente os respectivos percentuais entre os entes públicos¹⁵¹. Ademais, o Relator do Projeto no Senado, o Senador Carlos Portinho (PL/RJ), atendeu diversas

¹⁵¹ Art. 14. A distribuição das participações governamentais previstas no art. 13 será feita conforme os seguintes critérios:

I – para o bônus de assinatura, o valor será destinado à União;

II – para a participação proporcional, o valor será distribuído na seguinte proporção:

a) 50% (cinquenta por cento) para a União;

b) 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento) para os Estados confrontantes nos quais estão situadas as retroáreas de conexão ao SIN;

) 12,5% (doze inteiros e cinco décimos por cento) para os Municípios confrontantes nos quais estão situadas as retroáreas de instalações para conexão ao SIN;

d) 10% (dez por cento) para os Estados e o Distrito Federal, rateados na proporção do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE);

e) 10% (dez por cento) para os Municípios, rateados na proporção do Fundo de Participação dos Municípios (FPM);

f) 5% (cinco por cento) para projetos de desenvolvimento sustentável e econômico habilitados pelo Poder Executivo da União e destinados às comunidades impactadas nos Municípios confrontantes, tais como colônias de pescadores e ribeirinhos, conforme regulamento.

solicitações de agentes interessados, reduzindo, por exemplo, o percentual mínimo da participação proporcional e afastando o valor a ser pago a título de retenção de área. Ainda, adaptou o texto original a previsões do Decreto que mereciam ser mantidas, a exemplo da emissão de DIPs por entes públicos.

Contudo, há receio dos agentes setoriais em ocorrer solução de continuidade entre o atual regime, instituído pelo Decreto e pelas Portarias ministeriais, e a lei proveniente de eventual futura aprovação no Congresso. Nesse quadro, há pedidos dos agentes e associações para compatibilização máxima entre os textos do PL e do Decreto, no limite do que seja possível para manter também suas intenções de melhoria na norma em questão.

Por outro lado, o IBP posicionou-se, na Nota Técnica de 31.03.2023, favorável à aprovação do PL 576/2021, defendendo que “a aprovação do PL em sua forma atual é um elemento que traz segurança jurídica aos investidores, com potencial para destravar investimentos para a difusão das eólicas *offshore* no país”¹⁵².

Seria ideal aproveitar a situação, de aperfeiçoamento do marco regulatório de cessão de uso das áreas *offshore*, via legislação, para inserir disposições de estímulo ao desenvolvimento da indústria, incluindo a infraestrutura portuária e naval correlacionada. Como pontos de interesse, sobressaem-se os seguintes:

- (i) Definição do prazo de outorga da cessão de uso, não previsto no PL 576/2021, o qual merece ser superior ao prazo de outorga da central de geração, especialmente para os projetos pioneiros, visto que devem ser realizados os estudos de potencial energético e há necessidade de maior prazo para desenvolver novas tecnologias;
- (ii) Previsão quanto ao ressarcimento de valores despendidos a título de participação governamental em caso de inviabilidade ambiental do prisma energético;
- (iii) Disposição relacionada à necessidade de adaptação da infraestrutura portuária adjacente aos prismas como

¹⁵² INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. Nota Técnica - Eólicas Offshore. Disponível em <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/03/nt-eolicas-offshore-2023.pdf>, acesso em 20.05.2023.

mecanismo de desenvolvimento da indústria *offshore*, abrindo margem à regulamentação do tema;

(iv) Favorecimento à composição de *clusters* industriais portuários e estímulo à liderança, pelo Poder Público, de iniciativas voltadas ao estudo dos potenciais energéticos, ambientais e técnicos nos prismas *offshore*;

(v) Previsão de cláusula de conteúdo local, em benefício do desenvolvimento da indústria doméstica e da abertura de postos de treinamento e trabalho para a mão de obra nacional.

4.4 Caso nacional: Laguna dos Patos (Rio Grande do Sul)

Como discorrido nos tópicos anteriores, nacionalmente ainda não há um marco regulatório claro para a cessão de uso de áreas marítimas, para fins de instalação de parques geradores *offshore*. Conforme exposto, o mecanismo que hoje está delineado requer que a União especifique quando irão ocorrer os certames de cessão de uso, e quais áreas serão inicialmente leiloadas. A competência para a cessão de áreas marítimas é federal, na forma do art. 20, V e VI, da Constituição da República. Porém, e quanto ao caso de águas estaduais?

A construção de usinas de geração em águas estaduais, no Brasil, é possível não no mar, mas sim em lagos, lagoas e demais corpos d'água situados em um único estado da Federação. Nessa hipótese, a competência para ceder o uso da área em questão é estadual, mantendo-se a atribuição de outorga do empreendimento gerador ao Poder Concedente federal, por força do art. 21, XII, *b*, da Constituição.

De modo pioneiro, o estado do Rio Grande do Sul pode ser o primeiro a licitar a cessão de uso de área para instalação de usina eólica *offshore*. Em verdade, o empreendimento seria classificável como *nearshore*, pois deve se localizar na Laguna dos Patos (ou Lagoa dos Patos), em águas interiores, totalmente inserida no território gaúcho. O potencial da referida Laguna está fora do escopo do Decreto 10.946/2021, uma vez que este abrange somente recursos hídricos sob o domínio da União, e porque o texto normativo expressamente afasta sua competência sobre rios e bacias hidrográficas (art. 1º, caput e §§2º e 3º).

Os potenciais *nearshore*, como se pode perceber da nomenclatura, são aqueles próximos à costa, em águas interiores, ou a até 15km da costa. Espera-se que os custos para as usinas *nearshore* sejam mais baixos do que para as *offshore*, em razão de serem menores os gastos com conexão, fundação e operação e manutenção. Além disso, os parques *nearshore*, assim como os *offshore*, não ocupam terras produtivas. Por outro lado, os potenciais energéticos tendem a ser menos interessantes, com ventos em velocidades mais baixas, e pode haver maior resistência da população quanto à instalação das usinas¹⁵³.

A Lagoa dos Patos é um acidente geográfico do tipo laguna, caracterizado como um “corpo d’água salgada ou salobra existente próxima ao litoral, relativamente rasa, separada do mar por uma faixa de terra¹⁵⁴”. A Laguna dos Patos desenvolve-se paralelamente à costa gaúcha, separada do oceano por um sistema de barreiras arenosas, mas ainda mantém influência oceânica por um único canal no seu setor sul. Possui área ligeiramente superior a 10.000 km², com aproximadamente 180 km de comprimento, largura máxima de quase 60 km, e profundidade média de 6 metros. É considerada o sistema lagunar mais extenso da América do Sul¹⁵⁵.

Verificou-se que a Laguna dos Patos possui potencial energético interessante, com ventos mais perenes do que os encontrados nos potenciais *onshore* do estado. De acordo com o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, a Laguna dos Patos possui 24,5 MW de capacidade instalável, a 100m de altura, em locais com velocidade superior a 7 m/s¹⁵⁶, avaliando-se investimentos de R\$ 300 bilhões para instalação dos parques eólicos *nearshore* na mencionada Laguna¹⁵⁷.

¹⁵³ JACOBSEN, Henrik Klinge; KOCH, Pablo Alejandro Hevia; WOLTER, Christoph. Nearshore versus offshore: comparative cost and competitive advantages. IAEE Energy Forum, Bergen Special 2016, pp. 17-19. Disponível em <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/125151583/16spkli.pdf>, acesso em 21.04.2023.

¹⁵⁴ TIRADENTES, Leomar. Acidentes geográficos ou formas do relevo? Conceitos para o ensino de geografia. **Revista de Ciências Humanas**. Vol. 21, n. 1, jan.-jun./2021. pp. 18-32. p. 28.

¹⁵⁵ TOLDO JUNIOR, Elírio E. Morfodinâmica da Laguna dos Patos, Rio Grande do Sul. **Pesquisas em Geociências**, vol. 18, n. 1. pp. 58-63, Set./Dez., 1991. p. 58.

¹⁵⁶ CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Atlas eólico**: Rio Grande do Sul. Porto Alegre: SDPI-AGDI, 2014. Disponível em <https://sema.rs.gov.br/atlas-eolico-do-rs>, acesso em 21.04.2023. p. 83.

¹⁵⁷ Valores com data-base em 2022, de acordo com Cardeal e Sari. CARDEAL, Daniela; SARI, Guilherme. Eólicas em lagoas: o modelo nearshore. in GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022.

O estado ainda conta com outros dois corpos d'água com potencial eólico relevante: a Lagoa Mirim, com área de 2.800 km², e a Lagoa Mangueira, com área de 802 km², com potência instalável de 7,3 MW e 2,1 MW¹⁵⁸. A Lagoa Mangueira situa-se ao sul da Lagoa dos Patos, inteiramente no território estadual gaúcho, porém a Lagoa Mirim ultrapassa os limites brasileiros, estendendo-se sobre o Uruguai. Por tal razão, a Lagoa Mirim não poderia ter sua área licitada pelo Rio Grande do Sul, pois se classifica como bem da União, na forma do art. 20, III, da Constituição Federal¹⁵⁹.

Além dos ventos favoráveis, a Laguna dos Patos integra a Hidrovia do Mercosul, que interliga Brasil e Uruguai, possui um porto, o Porto de Rio Grande, na cidade homônima, cuja infraestrutura integra os três principais modais de transporte (hidroviário, ferroviário e rodoviário). A disponibilidade de infraestrutura para transporte de equipamentos além da rodoviária, bem como a existência de porto estruturado, são elementos de conveniência que impulsionam a instalação de parques eólicos na Laguna¹⁶⁰.

Outro ponto de suporte à licitação da área aquática para a instalação de parque gerador é a possibilidade de gerar impacto positivo aos municípios do entorno da Laguna, que possuem baixos índices de desenvolvimento econômico-social. A implantação de usinas eólicas poderia ter como contrapartida social a criação de cursos técnicos voltados à indústria *nearshore*, por exemplo, em benefício da população local¹⁶¹. Naturalmente, o aumento de investimentos na região conduz à elevação de renda e à expansão de pequenos negócios localmente, o que é desejado e pode contribuir para o desenvolvimento das pessoas e dos municípios.

Cardeal e Sari mencionam especificamente o caso dos pescadores artesanais que trabalham na Laguna, que poderiam ser atendidos por programas

¹⁵⁸ CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Atlas eólico**: Rio Grande do Sul. Porto Alegre: SDPI-AGDI, 2014. Disponível em <https://sema.rs.gov.br/atlas-eolico-do-rs>, acesso em 21.04.2023. p. 83.

¹⁵⁹ Art. 20. São bens da União: (...)

III - os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais;

¹⁶⁰ CARDEAL, Daniela; SARI, Guilherme. Eólicas em lagoas: o modelo nearshore. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 69-92.

¹⁶¹ CARDEAL, Daniela; SARI, Guilherme. Eólicas em lagoas: o modelo nearshore. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 69-92.

sociais e de capacitação para trabalharem durante a época do defeso, em que a pesca é proibida na região. Seriam mais de 3,5 mil trabalhadores apoiados pelos projetos eólicos, sem deixar de exercer sua atividade principal de pesca durante o período permitido. Os autores também destacam que é inteiramente possível conciliar a geração eólica *nearshore* com usos tradicionais do espaço, como navegação, práticas de esporte e pesca, “uma vez que o espaçamento entre os aerogeradores [deverá ser] suficiente para dar a segurança de passagem necessária”¹⁶².

Nesse contexto, com diversas vantagens potencialmente propiciáveis pela implantação de usinas eólicas na Laguna dos Patos, o estado do Rio Grande do Sul, representado por sua Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Infraestrutura (SEMA), instaurou a Consulta Pública 01/2022, entre 03 e 21.01.2022, para aprimoramento da minuta de edital de cessão de uso da referida Laguna, com a finalidade de instalar projetos eólicos. Em seguida, em 21.01.2022, foi realizada Audiência Pública sobre o tema, para participação presencial dos interessados¹⁶³.

¹⁶² CARDEAL, Daniela; SARI, Guilherme. Eólicas em lagoas: o modelo nearshore. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 69-92.

¹⁶³ Informações sobre a Audiência Pública e a minuta de edital disponíveis em <https://www.sema.rs.gov.br/concessao-da-laguna-dos-patos>, acesso em 21.04.2023.

A proposta do estado consiste em licitar dois lotes do corpo d'água, denominados Sul e Norte, e conceder o seu uso por 35 anos, exclusivamente para a implantação de empreendimentos eólicos de geração de energia. Em decorrência da cessão, o cessionário deverá pagar, no mínimo, 1,5% sobre o valor bruto auferido por cada megawatt-hora produzido pelo parque *nearshore*:



Fonte: SEMA/RS (2022)¹⁶⁴

Além da participação proporcional à energia gerada, antes do início da operação comercial do empreendimento, deverá ocorrer pagamento mensal pelo uso da área concedida, correspondente a 25,68 Unidades de Padrão Fiscal (UPF) por torre anemométrica, sendo mandatória a instalação de, no mínimo, três torres em cada lote.

A proposta estadual, como um todo, está sujeita a alterações, sem que ainda tenha ocorrido a publicação do edital definitivo até o momento, mesmo após mais de um ano da realização da Consulta e da Audiência Pública. No entanto, é interessante expor quais as bases previstas inicialmente pelo estado gaúcho, pois

¹⁶⁴ Disponível em <https://www.sema.rs.gov.br/concessao-da-laguna-dos-patos>, acesso em 21.04.2023.

podem influenciar o deslinde federal, especialmente se o leilão de cessão de área estadual ocorrer antes do certame da União.

O Rio Grande do Sul propõe que o vencedor do certame tenha prazo de 180 dias, a contar da data de assinatura do contrato, para efetuar pesquisas na área voltada à instalação do parque, devendo apresentar projeto básico à SEMA ao final deste prazo. Caso o projeto seja aprovado pela Secretaria, o empreendedor terá quatro anos para obter as licenças ambientais e demais autorizações necessárias à implantação da usina eólica, devendo informar, ao fim deste período, o cronograma de obras e a geocalização dos aerogeradores.

A proposta licitatória do Rio Grande do Sul difere do modelo constante no Decreto 10.946/2022, já dispondo o valor mínimo de participação proporcional a ser devido ao Poder Público pelo uso da área lacustre. Similarmente ao Decreto, apenas prevê a cessão de uso do espaço, sem outorgar a exploração da central geradora – visto que a competência, nessa hipótese, é federal. Importa destacar que nenhum dos PLs atualmente em trâmite, na forma como se encontram, tutelam a cessão de áreas lacustres em corpos d'água que não estejam sob domínio da União. Destarte, não haveria impedimento, em princípio, ao certame nos moldes inicialmente propostos.

Caso a licitação da Laguna dos Patos ocorra nos meses por vir, antes de serem organizados os leilões federais, consistirá em oportunidade para observar os procedimentos específicos no âmbito do licenciamento ambiental e para avaliar eventuais dificuldades e óbices enfrentados desde a realização do certame até a obtenção das licenças e autorizações nos diversos níveis. O valor de lance vencedor, ademais, poderá servir de baliza para compreender possíveis preços a serem ofertados nos certames federais, voltados à cessão de uso dos prismas energéticos.

Ademais, com a possibilidade de identificação de outros corpos d'água com potencial de geração eólica *nearshore* no Brasil, o caso da Laguna dos Patos pode ser utilizado como exemplo pioneiro para posterior alinhamento entre estados e União, com o intuito de alinhar os marcos regulatório e ambiental

estaduais¹⁶⁵, tornando-os juridicamente estáveis e atrativos para o empreendedor. A avaliação de potenciais lacustres ao longo do território nacional também ampliará bastante o potencial de geração eólica existente no país, além de constituir alternativa interessante para o atendimento à demanda em áreas próximas a lagos e lagoas.

¹⁶⁵ CARDEAL, Daniela; SARI, Guilherme. Eólicas em lagoas: o modelo nearshore. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 69-92.

5. INDÚSTRIAS COMPLEMENTARES E CORRELACIONADAS À INDÚSTRIA EÓLICA *OFFSHORE*

5.1 Hidrogênio verde como mecanismo de desenvolvimento da indústria eólica *offshore*

A promessa do desenvolvimento da eólica *offshore* vem acompanhada com duas dificuldades principais: a conexão com o grid doméstico, ou seja, com as linhas de transmissão, tradicionalmente de natureza escassa, e a demanda por energia, uma vez que se trata de projetos com volume energético elevado, na casa dos gigawatts.

No Brasil, os principais desafios consistem em nesses acima mencionados, além do custo de instalação e operação dos empreendimentos. Não se tem clareza quanto à capacidade do sistema de transmissão para receber ativos de tal proporção, uma vez que os projetos de energia elétrica hoje existentes já aguardam por disponibilidade na rede – falta margem de escoamento para novas instalações de geração¹⁶⁶. Igualmente, o parco crescimento da demanda nos últimos anos e a abundância da geração hídrica prevista para o ano de 2023 e 2024, uma vez que os reservatórios se encontram cheios e vertendo¹⁶⁷, é fator para reduzir as

¹⁶⁶ A falta de margem de escoamento é atualmente considerada grave para novos projetos, em especial em regiões de alto interesse dos agentes de geração, a exemplo do Nordeste. Com a publicação da Lei 14.120/2021, cujo art. 4º alterou o art. 26 da Lei 9.427/1996, encerrando o desconto sobre a tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição, assegurado às fontes incentivadas, houve a previsão de período de transição de 12 meses, durante o qual seria preciso solicitar a outorga de autorização de novos empreendimentos renováveis, para fazer jus ao desconto em questão. Em vista de a informação de acesso, instrumento emitido pelas concessionárias de distribuição ou pelo Operador Nacional do Sistema para declarar a disponibilidade de conexão ao grid, constituir requisito essencial para a solicitação de outorga à ANEEL, e inexistir conexão disponível para todos os projetos interessados, foi editado o Decreto 10.893/2021, que afastou temporariamente a obrigatoriedade de apresentação da informação de acesso para fins de requerimento de outorga junto à Agência.

Para solucionar o problema dos diversos empreendimentos de geração que hoje possuem outorga de instalação, mas ainda não contam com acesso e conexão ao grid, o Poder Concedente planeja realizar leilão de margem de escoamento ainda no primeiro semestre de 2023, denominado Procedimento Competitivo de Margem (PCM), cujas diretrizes foram objeto da Consulta Pública MME 141/2022, que recebeu contribuições entre 03.11.2022 e 02.12.2022, e cuja sistemática também foi objeto de Consulta Pública do MME, entre 23.12.2022 e 22.01.2023, na forma das Portarias 702 e 716/GM/MME, de 2022. O objetivo, ao fim e ao cabo, é permitir que os agentes que estejam dispostos a pagar mais, à vista, pela conexão, serão beneficiados.

¹⁶⁷ Na reunião de 05.04.2023, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) destacou o excelente nível dos reservatórios e a previsão de baixo aumento do consumo de energia num futuro próximo: “O ONS informou (...) que a Agência Norte-Americana dos Oceanos e Atmosfera (NOAA) decretou, em março, o fim do fenômeno La Niña. Há indicativo de que o fenômeno El Niño se estabeleça no segundo semestre de 2023, o que normalmente aumenta a precipitação na região Sul. Também na reunião, o ONS, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa

expectativas governamentais e de mercado quanto à criação e à pretendida aceleração da indústria *offshore* nacional.

Há diversas soluções cabíveis para enfrentar as situações acima. Primeiramente, pode-se ampliar o *grid*, instalando novos empreendimentos de transmissão – já foi anunciado pela Empresa de Pesquisa Energética que devem ser investidos cerca de R\$ 50 bilhões ao longo desta década para a implantação de 15 mil km de linhas e 16 novas subestações¹⁶⁸. Em relação à demanda, é preciso fazê-la crescer e se consolidar, a ponto de ser necessário instalar novos projetos de geração. O crescimento deve ser substancial para que projetos de grande porte tenham sua implementação cogitada.

Nesse ponto, surge a discussão sobre o armazenamento de energia elétrica. O insumo energia, tipicamente, deve ser produzido e consumido ao mesmo instante, pois não há ainda formas de armazenagem e condicionamento da eletricidade em grandes volumes. Existem estudos e investimentos sobre baterias de lítio, com o objetivo de desenvolver grandes estruturas capazes de serem abastecidas pela energia gerada por fontes renováveis, usualmente não despacháveis, como a fotovoltaica e a eólica, aumentando a capacidade de uso destas forças da natureza. Quando a demanda por energia fosse maior, em períodos em que não há necessariamente a geração renovável pelas mencionadas fontes, a bateria injetaria a energia armazenada no sistema, permitindo seu consumo a qualquer hora. No entanto, apesar dos avanços recentes, ainda não há projeto comercialmente viável de tais estruturas.

A energia pode ser armazenada mediante armazenamento de seu combustível, no caso das fontes despacháveis. É o exemplo das termelétricas movidas a gás natural, carvão, biomassa, ou ainda das usinas hidrelétricas, que

Energética (EPE) divulgaram os dados da 1ª Revisão Quadrimestral das Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética - 2023-2027, realizado no final de março. Para 2023, o crescimento previsto é de 2,6% na carga, sem considerar a micro e minigeração distribuída - MMGD. No estudo, a expectativa de crescimento do PIB em 2023 foi revisada de 0,7% para 1,0%. Vide <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/2019/reservatorios-das-usinas-hidreletricas-tem-melhores-niveis-da-ultima-decada2019-d-aponta-cmse>, acesso em 09.04.2023.

¹⁶⁸ Plano Decenal de Expansão (PDE) 2032 – Caderno de Transmissão de Energia. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202032.pdf>, acesso em 09.04.2023. p. 13.

geram a partir da água. Os reservatórios dos parques hidrelétricos servem para armazenamento da água enquanto não há necessidade de geração, turbinando o insumo quando há demanda por energia.

Os brasileiros sabem por experiência própria que nem sempre a água está disponível para geração, visto que depende da precipitação ao longo dos meses. Em épocas de fenômenos climáticos de seca, como o *El Niño*, há impactos significativos no acúmulo dos reservatórios, com possíveis consequências na geração e no preço da eletricidade. Por outro lado, o acondicionamento de combustíveis fósseis é custoso e disputa com o preço pago por essas commodities no exterior. A biomassa, por sua vez, é difícil de ser armazenada, por ter um volume elevado em face do seu baixo poder calorífico.

Nesse contexto, surge mais uma possibilidade de armazenamento de energia: o hidrogênio, a ser criado mediante a separação desse elemento a partir da molécula de água (eletrólise) ou por reforma a vapor de metano¹⁶⁹. Há foco específico no denominado hidrogênio verde, originado por eletrólise e derivado de processo em que se utiliza energia elétrica proveniente de fontes renováveis, como a eólica e a fotovoltaica. O hidrogênio é visto, hoje, como potencial vetor da transição energética internacional, podendo servir inclusive como instrumento para garantir a segurança energética de países europeus, atualmente atordoados pela dependência do gás natural e GNL oriundos de outros continentes.

No âmbito da transição energética com base na economia do hidrogênio, serão desenvolvidos dois tópicos, com vistas à compreensão dos avanços obtidos na seara normativa brasileira. Em primeiro, serão abordadas as características

¹⁶⁹ “*The currently dominant technology, accounting for around 96 % of hydrogen production, is steam methane reforming to produce hydrogen from natural gas or coal. While being cost-effective, this process generates significant CO2 emissions. Hydrogen produced in this way is referred to as 'grey hydrogen' if the CO2 is released, and as 'blue hydrogen' if combined with carbon capture and storage (CCS)*”. Em tradução livre: a tecnologia correntemente dominante, respondendo aproximadamente a 96% da produção de hidrogênio, é a reforma a vapor de metano a partir de gás natural ou carvão mineral. Apesar de ser eficiente em termos de valor, o processo gera elevadas emissões de gás carbônico. O hidrogênio produzido desta forma é denominado “hidrogênio cinza”, se o CO2 é emitido para a atmosfera, ou “hidrogênio azul”, se o método for combinado à captura e armazenamento do carbono (CCS). Vide o relatório do Parlamento Europeu denominado “EU hydrogen policy: Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy”, de autoria de ERBACH, Gregor; JENSEN, Liselotte, publicado em abril de 2021, disponível em [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI\(2021\)689332_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf), acesso em 09.04.2023.

do hidrogênio na qualidade de elemento químico, inserido em um mercado global; após, o enfoque passará ao panorama nacional no tocante à regulamentação do tema e às iniciativas para a concretização da transição energética pretendida.

5.1.1 Contexto internacional

A relação entre o hidrogênio e o mercado de energia mundial parte de uma premissa importante, que esteia a utilização desse método para a armazenagem de energia e a segurança energética, em detrimento do uso de combustíveis fósseis: o incentivo ao uso de fontes renováveis para a geração de eletricidade, com vistas à redução da emissão de gases causadores do efeito estufa. Nesse sentido, o Acordo de Paris e a 14ª Reunião da Cúpula do G20, ocorrida em 2019, figuram como eventos recentes de notória importância na construção da premissa e do seu racional.

No contexto do Acordo de Paris, celebrado em 2015, 195 países assumiram metas referentes à redução de emissões. Com isso, em razão de seus atributos específicos, a exemplo de “alta densidade energética, versatilidade de uso, combustível sem carbono (*carbon-free*) e a possibilidade de funcionar como um vetor de armazenamento de energia”¹⁷⁰, o hidrogênio assumiu posição de destaque nos debates globais, sendo tratado como protagonista na substituição de combustíveis fósseis e, bem assim, na transição energética almejada globalmente¹⁷¹.

Diversas foram as iniciativas realizadas pelas nações signatárias do Acordo com fulcro no desenvolvimento da indústria do hidrogênio, para concretizar toda a sua potencialidade. Na 14ª Reunião da Cúpula do G20, que ocorreu em 2019, a necessidade de esforço para efetivação da transição energética, com vistas ao cumprimento das metas previstas pelo Acordo de Paris, foi abordada no âmbito da Declaração de Osaka dos Líderes do G20¹⁷². Como fundamentação para a discussão

¹⁷⁰ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**: Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE, 2021, p. 11. Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogenio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogenio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em 16.03.2023.

¹⁷¹ Ver IEA – *International Energy Agency*. **The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan**. Paris: IEA, 2019, p. 23. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. Acesso em 16.03.2023.

¹⁷² “Reconhecemos a importância das transições de energia que realizam os ‘3E + S’ (sigla em inglês para Segurança Energética, Eficiência Econômica, e Meio Ambiente + Segurança) a fim de transformar nossos sistemas de energia em sistemas acessíveis, confiáveis, sustentáveis de baixa emissão de

realizada, foi utilizado o relatório produzido pela *International Energy Agency* (IEA)¹⁷³, denominado *The Future of Hydrogen*, considerado um dos principais documentos sobre o mercado internacional de hidrogênio, o qual aborda as características desse energético e o panorama global de avanços para sua produção.

O Brasil não deixou de se posicionar em relação ao desenvolvimento de uma indústria nacional de produção de hidrogênio. O relatório da IEA foi analisado pela EPE, conforme indicado na Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021, a qual ensejou a publicação do documento “*Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*”, publicado em fevereiro de 2021. No presente tópico, serão retratados os pontos relevantes abordados no referida relatório da Agência Internacional e na Nota Técnica da EPE, de forma a consolidar informações capazes de propiciar maior compreensão do atual cenário brasileiro sobre o tema.

De início, devem-se destacar os distintos processos de geração do hidrogênio. Embora seja um vetor energético *carbon-free*, conforme previamente mencionado, sua produção libera dióxido de carbono (CO₂), se envolver energia oriunda de fontes fósseis, a exemplo do carvão mineral e do gás natural¹⁷⁴. Verifica-se, portanto, uma pegada ou *footprint* de gás carbônico no hidrogênio, a depender do uso de combustíveis fósseis para sua geração. Em outras palavras, em que pese o hidrogênio, por si só, não originar emissões de CO₂ quando utilizado, seu processo de geração pode não ser “limpo” ou “verde”, contribuindo com o efeito estufa.

gases de efeito estufa o mais rápido possível, reconhecendo que existem diferentes caminhos nacionais possíveis para atingir esse objetivo. (...) Reconhecemos também as oportunidades oferecidas pelo desenvolvimento continuado de tecnologias inovadoras, limpas e eficientes para as transições energéticas, incluindo o hidrogênio e, também, a depender das circunstâncias nacionais, a Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS, na sigla em inglês), tomando nota do trabalho sobre “Reciclagem de Carbono e “Mercado de Carbono” (*Emissions to Value*).” (DECLARAÇÃO de Osaka dos Líderes do G20. **Ministério das Relações Exteriores**, 29 jun. 2019, grifo nosso. Disponível em https://www.gov.br/mre/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2019/declaracao-de-osaka-dos-lideres-do-g20. Acesso em 16.03.2023)

¹⁷³ Criada em 1974, a IEA (em português, Agência Internacional de Energia) é uma organização formada por 31 países-membros e outros 11 países associados. Tem por objetivo produzir análises e recomendações em diversos tópicos no campo da energia com vistas a cooperar com a elaboração de políticas e soluções em todo o mundo. Para maiores informações, ver *ABOUT IEA. International Energy Agency*. Disponível em <https://www.iea.org/about>. Acesso em 16.03.2023.

¹⁷⁴ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**: Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE, 2021, p. 6-8. Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em 16.03.2023.

Com o intuito de caracterizar o hidrogênio a partir de sua fonte geradora e, adicionalmente, de acordo com a existência ou não de *footprint* de emissões de efeito estufa, foi proposta escala de cores com fundamento na origem do hidrogênio. Com base na emissão de CO₂ de seu processo produtivo, o hidrogênio é classificado em diversos tipos, conforme tabela a seguir.

Tabela 1 - Classificação de hidrogênio em escala de cores

Tipos de hidrogênio ¹⁷⁵	Origem
Preto	Produção a partir de carvão mineral (antracito) sem CCUS ¹⁷⁶
Marrom	Produção a partir de carvão mineral (hulha), sem CCUS
Cinza	Produção a partir de gás natural, sem CCUS
Azul	Produção a partir de gás natural (eventualmente, também a partir de outros combustíveis fósseis), com CCUS
Verde	Produção a partir de fontes renováveis
Branco	Hidrogênio natural ou geológico
Turquesa	Produção a partir de craqueamento térmico do metano, que não gera CO ₂
Musgo	Produção a partir de biomassa ou de biocombustíveis, com ou sem CCUS

Fonte: EMPRESA PÚBLICA DE ENERGIA (2021, p. 10)

Como se pode ver, a coloração verde proposta para o hidrogênio remete à utilização de fontes renováveis em sua produção, por meio de eletrólise da molécula de água. As demais colorações já vêm sendo produzidas em maior volume, em especial em decorrência dos custos mais baixos, para diversos usos industriais, a

¹⁷⁵ Escala proposta pela EPE no âmbito da Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021 para eventual classificação nacional. Vide EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**: Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE, 2021, p. 9-10. Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em 16.03.2023.

¹⁷⁶ Sigla em inglês para captura, utilização e armazenamento de carbono. “O termo CCUS é utilizado (...) para se referir à captura do CO₂ (antes que o gás possa ser emitido ou diretamente do ar), seguida por armazenamento geológico permanente ou usos de CO₂ que entreguem reduções de emissões equivalentes – por exemplo, por meio da integração química em materiais duráveis.” (Ver IEA – International Energy Agency. **The Future of Hydrogen**. Seizing today’s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris: IEA, 2019, p. 17. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. Acesso em 16.03.2023)

exemplo do uso em fertilizantes e na indústria química¹⁷⁷. Entretanto, o hidrogênio verde merece destaque na discussão atual por alinhar-se às metas de descarbonização do Acordo de Paris. Em que pese ser possível, para as outras cores de hidrogênio, a neutralização das emissões de CO₂ através do método CCUS, o hidrogênio verde tem por característica o baixo ou nulo teor de carbono¹⁷⁸ sem qualquer intervenção.

Consoante conclui Ajanovic *et al.*, os benefícios ambientais pelo uso do hidrogênio dependem enormemente de como ocorreu a produção deste insumo, e quais foram as fontes primárias utilizadas. Apenas o hidrogênio verde, oriundo da eletrólise a partir de energia proveniente de fontes renováveis, apresenta baixa emissão de carbono. As demais fontes, ao originar hidrogênio azul, com CCUS, ou mesmo a eletrólise da água a partir de fonte convencional de energia, emitem substancialmente mais gases do efeito estufa, aproximando-se das emissões provocadas pela produção do hidrogênio cinza (gerado a partir de gás natural sem CCUS)¹⁷⁹.

A escala de cores não é adotada de maneira uniforme¹⁸⁰, encontrando-se outras divisões na literatura. A EPE parece adotar a proposta de

¹⁷⁷ “A demanda global por hidrogênio cresceu mais de três vezes desde 1975 e continua a aumentar – quase inteiramente fornecida por combustíveis fósseis, com 6% do gás natural global e 2% do carvão global indo para a produção de hidrogênio. Como consequência, a produção de hidrogênio é responsável por emissões de CO₂, aproximadamente 830 milhões de toneladas por ano, o equivalente às emissões de CO₂ do Reino Unido e da Indonésia juntos”. CAVALCANTE DE OLIVEIRA, Rosana. Panorama do hidrogênio no Brasil. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) - Brasília: Rio de Janeiro: Ipea, agosto de 2022. Disponível em https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11291/1/td_2787_web.pdf, acesso em 09.04.2023. p. 8.

¹⁷⁸ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**: Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE, 2021, p. 6. Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogenio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogenio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em 16.03.2023.

¹⁷⁹ AJANOVIC, A; SAYER, M; HAAS, R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, Vol. 47, Issue 57, Julho de 2022. Pgs. 24136-24154.

¹⁸⁰ Como exemplo, a escala de cores é contestada pela IEA no âmbito do já citado relatório *The Future of Hydrogen*: “Nos últimos anos, as cores têm sido usadas para se referir a diferentes fontes de produção de hidrogênio. ‘Preto’, ‘cinza’ ou ‘marrom’ referem-se à produção de hidrogênio a partir de carvão, gás natural e lignito, respectivamente. ‘Azul’ é comumente usado para a produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis com emissões de CO₂ reduzidas pelo uso de CCUS. ‘Verde’ é um termo aplicado à produção de hidrogênio a partir de eletricidade renovável. Em geral, não há cores estabelecidas para hidrogênio a partir de biomassa, nuclear ou diferentes variedades de eletricidade de rede. Como os impactos ambientais de cada uma dessas rotas de produção podem variar consideravelmente por fonte de energia, região e tipo de CCUS aplicado, a terminologia de cores não é usada neste relatório.” IEA – *International Energy Agency. The Future of Hydrogen. Seizing today’s*

classificação comumente utilizada na União Europeia¹⁸¹; o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), por sua vez, informa cores semelhantes, porém engloba os hidrogênios verde, azul, turquesa e musgo como hidrogênios de baixo carbono¹⁸².

Como já observado, o hidrogênio verde, na qualidade de mecanismo de armazenamento da energia renovável não despachável, ainda não possui viabilidade tecnológica e econômica em âmbito global. Embora apresente largas vantagens ambientais, seus custos operacionais superam de modo significativo àqueles voltados à produção do hidrogênio gerado a partir de fontes fósseis. Conforme demonstrado pela EPE em sua Nota Técnica, enquanto a eletrólise utilizando energia fotovoltaica pode custar US\$ 23,27/kg, o da produção de hidrogênio a partir do carvão mineral apresenta valores até dez vezes menores, de aproximadamente US\$ 2,2/kg¹⁸³.

Há apostas no cenário internacional, notadamente indicadas por *Bloomberg New Energy Finance (BNEF)* e *Hydrogen Council* e que foram reproduzidas pela EPE em sua manifestação técnica, de que o hidrogênio verde tenderá a reduzir seus custos de produção até 2030, com ganhos de competitividade, podendo superar o insumo gerado a partir de combustíveis fósseis até 2050¹⁸⁴.

opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris: IEA, 2019, p. 17. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. Acesso em 16.03.2023.

¹⁸¹ Vide o relatório do Parlamento Europeu denominado “EU hydrogen policy: Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy”, de autoria de ERBACH, Gregor; JENSEN, Liselotte, publicado em abril de 2021, disponível em [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI\(2021\)689332_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf), acesso em 09.04.2023.

¹⁸² BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono**: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Rio de Janeiro: BNDES, 2022. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrogênio%20de%20baixo%20carbono_215712.pdf. Acesso em 16.03.2023.

¹⁸³ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**: Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE, 2021, p. 12. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em 16.03.2023.

¹⁸⁴ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**: Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE, 2021, p. 13. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em 18.03.2023.

Analisando o contexto global do hidrogênio em 2021, a IEA defendeu que há considerável número de projetos para produção de hidrogênio verde em pipeline, a serem desenvolvidos nos próximos anos. Assim, apesar de o aumento na demanda por hidrogênio no mundo ter sido atendido quase exclusivamente mediante uso de combustíveis fósseis sem CCUS¹⁸⁵, observa-se potencial de progresso na instalação de plantas de hidrogênio com baixo teor de carbono.

De acordo com o *Global Hydrogen Review 2022*, produzido pela Agência Internacional, o pipeline de projetos de hidrogênio pode levar à produção de 16 a 24 milhões de toneladas (Mt) por ano de hidrogênio de baixa emissão, dos quais entre 9 e 14 Mt seriam provenientes de eletrólise com energia renovável, enquanto o restante teria procedência de combustíveis fósseis com CCUS. Para atingir esse volume de eletrólise, os projetos apresentariam capacidade instalada equivalente a até 230 GW, o correspondente a toda a capacidade instalada atual de energia renovável da América Latina. No entanto, para alcançar a meta prevista para 2050, em termos de emissões net-zero, seria preciso atingir produção mundial aproximada de 100 Mt até 2030¹⁸⁶ - o que se mostra como um marco bastante mais ousado do que os projetos atualmente previstos poderiam alcançar.

No referido relatório, a IEA ainda pontuou que os governos nacionais consideram o hidrogênio como um pilar de suas estratégias para a transição energética, com o estabelecimento de nove novas estratégias nacionais para o insumo, desde setembro de 2021, elevando o número total para 26. Além disso, alguns países têm avançado para a implementação de políticas concretas, com foco no apoio de projetos em escala comercial para produção de hidrogênio de baixa emissão e infraestrutura (por exemplo, os Projetos de Interesse Comum Europeu da UE, a Lei de Redução da Inflação dos EUA e a Iniciativa H2Global da Alemanha)¹⁸⁷.

¹⁸⁵ IEA – International Energy Agency. **Global Hydrogen Review 2022**. Paris: IEA, 2022, p. 5. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>. Acesso em 20.03.2023.

¹⁸⁶ IEA – International Energy Agency. **Global Hydrogen Review 2022**. Paris: IEA, 2022, p. 5. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>. Acesso em 20.03.2023.

¹⁸⁷ IEA – International Energy Agency. **Global Hydrogen Review 2022**. Paris: IEA, 2022, p. 8. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>. Acesso em 20.03.2023

5.1.2 Atuação recente da União Europeia e dos Estados Unidos

É possível destacar a atuação da União Europeia (UE), cuja Comissão, em 2020, instituiu estratégia voltada à expansão do mercado de hidrogênio, no relatório denominado *Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. No documento, fixou-se que, até 2050, “o hidrogênio renovável deve ser implantado progressivamente em larga escala”¹⁸⁸. Para tanto, a Comissão elaborou agenda de investimentos com foco em incentivar a criação de infraestruturas de produção de hidrogênio, a promoção da pesquisa e inovação na área, entre outras propostas¹⁸⁹.

Mais recentemente, em 2022, no contexto da guerra entre Rússia e Ucrânia, a União Europeia lançou o *REPowerEU*, estratégia com objetivo de dar mais independência energética aos países europeus. Entre as metas do programa, encontra-se o acelerador de hidrogênio, um plano com vistas a duplicar o número de *hydrogen valleys*¹⁹⁰ até 2025, mediante aumento de investimentos, de forma a oferecer solução com a participação dos cidadãos, em ecossistemas regionais de inovação, atravessando toda a cadeia de valor do hidrogênio¹⁹¹.

Nos Estados Unidos, há também forte apelo ao hidrogênio verde na atual gestão presidencial. Em novembro de 2021, o Congresso e o Presidente americanos editaram a Lei 117-58, denominada *Infrastructure Investment and Jobs Act*, igualmente conhecida como Lei Bipartidária de Infraestrutura (BIL, no acrônimo em inglês). Essa legislação direciona US\$62 bilhões para o Departamento de Energia (DOE) dos EUA, dos quais US\$9,5 bilhões deverão ser destinados ao hidrogênio

¹⁸⁸ EUROPEAN COMMISSION. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**. Bruxelas: 2020. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>. Acesso em 20.03.2023.

¹⁸⁹ EUROPEAN COMMISSION. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**. Bruxelas: 2020. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>. Acesso em 20.03.2023.

¹⁹⁰ Um “Hydrogen Valley” é uma área geográfica (cidade, região, ilha ou um *cluster* industrial) em que diversos usos e aplicações do hidrogênio são combinados, gerando um ecossistema de uso integrado do hidrogênio, para consumo de volume significativo do energético, aprimorando os índices econômicos do projeto. Vide a plataforma oficial da União Europeia para o Programa “Clean Hydrogen Partnership”, parceria público-privada que apoia a pesquisa e a inovação em tecnologias de hidrogênio na Europa. Disponível em [https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/mission-innovation-hydrogen-valleys-](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/mission-innovation-hydrogen-valleys-platform_en#:~:text=A%20%E2%80%9CHydrogen%20Valley%E2%80%9D%20is%20a,the%20economics%20behind%20the%20project.)

[platform_en#:~:text=A%20%E2%80%9CHydrogen%20Valley%E2%80%9D%20is%20a,the%20economics%20behind%20the%20project.](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/mission-innovation-hydrogen-valleys-platform_en#:~:text=A%20%E2%80%9CHydrogen%20Valley%E2%80%9D%20is%20a,the%20economics%20behind%20the%20project.), acesso em 10.04.2023.

¹⁹¹ EUROPEAN COMMISSION. **REPowerEU Plan**. Bruxelas: 2022. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033922121>. Acesso em 20.03.2023.

verde. Em agosto de 2022, o Presidente Joseph Biden Jr. assinou o *Inflation Reduction Act* (IRA), que se tornou a Lei 117-169. O referido ato prevê políticas e subsídios adicionais ao hidrogênio, incluindo crédito tributário para a produção do insumo, com o objetivo de incentivar o mercado interno de hidrogênio verde¹⁹².

Nesse quadro, o DOE elaborou documento denominado *National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap*, no qual busca indicar caminhos de desenvolvimento da indústria de hidrogênio verde americana, vislumbrando oportunidades para que a demanda desse energético alcance 10 milhões de toneladas métricas (MMT) anuais em 2030, 20 MMT em 2040 e 50 MMT até 2050. Com isso, seria possível reduzir as emissões americanas em aproximadamente 10% em 2050, quando comparado com o quadro de emissões de 2005¹⁹³.

O *roadmap* busca focar em três estratégias principais, com o fulcro de obter a máxima eficiência na exploração do hidrogênio, atingindo a maior competitividade do energético para fazer face a demandas em setores específicos ou ainda em atividades que contam com poucas alternativas, a exemplo da eletrificação ou do uso de biocombustíveis. As três estratégias são: (i) foco em atividades estratégicas e de alto impacto mediante uso do hidrogênio verde, para que se obtenha o maior valor possível na cadeia com o emprego do energético, especialmente aquelas que não possuem alternativas (ou têm poucas alternativas) para descarbonização; (ii) reduzir o custo do hidrogênio verde, lançando esforços públicos e privados para maior inovação e tecnologia, assim como endereçar vulnerabilidades na cadeia de suprimento e materiais voltados ao hidrogênio; e (iii) concentração em redes regionais, de forma a criar *hubs* regionais de produção e uso de hidrogênio verde, assegurando os ganhos de escala na produção do energético e o uso próximo à geração¹⁹⁴.

¹⁹² US Department of Energy (DOE). DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Draft – September 2022. Disponível em <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>, acesso em 10.04.2023.

¹⁹³ US Department of Energy (DOE). DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Draft – September 2022. Disponível em <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>, acesso em 10.04.2023.

¹⁹⁴ US Department of Energy (DOE). DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Draft – September 2022. Disponível em <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>, acesso em 10.04.2023.

O atingimento dessas estratégias perpassa pela integração com o denominado *Hydrogen Shot*, lançado em junho de 2021 pelo DOE, que pretende permitir que, em uma década, o custo de um quilograma de hidrogênio verde corresponda a um dólar. É a chamada política 1-1-1 do Estado americano, que disponibiliza montantes substanciais para o desenvolvimento de programas e estudos de tecnologia a serem aplicados ao hidrogênio verde, a exemplo do desenvolvimento de um standard de produção do energético, servindo de referência ao mercado, da criação de *hubs* para geração e escoamento de hidrogênio, e do estabelecimento de fábricas para produção de equipamentos a serem utilizados na indústria de hidrogênio verde¹⁹⁵.

5.1.3 Cenário brasileiro: PNE 2050 e outros programas federais

Em relação ao contexto brasileiro, há poucos passos até o momento voltados ao desenvolvimento de uma indústria de hidrogênio – a qual, como se mencionou no item anterior deste trabalho, não está correlacionada exclusivamente à implantação de usinas eólicas *offshore*, podendo ser incentivada a produção de hidrogênio verde a partir da geração elétrica renovável *onshore*.

Alguns documentos sobre a produção de hidrogênio já foram produzidos pelo Estado¹⁹⁶, porém não há ainda um direcionamento prático acerca do desenvolvimento dessa indústria nacionalmente, em especial pela ausência de um mercado global com apetite para aquisição do insumo, na modalidade verde, em larga escala.

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE), elaborado em 2020 pela EPE, ao abordar a transição energética como uma questão transversal do

¹⁹⁵ US Department of Energy (DOE). DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Draft – September 2022. Disponível em <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>, acesso em 10.04.2023.

¹⁹⁶ “Em 2003, o País tornou-se membro da Parceria Internacional para Hidrogênio e Células a Combustível na Economia – IPHE1 (...) Dois anos depois, foi publicado o ‘Roteiro para a Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil’ (MME, 2005), com metas ao longo de 20 anos, apontando: i) a importância das diferentes rotas tecnológicas nas quais o Brasil pudesse ter vantagens competitivas; ii) o papel do gás natural na transição até o predomínio do hidrogênio verde; e iii) a difusão nos mercados de geração distribuída, regiões isoladas e ônibus urbanos.” (BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Programa Nacional do Hidrogênio - Proposta de Diretrizes**. Brasília: MME, jun. 2021, p. 5. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/PublishingImages/Paginas/MME-apresenta-ao-CNPE-proposta-de-diretrizes-para-o-Programa-Nacional-do-Hidrogenio-PNH2/HidrogênioRelatriodiretrizes.pdf>, acesso em 22.03.2023.

planejamento energético de longo prazo, definida como “um processo de transformações em direção a uma economia de baixo carbono e menor pegada ambiental”¹⁹⁷, indica a economia do hidrogênio como vetor para esse movimento, destacando o reconhecimento internacional do Brasil como grande player em potencial para tal mercado emergente.

Ademais, ressalta o papel do hidrogênio como integrador da indústria energética e de setores energético-intensivos, como o transporte e a indústria em geral, atuando como catalisador da descarbonização, já que o insumo tem a capacidade de armazenamento da energia renovável não-despachável e a possibilidade de transporte para consumo em locais diferentes do de sua produção¹⁹⁸.

Nesse quadro, a EPE recomendou que o Estado elaborasse políticas públicas para incentivar o uso de tecnologias de hidrogênio, a partir de diversas fontes, em especial a eletrólise da água utilizando energia renovável¹⁹⁹.

O PNE ressalta que o hidrogênio tem características de tecnologia potencialmente disruptiva, em razão de ser capaz de alterar o mercado de energia, muito embora haja dificuldade em estabelecer alguma previsão quanto à sua inserção efetiva na matriz energética²⁰⁰. Nesse tópico, o Plano reforçou como recomendação a necessidade de se “desenhar aprimoramentos regulatórios relacionados à qualidade, segurança, infraestrutura de transporte, armazenamento, abastecimento, incentivo e utilização de novas tecnologias”²⁰¹, observado o desafio existente quanto à

¹⁹⁷ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2020, p. 34. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>, acesso em 20.03.2023.

¹⁹⁸ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2020, p. 35. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>, acesso em 20.03.2023.

¹⁹⁹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2020, p. 37. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>, acesso em 20.03.2023.

²⁰⁰ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2020, p. 187. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>, acesso em 20.03.2023.

²⁰¹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2020, p. 189. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>, acesso em 20.03.2023.

“elaboração de normatização para uso, transporte e armazenamento do hidrogênio”²⁰².

Em continuidade às conclusões e recomendações do PNE, houve alguns desdobramentos relacionados à temática no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)²⁰³ e nas searas legislativa e econômica. O CNPE, mediante a Resolução 6/2022, instituiu o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH₂), com objetivo de “fortalecer o mercado e a indústria do hidrogênio enquanto vetor energético no Brasil”, promovendo o insumo como tema prioritário para investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação²⁰⁴.

Como ação mais recente do PNH₂, destaca-se a elaboração do Plano de Trabalho Trienal 2023-2025, que contém a proposição de chamadas públicas com vistas a apoiar projetos de pesquisa na área, a elaboração de estudos e diagnósticos e de programa de capacitação sobre hidrogênio de baixo carbono no âmbito do setor público, além da avaliação do impacto do balanço oferta-demanda de hidrogênio na logística energética brasileira, entre outras atividades²⁰⁵. Para obter contribuições da sociedade ao Plano Trienal, o MME realizou a Consulta Pública 147/2022²⁰⁶, entre dezembro de 2022 e fevereiro de 2023, ainda sem resultados disponibilizados.

²⁰² BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2020, p. 188. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>, acesso em 20.03.2023.

²⁰³ Órgão “vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas” destinadas, dentre outros pontos, a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país e definir a estratégia e a política de desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. Nesse sentido, ver BRASIL. Lei nº 9.748, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 07 ago. 1997. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm, acesso em 20.03.2023.

²⁰⁴ BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 6, de 23 de junho de 2022. Institui o Programa Nacional do Hidrogênio, cria o Comitê Gestor do Programa Nacional do Hidrogênio, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 04 ago. 2022. Disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/res_cnpe-6-2022.pdf, acesso em 22.03.2023.

²⁰⁵ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa Nacional do Hidrogênio – Plano de Trabalho Trienal 2023-2025**. Brasília: MME, 2022, p. 26-99. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=1385f73a-16c2-9bc3-66cf-bc45c1e0ada7&groupId=36070. Acesso em: 22 mar. 2023.

²⁰⁶ BRASIL. Portaria nº 713/GM/MME, de 13 de dezembro de 2022. **Diário Oficial da União**, Brasília, 14 dez. 2022. Disponível em: in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-713/gm/mme-de-13-de-dezembro-de-2022-450413372. Acesso em: 22 mar. 2023.

Na seara econômica, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) lançou, ao final de 2022, a publicação denominada “Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa”. O trabalho teve por objetivo explorar “diversos aspectos envolvidos no desenvolvimento e uso do hidrogênio como energético, bem como reflexões sobre as oportunidades existentes no Brasil”²⁰⁷. Para tanto, apresenta a aptidão nacional para a produção do hidrogênio por diversas fontes, bem um panorama da atualidade. A publicação destaca o potencial de integração entre a fonte eólica *offshore* e o hidrogênio verde, no contexto brasileiro, como um ponto de especial relevância:

A elevada demanda de energia renovável para produção de hidrogênio verde e a dificuldade futura na obtenção de áreas propícias para implantação de usinas em terra torna a energia eólica *offshore* uma solução natural de suprimento. Há, portanto, uma oportunidade para combinação de usinas eólicas *offshore* e de hidrogênio verde, em especial na região Nordeste, que concentra o maior potencial de geração de energia e localização estratégica para exportação de hidrogênio e seus derivados. Considerando o mercado interno, seja para grandes consumidores de energia ou para produção de hidrogênio voltada para atender à demanda doméstica, o potencial eólico *offshore* da região Sudeste tem a vantagem da proximidade com a carga, que pode fazer a diferença na modelagem econômica.

Algumas empresas, inclusive, anunciaram interesse em estudar a viabilidade de projetos de hidrogênio verde e geração eólica *offshore*, como a Neoenergia, que celebrou memorando de entendimento com o governo do Rio Grande do Sul para instalação no porto de Rio Grande, e a Qair, que tem memorando de entendimento com o porto do Pecém para desenvolvimento de uma usina de produção de hidrogênio verde que usará energia *offshore* para atender parte de sua demanda.²⁰⁸

O documento declara, ainda, que o hidrogênio de baixo carbono constitui uma atividade estratégica para o Banco, observado seu “*importante papel na dinamização e viabilização de investimentos em projetos de produção, uso e transporte no Brasil*”. Nesse sentido, destaca as ações que vêm sendo incentivadas em diferentes âmbitos para o fortalecimento de empreendimentos deste setor,

²⁰⁷ BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono**: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Rio de Janeiro: BNDES, 2022, p. 8. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrogênio%20de%20baixo%20carbo%20_215712.pdf, acesso em 23.03.2023.

²⁰⁸ BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono**: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Rio de Janeiro: BNDES, 2022, p. 87. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrogênio%20de%20baixo%20carbo%20_215712.pdf, acesso em 23.03.2023.

incluindo o estabelecimento de critérios para o financiamento de plantas para produção de hidrogênio verde²⁰⁹.

5.1.4 Pronunciamento de 100 dias do governo federal

Em 10.04.2023, em pronunciamento na reunião ministerial de avaliação dos 100 primeiros dias de governo²¹⁰, o Presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, anunciou que a transição energética constituirá um dos seis eixos de atuação de um programa de investimento estratégico e de infraestrutura, cujos detalhes devem ser expostos futuramente. Os demais eixos são transporte, infraestrutura social, inclusão digital e conectividade, infraestrutura urbana e água para todos.

De acordo com o Presidente, o Brasil irá acelerar a transição energética, mediante o lançamento de editais para contratação de energia proveniente de fontes solar e eólica. O volume energético a ser contratado, afirmou Lula, deverá representar capacidade de geração equivalente às das maiores usinas hidrelétricas existentes no país. Deverão ser organizados também leilões para a instalação de novas linhas de transmissão, de modo a permitir que diversos projetos de geração possam conectar-se ao grid, em especial os projetos de energia renovável. Foi anunciado que o governo empreenderá esforço coletivo, junto aos estados federativos, para evitar que haja descompasso entre as obras de implantação dos novos empreendimentos de geração e aqueles de expansão da transmissão. O

²⁰⁹ “Em julho de 2022, o BNDES comunicou ao mercado um programa para apoio ao hidrogênio verde. Nessa iniciativa piloto, o BNDES pode financiar empreendimentos de produção ou utilização de hidrogênio verde, bem como iniciativas de desenvolvimento tecnológico, visando investimentos com valores de até R\$ 300 milhões, aproximadamente. Considerando essa escala de investimento, a taxa de juros final estimada para o financiamento dos projetos seria equivalente à taxa de longo prazo (TLP) “careca”, ou seja, sem remunerações adicionais, tendo em vista o *blend* de recursos do Fundo Clima com o Finem. Adicionalmente, o BNDES também publicou sua Política de Credenciamento de Sistemas Estacionários de Armazenamento de Energia, Baterias e Eletrolisadores, que define os critérios para os equipamentos que podem ser financiáveis pelo Banco em uma instalação da planta de hidrogênio verde. Além disso, está em desenvolvimento o estudo de alternativas de *funding* competitivo em moeda estrangeira para viabilizar novas soluções, incluindo apoio à implantação de grandes plantas no país, capazes de exportar o hidrogênio de baixo carbono e seus produtos derivados.” (BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono**: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Rio de Janeiro: BNDES, 2022, p. 97-98. Disponível em https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrogênio%20de%20baixo%20carbo%20n%20125712.pdf, acesso em 23.03.2023.

²¹⁰ Disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=Fgn0NPzIoxA>, acesso em 10.04.2023.

Presidente também afirmou que o país não irá perder a oportunidade de tornar-se uma potência global do hidrogênio verde.

O Presidente relatou que o governo deverá aproveitar a experiência prévia com o Programa de Aceleração Crescimento (PAC), nos governos anteriores do Partido dos Trabalhadores (PT), para articular eficientemente os investimentos públicos e privados e o financiamento de bancos públicos, com o intuito de desenvolver o país, sempre observando a inclusão social e a proteção ao meio ambiente.

Apesar de o discurso indicar tendência do governo federal a favor da energia renovável, acenando para o hidrogênio verde como potencial relevante para o país no cenário global, ainda não há detalhes sobre o funcionamento do programa, nem quando ocorreriam os referidos leilões de expansão da matriz energética ou do *grid* de transmissão. Não há qualquer indicativo quanto à forma de inserção do Brasil na indústria de hidrogênio, na qualidade de *player* competitivo.

As notícias veiculadas pela Presidência, entretanto, são alentadoras para o mercado, que aguardava o posicionamento do novo governo quanto aos incentivos à indústria de geração de energia e ao desdobramento de um novo mercado de hidrogênio verde. Os próximos meses deverão fornecer os pormenores do programa de investimento e infraestrutura informado em 10 de abril, inclusive as diretrizes à instalação e desenvolvimento da indústria de hidrogênio nacional.

5.1.5 Projeto de Lei 725, de 2022

No campo legislativo, o Brasil conta com o Projeto de Lei (PL) 725/2022, de autoria do então Senador Jean Paul Prates (PT/RN), lançado em março de 2022, com o objetivo de traçar as diretrizes para a inserção do hidrogênio como fonte energética no país, estabelecendo parâmetros de incentivo ao seu uso.

A proposta busca definir os conceitos de hidrogênio e hidrogênio sustentável. Consoante justificção do PL, a adoção de nomenclatura própria (hidrogênio sustentável) decorre da ausência de denominação comum em relação a escala de cores, podendo ocorrer futuras disputas terminológicas. Com isso, o autor

do Projeto preferiu seguir com o conceito de “hidrogênio sustentável”, introduzindo sua definição no ordenamento nacional.

O art. 2º do PL, nesse contexto, sugere a inclusão de dispositivos na Lei 9.478/1997, que trata sobre a política energética nacional, de modo a incentivar o uso do hidrogênio como mecanismo para a transição a uma economia de baixo carbono, bem como consolidar sua produção nacional em bases competitivas e sustentáveis.

Assim, seria adicionado o inciso XXXII ao art. 6º da referida Lei, para definir hidrogênio como o elemento *“puro, que permanece no estado gasoso em condições normais de temperatura e pressão, coletado ou obtido a partir de fontes diversas, pela utilização de processos técnicos específicos ou como subproduto de processos industriais”*. O hidrogênio sustentável, por sua vez, seria aquele *“produzido a partir de fonte solar, eólica, biomassas, biogás e hidráulica”*, na forma do inciso XXXIII proposto ao mesmo dispositivo.

A regulação, autorização e fiscalização das atividades relativas à cadeia do hidrogênio restariam sob competência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), inclusive a produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, padrões para uso e injeção nos pontos de entrega ou pontos de saída.

O PL ainda pretende alterar a Lei 9.847/1999, que disciplina a fiscalização das atividades de abastecimento nacional de combustíveis, incluindo o hidrogênio como combustível cujo abastecimento deve ser considerado como utilidade pública, na forma do art. 1º, §1º, da referida legislação.

Por fim, o Projeto impõe percentual mínimo obrigatório de volume de hidrogênio nos gasodutos nacionais, sendo 5% em 1º de janeiro de 2032, e 10% em 1º de janeiro de 2050. O PL determina, ainda, que deverá haver, no mínimo, proporção de 60% de hidrogênio sustentável no percentual de 5% definido para 2032, aumentando para o mínimo de 80% em 2050. A regulamentação da matéria poderá promover escalonamento dos referidos percentuais, de acordo com a capacidade de segurança de transporte e abastecimento.

Observa-se, portanto, que o PL define apenas a competência de uma agência reguladora, a ANP, sobre as atividades relacionadas ao hidrogênio, incluindo a necessidade de autorização de ativos, transporte e comercialização. Ademais, como modo de incentivo ao energético, já traz percentuais mínimos a serem considerados no transporte via gasodutos, em que pese o fazer para datas bastante longínquas. Por fim, há previsão de reserva de mercado ao hidrogênio verde, ou sustentável, na nomenclatura adotada pelo Projeto de Lei. Não há qualquer indicativo de incentivo próprio à indústria, nem à formação de cadeia de suprimento industrial ao hidrogênio. Tampouco existe qualquer regulamentação infralegal sobre a matéria, por parte da ANP ou de outra entidade governamental.

O PL segue em tramitação no Senado Federal, devendo posteriormente a sua eventual aprovação ser encaminhado para apreciação da Câmara dos Deputados. Em paralelo, em 2023, a casa legislativa de origem do Projeto criou, por iniciativa de sua Presidência, a Comissão Especial para Debate de Políticas Públicas sobre Hidrogênio Verde (CESPDPPHV). Entre outros pontos, a iniciativa visa “analisar as propostas em tramitação no Congresso Nacional com objetivo de propor regulamentação necessária para a segurança jurídica e econômica da produção de hidrogênio verde”²¹¹. No ato de criação, foi estabelecido o prazo de 2 anos para que os trabalhos da Comissão sejam realizados, com posterior conclusão por meio da apresentação de um parecer.

Como exposto, por todo o cenário regulatório, normativo e econômico, depreende-se que as ações voltadas ao hidrogênio de baixo carbono ainda são esparsas, sem direcionamento prático, embora se verifiquem diferentes ações e programas voltados ao desenvolvimento dessa indústria. Ainda não há atrelamento entre os parques eólicos *offshore* e a cadeia de produção de hidrogênio, no Brasil, apesar de essa ser uma tendência mundial.

O pronunciamento do governo federal, em 10.04.2023, deu o primeiro direcionamento com fins práticos para o hidrogênio verde, apesar de não haver os contornos necessários para se identificar como ou quando deve ocorrer o programa

²¹¹ BRASIL. Senado Federal. **Ato do Presidente do Senado Federal nº 4, de 2023**. Institui Comissão Especial destinada a debater políticas públicas sobre hidrogênio verde, de modo a fomentar o ganho em escala dessa tecnologia de geração de energia limpa. Disponível em <https://legis.senado.leg.br/comissoes/comissao?codcol=2589>, acesso em 23.03.2023.

de investimento nessa infraestrutura, com o objetivo de acelerar a transição energética nacional. Nesse contexto, é importante pontuar que a implantação das usinas eólicas *offshore* pode ser um grande aliado para geração de hidrogênio verde, ao mesmo tempo em que a cadeia de hidrogênio permite a criação de demanda específica para a indústria *offshore*, apoiando sua implementação e desenvolvimento.

5.2 Infraestrutura portuária: tipos de portos e funções para a indústria eólica *offshore*

O desenvolvimento da indústria eólica *offshore* perpassa pelo desenvolvimento da infraestrutura portuária e naval. A instalação de turbinas eólicas em ambiente marinho requer que os portos tenham capacidade para receber os navios e peças destinados à implantação do empreendimento. Atividades acessórias à indústria nascente podem ser desenvolvidas pelos portos, o que agrega valor à cadeia de produção e permite a redução de custos, afetando positivamente o CAPEX e o OPEX dos parques geradores.

Nesses termos, delineiam-se oportunidades para portos que desejem participar da cadeia de produção, operação e manutenção dos parques eólicos *offshore*. Estudo elaborado em 2021 pela WindEurope, associação da indústria eólica europeia, demonstra que investimentos na infraestrutura portuária, para adaptação à indústria eólica *offshore*, poderão reduzir em mais de 5% o custo da energia produzida por esses parques geradores²¹².

Destaque-se que os portos, evidentemente, também podem exercer importante papel na indústria do hidrogênio. Em 10.05.2023, foi assinado acordo entre os Países Baixos e o estado do Ceará para a criar o denominado “corredor de hidrogênio verde” entre o Porto do Pecém e o Porto de Roterdã, com participação também das empresas Fortescue, AES Brasil, Casa dos Ventos, EDP e Nexway, que integram o *hub* de hidrogênio que está se constituindo no Porto do Pecém. Além disso,

²¹² WINDEUROPE. A 2030 vision for European offshore wind ports: trends and opportunities. Maio de 2021. p. 24. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/a-2030-vision-for-european-offshore-wind-ports-trends-and-opportunities/>, acesso em 14.04.2023.

o Porto de Roterdã celebrou uma parceria de portos verdes com os Portos de Rio Grande (RS), Paranaguá (PR) e com o próprio Porto do Pecém (CE)²¹³.

Os Países Baixos, diante da necessidade de redução de emissões até 2030 em decorrência do Acordo de Paris, estabeleceram fundo climático de 28 bilhões de euros, dos quais 7,5 bilhões devem ser destinados à indústria de hidrogênio verde e 300 milhões, diretamente à importação do energético. A produção do hidrogênio deverá dar-se por eletrólise a partir de energia renovável, e sua principal forma de exportação será através da amônia, estimando-se que a primeira produção ocorrerá em 2026, em volume diário de 5.000 toneladas métricas de amônia²¹⁴.

A indústria eólica *offshore* consiste em novidade tecnológica em relação à indústria *onshore* da mesma fonte. Os equipamentos são maiores, mais pesados, e necessitam de apoio em terra e em mar, envolvendo cadeias produtivas não utilizadas para os empreendimentos localizados *onshore*. As primeiras indústrias correlacionadas às eólicas *offshore* e que se mostram indispensáveis para sua instalação e operação são a portuária e, claro, a naval. Sem os navios e os portos, a implementação de empreendimentos *offshore* é inviável.

A Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (Abeeólica) patrocinou projeto, publicado em dezembro de 2022, denominado “Estudo de cadeia de valor: energia eólica *offshore*”, elaborado pela Essenz Soluções e pelo Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), em que se analisou alguns aspectos relacionados à implantação de indústria eólica *offshore* no Brasil. Um dos pontos tratados consistiu na situação dos portos nacionais, com a conclusão de que “nenhum porto brasileiro, pela falta de histórico de plantas eólicas *offshore* no país, está completamente pronto para a operação plena e imediata na montagem de parques eólicos *offshore*”. Apesar da observação negativa, o estudo asseverou que inexisteria necessidade de construção de novos portos ou terminais, sendo bastante a

²¹³ Disponível em https://epbr.com.br/paises-baixos-firmam-parcerias-com-portos-brasileiros-para-impulsionar-hidrogenio-verde/?utm_source=site&utm_medium=push, acesso em 11.05.2023.

²¹⁴ Disponível em https://epbr.com.br/paises-baixos-firmam-parcerias-com-portos-brasileiros-para-impulsionar-hidrogenio-verde/?utm_source=site&utm_medium=push, acesso em 11.05.2023.

realização de adaptações na infraestrutura atual para atender a futura demanda, inclusive com menores gastos e de forma mais rápida²¹⁵.

Nesse quadro, é importante destacar os ajustes e melhorias necessários nos portos para que se adequem ao cenário da nova indústria. Quais seriam, portanto, as atividades possíveis de serem desempenhadas por portos no âmbito da indústria eólica marítima? De início, o principal – e inescapável – serviço é o de recebimento, descarregamento e carregamento de peças para a instalação das usinas eólicas: turbinas, pás, torres, cabos etc. Os equipamentos devem ser recepcionados em infraestrutura portuária, quando vindos de seus fabricantes, e também fazem o caminho inverso, devendo ser carregados em navios e despachados para as localidades de instalação propriamente ditas.

O avanço tecnológico e as características próprias dos potenciais eólicos *offshore* conduzem a equipamentos de geração cada vez maiores, adaptados a produzir mais energia a partir dos ventos marítimos, mais perenes. A geração *offshore*, nesse quadro, apresenta como principal obstáculo o tamanho e o peso de seus equipamentos, que conduzem a dificuldades relacionadas ao seu transporte. Em face das dimensões das peças, o tamanho dos navios para seu deslocamento também se avoluma e, via de consequência, exige maiores berços e plataformas para ancoragem.

O espaço nos portos, bem por isso, consiste em característica importante e valiosa para o desenvolvimento da indústria. Portos com capacidade de crescimento e/ou de modernização de sua infraestrutura existente, permitindo ajustes nos berços e em outras estruturas de apoio, terão vantagens competitivas no que tange à indústria eólica *offshore*.

Ainda em relação à tecnologia utilizada nas novas eólicas, deve-se mencionar que a fundação das turbinas pode ser realizada de variadas formas, que se dividem em dois grandes grupos: base fixa e base flutuante. A depender da modalidade utilizada, cresce a importância da infraestrutura portuária para as

²¹⁵ ESSENZ SOLUÇÕES; PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (PPE/COPPE/UFRJ). Estudo de cadeia de valor: energia eólica offshore – sumário executivo. Dezembro de 2022. p. 8. Disponível em <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>, acesso em 14.04.2023.

atividades de apoio, adicionalmente à atracação de navios que efetuam o transporte de equipamentos.

O afastamento da costa e o relevo marinho contribuem para a escolha entre turbinas de base fixa ou de base flutuante. Na Europa, inicialmente, optou-se por turbinas de base fixa, porém observa-se a tendência de modificação para turbinas de base flutuante, cuja montagem deve ocorrer preferencialmente em terra. A necessidade de montagem *onshore* das peças e equipamentos cria um mercado potencial para os portos mais próximos aos parques geradores, desde que disponham de áreas livres adequadas para o respectivo processo de montagem.

Há diversas outras atividades que podem igualmente ser incluídas no rol da infraestrutura portuária, para fins de integração na indústria eólica *offshore*. Portos podem diversificar suas funções para apoiar a instalação e a operação dos parques eólicos *offshore*, a exemplo de produção e montagem de turbinas, produção de componentes das turbinas e demais equipamentos, infraestrutura elétrica (subestações), além da operação e manutenção de parques geradores. Como serviços complementares, podem oferecer áreas de teste de equipamentos, serviço de reboque e manobra de navios e peças, centros de treinamento de pessoal, galpões e áreas de apoio e estoque e, ainda, escritórios e apoio administrativo.

De fato, há portos que vislumbram atuar em todas as atividades necessárias ao apoio *offshore* das eólicas, denominando-se *multi-purpose ports*, ou portos de múltiplas finalidades. Nestes, há oferta de serviços desde a montagem de equipamentos e instalação *offshore* até o descomissionamento da central geradora. É possível, porém, que os portos optem por especializar-se em atividades específicas da indústria eólica marítima, a exemplo dos portos de operação e manutenção (O&M) e dos portos de instalação. Abaixo, seguem os principais tipos de portos e as respectivas atividades associadas à indústria eólica *offshore*²¹⁶:

TIPOS DE PORTO	ATIVIDADE PRINCIPAL
Porto de importação/exportação	Recepção e estocagem de componentes para posterior carregamento e transporte por navios para os locais de montagem.

²¹⁶ WIND EUROPE. Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector. Setembro de 2020. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/ports-a-key-enabler-for-the-floating-offshore-wind-sector/>, acesso em 30.04.2023. p. 16 e ss.

Porto de manufatura	Produção de equipamentos como turbinas, fundações e cabos.
Porto de montagem	Pré-montagem de componentes.
Porto de mobilização	Carregamento em navios de peças pré-montadas.
Porto offshore	Terminais <i>offshore</i> de múltiplas finalidades, permitindo redução de custos e do tempo de atendimento a chamados no parque gerador.
Porto de operação e manutenção	Suporte ao serviço de operação e manutenção.
Porto de pesquisa	Suporte a pesquisa e estudos para o desenvolvimento de parques <i>offshore</i> , oferecendo áreas para protótipos, realização de testes e centros de treinamento.

Em síntese, são atributos relevantes para a diversificação de funções dos portos, com o objetivo de agregar valor à indústria *offshore* de energia eólica:

- i) disponibilidade de áreas para reforma de berços e/ou criação de novos postos para atracação de navios de grande porte;
- ii) disponibilidade de áreas para estocagem de bens e equipamentos, bem como para montagem de peças e turbinas;
- iii) prédios e galpões para treinamento de pessoal, testagem de equipamentos e protótipos e apoio administrativo (escritórios);
- iv) proximidade de projetos em desenvolvimento, para rápido deslocamento dos equipamentos entre o porto e o local de instalação, ou ainda para o célere atendimento de chamados relacionados a operação e manutenção do projeto;
- e
- v) desenvolvimento de estruturas *offshore* para apoio logístico e operacional aos projetos.

Função adicional que também pode ser assumida pelos portos consiste em capitanear a formação de *clusters* para benefício da indústria eólica *offshore*. O *cluster* pode ser compreendido como um grupo de empresas e outras instituições, preferencialmente em uma mesma localidade geográfica, que estabelecem parceria em prol de um objetivo comum. A atuação conjunta dessas

empresas tem potencialidade de reduzir os custos de transação e permitir a transferência eficiente de conhecimento entre os agentes participantes²¹⁷.

Na Europa, há diversos casos de *clusters* dirigidos à indústria eólica *offshore*: Norwegian Offshore Wind Cluster, na Noruega; Offshore Wind Scotland, na Escócia; Offshore ECOWinds, no Reino Unido; IBN Offshore Energy cluster e Belgian Offshore Cluster, na Bélgica, entre outros. Em diversos casos, há envolvimento governamental e regulatório para o desenvolvimento da indústria de forma eficiente e em tempo adequado. Afinal, a geração eólica *offshore* consiste em um dos principais modos de substituição da matriz termelétrica europeia e, portanto, de assegurar a transição energética assumida pelos estados europeus perante organismos internacionais²¹⁸.

A Europa vem prestando atenção na infraestrutura portuária atual, tanto para ampliar os portos existentes, atendendo à demanda atual e futura, quanto para construir novos empreendimentos portuários, com vistas a permitir o pleno desenvolvimento da indústria eólica *offshore*. Assim, seguem abaixo exemplos de portos que vêm recebendo investimentos públicos e privados para adaptar-se às condições exigidas pelas eólicas em ambiente marinho.

Em 2016, o Porto de Hull (Reino Unido) foi construído mediante investimentos versados pela *Siemens Gamesa Renewable Energy* (SGRE), com o intuito de viabilizar a montagem em terra de turbinas a serem instaladas no Mar do Norte. O empreendimento também recebeu recursos da *Associated British Ports* para reforçar sua infraestrutura e ampliar o espaço de armazenamento logístico para cerca de 40 aerogeradores²¹⁹.

O Porto de Le Havre (França) também recebeu investimentos da SGRE e de entidades governamentais em parceria com um consórcio liderado pela

²¹⁷ JUNQUEIRA, Helena; ROBAINA, Margarita; GARRIDO, Susana; GODINA, Radu; MATIAS, João C. O. Viability of creating na offshore wind energy cluster: a case study. **Applied Sciences**. 2021, 11, 308.

²¹⁸ JUNQUEIRA, Helena; ROBAINA, Margarita; GARRIDO, Susana; GODINA, Radu; MATIAS, João C. O. Viability of creating na offshore wind energy cluster: a case study. **Applied Sciences**. 2021, 11, 308.

²¹⁹ WIND EUROPE. Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector. Setembro de 2020. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/ports-a-key-enabler-for-the-floating-offshore-wind-sector/>, acesso em 30.04.2023. p. 18.

Eiffage Génie Civil. O objetivo consistiu em concentrar num mesmo local a fabricação e a montagem de todas as estruturas dos empreendimentos eólicos *offshore*²²⁰.

Há casos de parceria entre portos para as etapas da cadeia de produção, instalação e montagem de usinas eólicas *offshore*, como se observa da parceria dos portos envolvidos na implantação dos parques de geração de *Hywind Scotland* e *Windfloat Atlantic*. *Hywind Scotland*, localizado na Escócia, foi o primeiro parque eólico *offshore* no mundo, com potência instalada de 30 MW. As estruturas flutuantes de base dos aerogeradores foram fabricadas no Porto de A Coruña (Espanha) e montadas no Porto de Stord (Noruega). *Windfloat Atlantic*, por sua vez, foi o primeiro parque *offshore* de Portugal, com potência instalada de 25 MW. As estruturas flutuantes de base foram igualmente fabricadas no Porto de A Coruña (Espanha) e nos Portos de Setúbal e Aveiro (Portugal), mas a montagem ocorreu no Porto de Ferrol (Espanha)²²¹.

Os portos dos Países Baixos também têm se destacado na infraestrutura portuária de atendimento a projetos de eólica *offshore*, por influência inclusive do plano de expansão do país nesse setor. Particularmente, em relação às atividades de instalação e de operação e manutenção, há forte atuação dos Portos de Amsterdã, Ijmuiden e Averijhaven, que planejam organizar um *hub offshore*, com o objetivo de disponibilizar berços para apoio marítimo aos empreendimentos eólicos²²².

Convém também mencionar o Porto de Oostende (Bélgica), classificado como porto de múltiplas finalidades, o qual oferece amplo espectro de serviços para projetos *offshore*, incluindo descarregamento, carregamento, armazenamento e montagem de peças, turbinas e estruturas²²³.

²²⁰ WIND EUROPE. Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector. Setembro de 2020. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/ports-a-key-enabler-for-the-floating-offshore-wind-sector/>, acesso em 30.04.2023. p. 18.

²²¹ WIND EUROPE. Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector. Setembro de 2020. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/ports-a-key-enabler-for-the-floating-offshore-wind-sector/>, acesso em 30.04.2023. p. 20.

²²² WIND EUROPE. Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector. Setembro de 2020. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/ports-a-key-enabler-for-the-floating-offshore-wind-sector/>, acesso em 30.04.2023. p. 25.

²²³ WIND EUROPE. Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector. Setembro de 2020. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/ports-a-key-enabler-for-the-floating-offshore-wind-sector/>, acesso em 30.04.2023. p. 27.

Em suma, a Europa vem despontando na indústria eólica *offshore* e, como passo importante do desenvolvimento dos seus parques, realizou investimentos relevantes na sua infraestrutura portuária. Ademais, pretende continuar a empreender em novos portos, incentivando a formação de *clusters* e a diversificação de funções pelos empreendedores portuários, com o objetivo de viabilizar a expansão da sua matriz elétrica *offshore*.

A partir da experiência internacional, pode-se observar quais seriam as necessidades de adaptação dos portos nacionais com vistas a assegurar o desenvolvimento da indústria eólica *offshore* no Brasil. A resposta transparece na valorização dos atributos que sobressaem em cada unidade portuária e na diversificação das atividades dos portos para atendimento aos projetos de geração eólica em ambiente marítimo.

Há alguns portos nacionais que podem receber maior atenção de imediato, em face de sua posição geográfica mais próxima às principais áreas de interesse de investidores para instalação de eólicas *offshore*. Assim, o Porto do Açú, no município de São João da Barra, estado do Rio de Janeiro, o Porto do Pecém, no município de São Gonçalo do Amarante, no estado do Ceará, e o Porto do Rio Grande, no município homônimo, no estado do Rio Grande do Sul, têm potencialidade de adaptação às necessidades da indústria eólica *offshore* antecipadamente aos demais, pois há diversos prismas marítimos sendo disputados nas suas proximidades, conforme consta do recente informativo do Ibama.

Uma vez que o Decreto 10.946/2022 estabelece a possibilidade de cessão planejada ou independente, os portos interessados em se desenvolver para atuar na indústria eólica *offshore* poderão diligenciar junto (i) aos órgãos governamentais para garantir a delimitação de prismas nas suas proximidades; e (ii) aos empreendedores, para assegurar o interesse em prismas próximos às suas estruturas, sejam eles delimitados pelo Poder Concedente ou pelos próprios agentes interessados.

Certamente, ganhará espaço o porto que logre demonstrar condições otimizadas para o apoio à instalação dos projetos eólicos *offshore*, seja pela proximidade aos prismas, seja por outras funções passíveis de serem implementadas

no complexo portuário. Entre as atividades, os portos podem disponibilizar áreas para estoque e armazenagem de peças, pré-montagem de turbinas e torres, escritórios para apoio administrativo etc.

O complexo portuário também pode planejar o desenvolvimento de plataforma *offshore*, possibilitando maior agilidade na montagem dos parques e, posteriormente, no atendimento a chamados de operação e manutenção nos projetos, mediante articulação junto a fabricantes, montadoras e outros fornecedores da indústria *offshore* para organizar *cluster* em sua área. A existência de *cluster* empresarial constitui um atrativo à instalação de projetos nas cercanias de qualquer porto, pelas facilidades agregadas ao processo produtivo, além de contribuir para o desenvolvimento facilitado da indústria eólica *offshore* como um todo. Afinal, permitirá a agregação de fornecedores de toda a cadeia produtiva para atendimento ao interessado final, isto é, o gerador eólico *offshore*, reduzindo os custos de logística e aumentando o ganho de escala e produtividade.

Visto que as centrais geradoras *offshore* devem conectar-se à rede de transmissão ou de distribuição local, em terra, os portos podem avaliar previamente se há margem de escoamento nas subestações próximas à sua estrutura, e de quanto seria essa margem. Tal informação, que pode ser obtida perante a concessionária de distribuição de energia elétrica local e/ou as transmissoras responsáveis pelas instalações circunvizinhas, é de extrema relevância para as instalações de geração de grande porte instaladas em mar.

Como serviço adicional para o aperfeiçoamento da sinergia entre portos e indústria eólica *offshore*, há a possibilidade de os empreendedores interessados, conjuntamente, contratarem serviços de engenharia para estudo da melhor forma de conexão entre novos empreendimentos eólicos *offshore* e a rede de transmissão de energia elétrica. O estudo teria por finalidade indicar as conexões otimizadas de empreendimentos de diversos portes, além da eventual necessidade de seccionamento ou de ampliação ou reforço da rede de transmissão. Apesar de tal atribuição, tradicionalmente, restar ao agente de geração interessado no projeto, os portos podem atuar como facilitadores de tais respostas, sugerindo ou recomendando formas de conexão que sejam mais adequadas à localidade. A escassez de pontos de conexão com margem de escoamento, somada à dificuldade da realização de

estudos de conexão, certamente leva à atratividade de portos que auxiliem na superação de tais etapas para os investidores.

Nesse sentido, é importante avaliar os diferentes modelos de gestão dos portos no Brasil, com o fito de compreender os desafios existentes em cada um deles para o desenvolvimento da indústria eólica *offshore*.

O sistema portuário brasileiro utiliza ao mesmo tempo dois tipos de administração portuária, ilustrados no *Port Reform Toolkit* do Banco Mundial, o modelo *landlord port* e o modelo *fully privatized port*. O primeiro, o *landlord port*, conjuga objetivos públicos e privados: a atividade de movimentação e armazenagem de carga é privada, enquanto as atividades de administração do porto e de gestão da infraestrutura comum são públicas. Sob esse modelo, encontram-se os denominados “portos organizados”, que é o mais difundido no setor nacional e com exemplos de maior sucesso. Por definição, esses portos são considerados bens públicos, sob a jurisdição de autoridade portuária, e, portanto, podem ser considerados como efetivos portos públicos²²⁴.

As autoridades portuárias, gestoras dos portos organizados, são administradas por empresas públicas, via de regra, podendo os portos organizados ser objeto de delegação da União a estados e municípios, conforme art. 3º da Lei 9.277/1996. Com a publicação da Lei 12.815/2013, também denominada Lei dos Portos, é possível a concessão de portos organizados à iniciativa privada, contudo a primeira experiência desse tipo de cessão ocorreu apenas recentemente, com o leilão do Porto de Vitória e Barra do Riacho, em março de 2022²²⁵.

Merece atenção o fato de a efetiva operação portuária, em portos organizados, ser privada, mediante arrendamento dos terminais portuários a particulares, por licitação e celebração de contrato de arrendamento portuário sob o regime de direito público. Destarte, a um só tempo, o agente vencedor da licitação mantém uma relação de direito público com o Poder Concedente e uma relação

²²⁴ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

²²⁵ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

eminentemente privada com seus clientes, cobrando o pagamento de preço para a operação portuária, e não de tarifa. A autoridade portuária, por sua vez, exige o pagamento de tarifa como contraprestação às suas atividades de gestão²²⁶.

A adaptação de terminais portuários em portos organizados enfrenta um certo grau de engessamento, fruto dos limites restritos a suas poligonais e das regras de licitação típicas do regime público. No entanto, há instrumentos disponíveis na legislação portuária que fornecem flexibilidade à adaptação dos terminais, a exemplo da possibilidade de (i) alteração das poligonais do terminal junto ao Ministério da Infraestrutura; (ii) dispensa de licitação de área arrendada em caso de interessado único; e, por fim, (iii) contratação em regime de uso temporário para cargas com mercado não consolidado²²⁷.

Logo, na hipótese de ser preciso ajustar os limites do terminal ou modificar sua estrutura, ou ainda licitar nova área para terminal adicional, existem instrumentos normativos que concedem flexibilidade aos agentes. Essas alternativas podem ser importantes para imprimir celeridade no processo de adaptação de terminais portuários, com vistas a prestar apoio à indústria eólica *offshore*.

No entanto, o porto organizado sempre necessitará da mobilização do Poder Público, seja pela autoridade portuária, seja pelo Poder Concedente. Assim, para que os portos sob tal modelo se encontrem em condições de oferecer serviços à indústria *offshore* em prazo adequado, há que se tratar a questão como política pública, em linha com a diretriz setorial de expandir, modernizar e otimizar a infraestrutura dos portos e instalações portuárias²²⁸.

Adicionalmente, deve-se ressaltar que os portos públicos enfrentam problemas relacionados à limitação de espaço para recepção e montagem de equipamentos. Além de sua área ser delimitada pela poligonal do porto, estão, em sua

²²⁶ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

²²⁷ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

²²⁸ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

maioria, próximos a centros urbanos. Assim, eventual adaptação da área pode originar confronto com interesses municipais, asseverando o conflito entre o porto e cidade no seu entorno²²⁹.

O segundo modelo de administração portuária utilizado no Brasil é o *fully privatized*, em que tanto a infraestrutura quanto a operação portuária são de responsabilidade de um agente privado. Na forma da Lei 12.815/2014, esse modelo é empregado na autorização de terminais portuários fora de porto organizado, em regime privado de exploração. Destarte, instalações portuárias situadas fora de porto organizado possuem maior flexibilidade regulatória para promover alterações de seu interesse, em razão do regime a que estão submetidas e em face da titularidade privada da área em que estão localizadas²³⁰.

Nessa situação, se for necessário dispor de áreas portuárias maiores, mediante aproveitamento de estruturas existentes ou ampliação da área portuária, não é preciso recorrer à licitação, podendo, inclusive, a depender das alterações e do projeto portuário autorizado pelo Poder Concedente, ser tal prática inteiramente tratada sob o regime de direito privado, o que torna mais ágil o processo de adaptação do porto ao que for desejado para a indústria eólica *offshore*. Na hipótese de o contrato de regência do terminal já dispor de autorização para a movimentação e o armazenamento de carga de projeto para o recebimento de turbinas, hélices e demais componentes necessários à montagem das torres eólicas, as alterações poderão ser regidas pelo direito privado. Por outro lado, não sendo esse o caso, o procedimento para alteração do perfil de carga da autorização portuária é simples, quando comparado aos portos organizados, pois é regulado pela Portaria 1.064/2020, do Ministério da Infraestrutura, podendo ser endereçado de forma célere pelo interessado junto ao Poder Concedente, com análise da Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq)²³¹.

²²⁹ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

²³⁰ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

²³¹ SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

A despeito da certeza da necessidade de adaptação da infraestrutura portuária, importa destacar que a legislação brasileira atual permite que os portos e terminais portuários empreendam a adaptação física necessária o atendimento à nascente indústria eólica *offshore* nacional, mediante utilização dos mecanismos normativos já disponíveis, acima comentados brevemente²³².

²³² SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368

6. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

O Brasil pode enriquecer-se bastante a partir de experiências internacionais sobre o tema da regulação e do incentivo às eólicas *offshore*. Uma vez que ainda não existe uma política nacional definitiva acerca do assunto, nem plena regulamentação, julgou-se interessante trazer dois exemplos de países que ainda estão no início do desenvolvimento de sua indústria eólica *offshore*, mas em etapas distintas e com abordagens diferentes, apesar de ambos buscarem impulsionar a referida fonte: Estados Unidos e Colômbia, cujas molduras políticas e jurídico-regulatórias serão brevemente discutidas nos itens a seguir deste capítulo.

O primeiro país dispensa apresentações de maior profundidade. Os Estados Unidos da América (EUA), um dos países mais ricos do mundo, conforme indica o Banco Mundial, em 2021, apresentava população de 331.893.745 habitantes e Produto Interno Bruto (PIB) per capita de US\$ 70.248,60²³³. Em 2019, seu índice de emissão de CO₂ per capita era de 14,7 toneladas métricas e, em 2015, apenas 7,4% de sua matriz elétrica provinha de fontes renováveis distintas da hidrelétrica²³⁴.

A histórica falta de compromisso dos EUA com as mudanças climáticas, em especial a participação em acordos da Organização das Nações Unidas (ONU) para redução das emissões de gases de efeito estufa, como o Protocolo de Kyoto²³⁵, de 11.12.1997, e o Acordo de Paris, de 22.04.2016²³⁶, parece ter ficado

²³³ Dados relativos ao ano de 2021, disponíveis no website oficial do Banco Mundial, em https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.CD?end=2021&most_recent_value_desc=true&start=2021&view=bar&year=2021, acesso em 25.04.2023.

²³⁴ Dados relativos aos Estados Unidos, disponíveis no website oficial do Banco Mundial, em https://data.worldbank.org/country/united-states?most_recent_value_desc=true&year=2021, acesso em 25.04.2023.

²³⁵ Os EUA assinaram o Protocolo de Kyoto, sob a administração do Presidente Bill Clinton, em 12.11.1998, porém o acordo jamais foi submetido à ratificação do Senado, razão pela qual não se tornou válido para os americanos. A administração seguinte, do Presidente George W. Bush, evidenciou que não via motivo para os EUA aderirem ao Protocolo, enquanto outros países possuíam “carta branca” para continuar a emitir gases do efeito estufa, como Índia, Brasil e China, por classificarem-se como estados em desenvolvimento. Por fim, acabaram por retirar a assinatura ao Tratado. Para mais informações, vide HOVI, Jon; SPRINZ, Detlef F.; BANG, Guri. (2012). Why the United States did not become a party to the Kyoto Protocol: German, Norwegian, and US perspectives. **European Journal of International Relations**, 18(1), pp. 129–150. Informações também disponíveis no website oficial da ONU, em <https://www.un.org/en/climatechange/markings-kyoto-protocol%E2%80%99s-25th-anniversary>, acesso em 25.04.2023.

²³⁶ Os EUA, sob a administração do Presidente Barack Obama, assinaram o Acordo de Paris em 22.04.2016, obtendo a ratificação do Senado em 03.09.2016. Com a mudança da gestão federal para a presidência de Donald Trump, em 04.11.2019, o país notificou a ONU quanto à decisão de deixar o Acordo, o que ocorreu em 04.11.2020. Vide dados disponíveis no website oficial da ONU, em https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-

para trás. O Presidente Joe Biden, em ato do primeiro dia de seu governo, aderiu ao Acordo de Paris²³⁷ e propôs alcançar redução de 50 a 52% nas emissões de gases do efeito estufa, em comparação com o nível de emissões de 2005²³⁸. Nesse quadro, o governo federal norte-americano vem encorajando o aumento da produção de energia elétrica renovável, o uso de transportes com combustível de baixo carbono, além de ações voltadas à ampliação da justiça climática.

Nesse cenário, a indústria eólica *offshore* ganha repercussão, sendo uma das fronteiras tecnológicas em que o governo americano pretende avançar. Além de obter geração elétrica mais limpa em sua matriz, os EUA veem a nova indústria como uma oportunidade para a criação de empregos, atração de investimentos e desenvolvimento de cidades e regiões com índices de qualidade de vida mais baixos.

A Colômbia, por sua vez, localiza-se na América do Sul e possui fronteira com o Brasil através do estado do Amazonas. Sua população concentra mais de 48 milhões de habitantes, predominantemente jovens, com 68% das pessoas entre 15 e 65 anos, de acordo com censo nacional de 2018²³⁹. Consoante dados de 2021, 39,3% dos colombianos encontravam-se em situação de pobreza, com 12,2% em estado de pobreza extrema²⁴⁰.

Em relação à sua matriz elétrica, a capacidade instalada de geração, no Estado colombiano, divide-se da seguinte forma: 60,66% são ocupados pela fonte

d&chapter=27&clang=_en#6, acesso em 25.04.2023. A retirada dos EUA do Acordo de Paris, segundo o Presidente Trump, deveu-se a ônus econômicos supostamente injustos que estavam sendo atribuídos aos cidadãos e empresas norte-americanos pelos compromissos do Acordo. Vide pronunciamento do Departamento de Estado dos EUA, em <https://2017-2021.state.gov/on-the-u-s-withdrawal-from-the-paris-agreement/index.html>, acesso em 25.04.2023.

²³⁷ Em 20.01.2021, com nova mudança da gestão federal americana, o Presidente Joe Biden assinou ato para que os EUA retornassem sua participação no Acordo de Paris. Vide mensagem da Casa Branca em <https://www.state.gov/the-united-states-officially-rejoins-the-paris-agreement/>, acesso em 25.04.2023.

²³⁸ Vide a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) dos EUA de 2021, disponível em <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/United%20States%20NDC%20April%202021%20Final.pdf>, acesso em 25.04.2023.

²³⁹ Censo disponível em <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/censo-nacional-de-poblacion-y-vivenda-2018/cuanto-somos>, acesso em 10.10.2022. O Banco Mundial estima que, em 2021, a população colombiana tenha chegado ao número de 51.265.841 habitantes, conforme disponibilizado em <https://datos.bancomundial.org/pais/colombia>, acesso em 10.10.2022.

²⁴⁰ Dados disponibilizados em 26.04.2022 pelo Departamento Administrativo Nacional de Estatística – DANE, instituição pública do Estado da Colômbia, disponível em <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-monetaria>, acesso em 10.10.2022.

hidráulica; 16,2% correspondem a termelétricas a gás natural; 5,29% são termelétricas a carvão mineral; e 10,78% provêm de usinas solares. No que diz respeito à geração eólica, em 2022, apenas dois parques eólicos encontravam-se em operação, com potência instalada desprezível, porém quinze projetos *onshore* estavam em vias de implantação²⁴¹.

Em decorrência do pouco investimento em geração a partir de fontes renováveis não convencionais, como a fotovoltaica e, em especial, a eólica, a Colômbia decidiu apostar no fomento à implantação de empreendimentos eólicos *offshore*, de modo a ampliar a participação dessa fonte na sua matriz.

Trata-se do primeiro país da América do Sul a construir e tentar sedimentar política pública para a instalação de empreendimentos eólicos *offshore*. Depois de Colômbia e Brasil, até o momento de conclusão das pesquisas para este trabalho, em maio de 2023, não havia outro país sul-americano com evidente interesse em desenvolver a referida fonte, isto é, nenhum estado nacional havia se disposto a iniciar o processo de regulamentação para a cessão de áreas e instalação de eólicas em sua área costeira.

Seja em questões socio-geográficas, seja no que tange à matriz elétrica, a Colômbia guarda semelhanças notórias com o Brasil, estando ainda no início de sua política energética em prol da fonte eólica *offshore*. A análise da política de fomento colombiana, em especial se a instalação dos parques *offshore* ocorrer antes do que no Brasil, deverá servir de termômetro ao apetite de investidores pela fonte na América do Sul e, ao mesmo tempo, de parâmetro para fins de regulação e instrumentos de incentivo.

Os EUA, apesar de serem um estado mais rico e desenvolvido que o Brasil, com indústria diversificada e desenvolvimento tecnológico, podem fornecer exemplo acerca das melhores práticas de fomento. Como será exposto no tópico adiante, os Estados Unidos instituíram mecanismos diversos a título de incentivo à fonte *offshore*, que demandarão vultosos investimentos por parte do estado, a fim de

²⁴¹ Estimativa de capacidade instalada fornecida pelo Banco Mundial, em relatório relativo à Colômbia publicado em março de 2020 e revisado em maio do mesmo ano, disponível em <https://documents1.worldbank.org/curated/en/719501586846928298/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Colombia-Map.pdf>, acesso em 11.10.2022.

assegurar o cumprimento de metas ambientais audaciosas. O largo investimento, a diversidade de medidas disponíveis e as diferentes metas conformam situação que merece ser examinada, com o objetivo de observar se poderiam, e quais poderiam, ser aproveitadas no âmbito do cenário brasileiro da indústria eólica *offshore*.

6.1 Estados Unidos

6.1.1 Programas governamentais americanos de fomento à indústria eólica *offshore*

Os Estados Unidos vêm investindo fortemente no desenvolvimento da indústria eólica *offshore*, que encontra vasto campo para sua implementação e fomento no país norte-americano. Conforme dados disponibilizados em 2016 pelos Departamentos de Assuntos Internos (DOI) e de Energia (DOE) estadunidenses, o litoral americano detém mais de 2.000 GW de capacidade de geração eólica *offshore*, com a tecnologia disponível atualmente. Considerando-se a potencialidade em geral, há mais de 10.000 GW de capacidade a ser explorada nos EUA pela fonte *offshore*²⁴².

Nesse contexto, há intenção, pela administração Biden-Harris, de avançar massivamente com a instalação de parques eólicos em ambiente marinho, viabilizando a exploração do imenso potencial norte-americano para a fonte. A atual presidência americana, na primeira semana de atuação, logo após a decisão de retornar ao Acordo de Paris, emitiu a Ordem Executiva 14.008²⁴³, de 27.01.2021, que estabeleceu um maior envolvimento do país nas questões relacionadas à política climática. Na seção 207 do documento, há determinação ao Secretário de Assuntos Internos, para que sejam identificados os esforços necessários para aumentar a produção de energia renovável nos EUA, inclusive da fonte eólica *offshore*.

Em março de 2022, foi lançada pelos Departamentos de Assuntos Internos (DOI), Energia (DOE) e Comércio (DOC) da Administração federal americana a meta conjunta de implantar 30 GW de usinas eólicas *offshore* até 2030, com a

²⁴² DEPARTAMENTO DE ENERGIA DOS EUA. DEPARTAMENTO DE ASSUNTOS INTERNOS DOS EUA. National Offshore Wind Strategy: facilitating the development of offshore wind industry in the United States. Washington, DC: DOE, DOI, 2016. pp. 7-8. Disponível em <https://www.energy.gov/sites/default/files/2016/09/f33/National-Offshore-Wind-Strategy-report-09082016.pdf>, acesso em 19.05.2023.

²⁴³ Disponível em <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/presidential-actions/2021/01/27/executive-order-on-tackling-the-climate-crisis-at-home-and-abroad/>, acesso em 24.04.2023.

estimativa de trazer ao país mais de US\$ 12 bilhões por ano em investimentos, além de oferecer 44 mil empregos diretos e 33 mil empregos indiretos nas comunidades adjacentes aos projetos até 2030. Com o alcance dessa meta, os EUA pretendem chegar, em 2050, a 110 GW instalados de eólicas *offshore*, com a criação de 77 mil empregos diretos e 57 mil indiretos no total²⁴⁴.

Em 15.09.2022, os mesmos departamentos, juntos ao Departamento de Transporte americano, lançaram nova meta, adicional àquela informada no ano anterior. Até 2035, os EUA pretendem instalar 15 GW em parques eólicos que utilizem a tecnologia de turbinas flutuantes, enquanto se espera que os 30GW inicialmente previstos sejam obtidos por usinas com fundação fixa.

Em suma, a meta americana relativa à fonte eólica *offshore* é de 45 GW até 2035, dos quais 30 GW devem ser implementados até 2030. É um objetivo arrojado, que precisa contar com envolvimento ativo do estado para ser alcançado, em especial com a aceleração de leilões de cessão de uso de espaços marítimos e políticas de incentivo à implantação da fonte.

Nesse quadro, o governo federal estabeleceu programas de fomento à indústria eólica *offshore*, abrangendo desde orientações à atuação estatal para privilegiar áreas menos favorecidas até o investimento de capital em projetos estratégicos de pesquisa e desenvolvimento, passando pelo deferimento de créditos tributários.

De início, cite-se o encorajamento à pesquisa de novas tecnologias no âmbito das eólicas *offshore*. No que diz respeito às turbinas flutuantes, que possuem uma meta própria de atingimento de capacidade instalada, o governo instituiu um programa de aceleração tecnológica e inovativa, denominado *Floating Offshore Wind Shot*, inserido no programa geral *Energy Earthshot*. O objetivo do programa consiste em reduzir em mais de 70% os custos de instalação de turbinas flutuantes, alcançando o valor de US\$ 45/MWh até 2035. Para obter esse resultado,

²⁴⁴ Informação disponível em <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/03/29/fact-sheet-biden-administration-jumpstarts-offshore-wind-energy-projects-to-create-jobs/>, acesso em 24.04.2023.

o governo anunciou o investimento de US\$ 50 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento dirigidos a essa finalidade²⁴⁵.

Em 03.01.2022, o Congresso americano elaborou o chamado *Inflation Reduction Act* (IRA), sancionado em lei pelo presidente Biden em agosto de 2022 e considerada a legislação mais importante da história dos EUA quanto ao atendimento às metas climáticas, de acordo com a Agência de Proteção ao Meio Ambiente dos Estados Unidos (EPA)²⁴⁶ e com a mídia local²⁴⁷. A legislação consiste em grande esforço político para reduzir a inflação americana, através de medidas relacionadas ao controle inflacionário de preços de medicamentos e serviços de saúde, além de injeção de capital e deferimento de créditos tributários para incentivar a geração e o consumo de energia limpa.

Destaque-se que o IRA também busca favorecer a indústria de óleo e gás natural, ao deliberar que o Departamento de Assuntos Internos (*Department of Interior*) americano deverá realizar cessões de uso de, ao menos, dois milhões de acres de terras públicas federais e de 60 milhões de acres de áreas *offshore* para exploração de combustíveis fósseis, antes que esses espaços públicos federais possam ser utilizados para fins de geração renovável de energia²⁴⁸. Entretanto, apesar da definição dos leilões em benefício da indústria fóssil, o IRA contrabalança a medida com diversos incentivos em prol de tecnologias de baixo ou zero carbono. Assim, há entendimento de que, para cada tonelada de novas emissões permitidas pelo IRA, pelo menos 24 toneladas de emissões serão evitadas com fundamento na mesma legislação. Destarte, o IRA permitirá a redução de aproximadamente 37% a 41% das emissões de gases do efeito estufa nos EUA, em comparação ao nível de 2005. Em valores absolutos, esse percentual corresponde à diminuição de 2.500 a 2.800 milhões de toneladas métricas até 2030, em relação a 2005, o que, somado aos

²⁴⁵ Informação disponível em <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/09/15/fact-sheet-biden-harris-administration-announces-new-actions-to-expand-u-s-offshore-wind-energy/>, acesso em 24.04.2023.

²⁴⁶ Disponível em <https://www.epa.gov/green-power-markets/inflation-reduction-act>, acesso em 25.04.2023.

²⁴⁷ Vide opinião da CNN em <https://edition.cnn.com/2022/07/15/politics/biden-build-back-better-manchin/index.html>, acesso em 26.04.2023, e da Forbes, disponível em <https://www.forbes.com/sites/energyinnovation/2022/08/02/the-inflation-reduction-act-is-the-most-important-climate-action-in-us-history/?sh=3bd28488434d>, acesso em 26.04.2023.

²⁴⁸ Vide avaliação da CNN sobre o tem, disponível em <https://edition.cnn.com/2022/07/28/politics/climate-deal-joe-manchin/index.html>, acesso em 26.04.2023.

outros programas federais, levaria ao cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) norte-americana no Acordo de Paris²⁴⁹.

O IRA, estima-se, tem potencial de criar 1,5 milhão de empregos até 2030, na indústria, na construção e em serviços, e, uma vez que encoraja a produção interna de tecnologias voltadas à energia renovável, suas determinações, sozinhas, são capazes de elevar o PIB em até 0,88% no mesmo período²⁵⁰.

No âmbito do IRA, o estado instituiu benefícios de crédito tributário em favor de consumidores que investirem em equipamentos com externalidades climáticas positivas. Assim, cidadãos americanos podem obter crédito tributário de até 30% do investimento realizado ao instalar equipamentos para melhoria da eficiência energética e geração própria de energia ou calor, a exemplo de bombas de calor ou aquecedores, ou até a substituição de portas e janelas²⁵¹. O Ato federal igualmente confere créditos tributários para a aquisição de veículos elétricos novos ou usados²⁵². Como forma de incentivar a energia renovável, há previsão de largo investimento estatal, de aproximadamente US\$ 394 bilhões, majoritariamente sob a forma de crédito tributário para empresas²⁵³.

Para investimentos em energia eólica *onshore* ou *offshore*, cerne deste trabalho, o IRA estabelece a possibilidade de concessão de créditos tributários sobre o investimento e a produção (*Investment Tax Credit – ITC* e *Production Tax Credit – PTC*, no original) para projetos de geração eólica que iniciem suas obras até 1º.01.2025. O PTC consiste em benefício a geradores de energia eólica, incidente sobre cada kWh comercializado com partes não-relacionadas, nos primeiros 10 anos de operação comercial da usina. O PTC estava encerrado para empreendimentos

²⁴⁹ Vide comentário de especialistas na Forbes em <https://www.forbes.com/sites/energyinnovation/2022/08/02/the-inflation-reduction-act-is-the-most-important-climate-action-in-us-history/?sh=3bd28488434d>, acesso em 26.04.2023.

²⁵⁰ Vide comentário de especialistas na Forbes em <https://www.forbes.com/sites/energyinnovation/2022/08/02/the-inflation-reduction-act-is-the-most-important-climate-action-in-us-history/?sh=3bd28488434d>, acesso em 26.04.2023.

²⁵¹ Vide seção 13.301 do IRA, disponível em <https://www.congress.gov/117/bills/hr5376/BILLS-117hr5376enr.pdf>, acesso em 26.04.2023.

²⁵² Até US\$ 7.000,00 para veículos elétricos novos, conforme seção 13.401, e até US\$ 4.000,00 para veículos elétricos usados, conforme seção 13.402 do IRA.

²⁵³ Vide relatório da McKinsey & Company, disponível em [https://www.mckinsey.com/industries/public-and-social-sector/our-insights/the-inflation-reduction-act-heres-whats-in-it#/,](https://www.mckinsey.com/industries/public-and-social-sector/our-insights/the-inflation-reduction-act-heres-whats-in-it#/) acesso em 26.04.2023.

eólicos desde 31.12.2021, mas o IRA ripristinou a medida, tornando-a válida até 31.12.2024²⁵⁴.

O ITC, por sua vez, consiste em crédito tributário em favor de investimentos de capital realizados na indústria de energia renovável. É um crédito pago uma única vez ao beneficiário, proporcionalmente ao valor investido, após o início da operação comercial do projeto. O IRA permite o recebimento de até 30% do capital investido como benefício tributário de ITC para usinas que tenham sua construção iniciada até 31.12.2024²⁵⁵.

O empreendimento eólico, *onshore* ou *offshore*, pode decidir se prefere ser beneficiado pelo PTC ou pelo ITC, não podendo ser favorecido por ambos os mecanismos. A possibilidade de escolha do benefício tributário aplicável é importante para projetos eólicos *offshore*, que exigem muito investimento inicial e, portanto, tendem a ser mais beneficiados financeiramente por créditos recebidos o quanto antes, como prevê o ITC, em vez de passar anos gozando de créditos recebidos durante sua operação, como funciona com o PTC²⁵⁶.

Para ser beneficiado com o máximo de crédito tributário possível, equivalente a US\$ 0,026/kWh (PTC) ou a 30% do investimento total realizado (ITC), o projeto de geração deverá preencher os requisitos relacionados a treinamento de mão de obra e a pagamento de salários. Empreendimentos com capacidade inferior a 1 MW estão isentos de demonstrar as exigências acima mencionadas. Caso os projetos com capacidade superior a 1 MW não comprovem os referidos requisitos, sofrerão restrição no benefício tributário, que será no máximo de 20% do investimento total. Em complemento, os projetos podem receber crédito tributário adicional de 10%, tanto para o IPC quanto para o ITC, se cumprirem o patamar mínimo de conteúdo local exigido e/ou implementarem seus empreendimentos em comunidades energéticas dependentes de combustíveis fósseis²⁵⁷.

²⁵⁴ Conforme exposto pelo Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável americano, disponível em <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits>, acesso em 26.04.2023.

²⁵⁵ Conforme exposto pelo Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável americano, disponível em <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits>, acesso em 26.04.2023.

²⁵⁶ Conforme exposto pelo Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável americano, disponível em <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits>, acesso em 26.04.2023.

²⁵⁷ Conforme exposto pelo Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável americano, disponível em <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits>, acesso em 26.04.2023.

A partir de 1º.01.2025, os créditos tributários ITC e PTC serão substituídos por créditos tributários que não beneficiam qualquer fonte especificamente, ou seja, são neutros em relação à tecnologia empregada nos projetos beneficiados, bastando que ocorra geração elétrica *net-zero* ou *net-negative* (entendida como operação em que houve mais captura de carbono do que sua emissão). Por exemplo, poderão ser favorecidos projetos de geração fóssil que agreguem métodos de captura e armazenagem de carbono, ou tecnologia de fontes híbridas. Esse mecanismo de crédito tributário, por sua vez, deve começar a ser extinto (*phase-out*) (i) a partir de 2032; ou (ii) quando o nível de emissões de gases de efeito estufa, produzidos pelo setor energético americano, for reduzido em 75%, comparado com o nível de 2022, o que ocorrer por último²⁵⁸.

Também foi criado pelo IRA novo crédito tributário, em favor de companhias que produzam e vendam equipamentos para a geração de energia elétrica limpa no território dos EUA, entre 31.12.2022 e 31.12.2032. Para as usinas eólicas, o crédito estará associado à produção e comercialização doméstica de componentes de turbinas eólicas, plataformas fixas e flutuantes para usinas *offshore*, produção de minerais críticos (a exemplo de níquel, cobalto, cobre e lítio) e a navios para a indústria eólica *offshore*. Para os navios, o crédito corresponde a 10% do preço de venda deste, enquanto a venda de minerais críticos permite crédito de 10% do custo de produção. Para componentes da turbina, o montante varia de acordo com o tipo de peça e a capacidade da turbina, em Watts: pás originam benefício de 2 centavos; naceles geram benefício de 5 centavos; a torre, 3 centavos; e as plataformas fixas e flutuantes para *offshore*, 2 e 4 centavos, respectivamente, todos multiplicados pela capacidade da turbina. Esse mecanismo tributário sobre a fabricação doméstica será gradativamente encerrado a partir de 2030, não sendo mais aplicável a qualquer produto comercializado após 2032²⁵⁹.

O IRA também prevê, em sua seção 60.113, a instituição de um programa de redução de emissões de metano, introduzindo taxa a ser paga pelas companhias da indústria de óleo e gás sobre as emissões desse composto químico.

²⁵⁸ Conforme exposto pelo Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável americano, disponível em <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits>, acesso em 26.04.2023.

²⁵⁹ Conforme exposto pelo Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável americano, disponível em <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits>, acesso em 26.04.2023.

O pagamento das taxas sobre o metano irá financiar fundo titularizado pela Agência de Proteção Ambiental (EPA), voltado à mecanismos de diminuição desse gás no setor industrial. Igualmente, o Ato determina o pagamento de *royalties* por emissão de metano em águas e terras públicas federais, na sua seção 50.263, que deve incidir sobre toda e qualquer produção de gás natural, incluindo aquele lançado à atmosfera, queimado em *flares* ou perdido de forma acidental nas operações produtivas²⁶⁰.

Em complemento, a implantação da indústria *offshore* no país norte-americano deverá respeitar os pactos de justiça ambiental, previstos na iniciativa *Justice40*, prevista na Ordem Executiva 14.008, o que inclui a distribuição, a comunidades desfavorecidas, de no mínimo 40% de todos os investimentos diretos e indiretos, ou seus resultados, de projetos federais relacionados às áreas de mudança climática, energia limpa e eficiência energética, transporte limpo, habitação sustentável e com custo acessível, desenvolvimento e treinamento de mão de obra, mitigação ou remediação de poluição ambiental e desenvolvimento de infraestrutura de saneamento e acesso a água limpa²⁶¹.

Ou seja, há previsão de envolvimento de comunidades, municípios e estados considerados desfavorecidos, seja por falta de empregos, baixa renda, segregação étnica ou racial, impactos ambientais cumulativos ou acesso limitado a saneamento, entre outras características, nos projetos de eólicas *offshore*. Como resultado, é esperado que essas regiões sejam beneficiadas, através de diversas ações, a exemplo da redução da poluição e de gases do efeito estufa localmente; da redução dos custos com eletricidade ao consumidor; da melhoria do transporte público; da diminuição dos custos de habitação; do aumento dos postos de trabalho na indústria de energia renovável, entre outras²⁶².

Por fim, por se tratar de uma indústria correlata à eólica *offshore*, importa destacar o impacto de política centenária de conteúdo local sobre esse mercado emergente. O *Jones Act*, denominação mais popular da Lei da Marinha

²⁶⁰ Vide relatório da EPA, disponível em <https://www.iea.org/policies/16156-inflation-reduction-act-of-2022>, acesso em 26.04.2023.

²⁶¹ Informação disponível em <https://www.whitehouse.gov/environmentaljustice/justice40/>, acesso em 24.04.2023.

²⁶² Informação disponível no guia elaborado pela Casa Branca para as agências reguladoras das atividades correlatas ao programa *Justice40*, em <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/07/M-21-28.pdf>, acesso em 24.04.2023.

Mercante americana (*Merchant Marine Act*), publicado em 1920, determina que a navegação doméstica em águas americanas esteja restrita a navios construídos nos EUA, de propriedade de cidadãos ou empresas americanas, tripulados por americanos, sob bandeira americana (*U.S.-built, U.S.-owned, U.S.-flagged, and U.S.-staffed vessels*). O objetivo central da regra era garantir que os EUA possuíssem capacidade para construção de navios e disponibilidade de mão de obra para essa atividade, bem como para tripulação das embarcações, em tempos de guerra ou de emergência nacional²⁶³.

O governo norte-americano já se posicionou pela aplicabilidade do *Jones Act* em relação aos navios de instalação das turbinas e demais componentes de parques eólicos *offshore*. Nesses termos, o entendimento é que apenas navios estadunidenses, tripulados por americanos, poderão cumprir o papel de auxílio à implantação das centrais geradoras marítimas em águas americanas²⁶⁴. Essa política severa de conteúdo local, portanto, incide sobre a fonte eólica *offshore* e, nesse quadro, acaba por alavancar o desenvolvimento paralelo da indústria naval americana, criando postos de trabalho em estaleiros no país e também para tripulantes dos referidos navios. Muito embora haja críticas ferozes ao *Jones Act*, em termos gerais, e ao seu cumprimento também pelos desenvolvedores de usinas eólicas no mar, a aplicação de suas regras à indústria eólica *offshore* certamente auxilia nos objetivos de geração de empregos para a população americana e incentivo à cadeia de fornecimento dos EUA.

Vê-se, portanto, um grande envolvimento estatal em busca da consolidação do mercado eólico *offshore* americano. Seguindo as recomendações do Banco Mundial para os mercados emergentes, que valorizam a instituição de políticas públicas de favorecimento às usinas *offshore*, os EUA indicam estar no caminho adequado para se posicionar como um líder global também nessa indústria.

²⁶³ GRABOW, Colin; MANAK, Inu; IKENSON, Daniel. The Jones Act: A Burden America Can No Longer Bear. *Cato Institute Policy Analysis*, n. 845, 28 de junho de 2018. p. 2. Disponível em <https://www.cato.org/sites/cato.org/files/2022-02/policy-analysis-845.pdf>, acesso em 19.05.2023.

²⁶⁴ Os empreendedores em usinas eólicas *offshore* nos EUA formularam ao menos uma alternativa à determinação do *Jones Act*, utilizando navios estrangeiros para montagem em alto-mar de componentes do parque gerador, com auxílio de navios americanos para intermediação entre o local de montagem e o porto norte-americano (*foreign-flagged wind turbine installation vessels, U.S.-flagged feeder vessel method*). Vide <https://www.jdsupra.com/legalnews/u-s-offshore-wind-wtiv-jones-act-3034498/>, acesso em 19.05.2023.

Diferentemente do passado, porém, percebe-se intenção do Estado em alcançar as metas de descarbonização, sem esquecer do desenvolvimento das pessoas e comunidades desfavorecidas ou castigadas por eventos climáticos catastróficos. O fortalecimento da cadeia produtiva interna certamente trará benefícios de longo prazo para o país, seja com investimentos de curto e médio, seja com a criação de empregos, ou mais tributos pagos pela indústria. A opção por fomentar a indústria de energia renovável, incluindo as eólicas *offshore*, mostra-se como uma grande aposta da gestão Biden-Harris, cujos resultados devem ser conferidos em alguns anos.

Os primeiros resultados do IRA e demais políticas de fomento à energia renovável nos EUA foram recentemente divulgados pela *American Clean Power*, associação norte-americana dos produtores de energia eólica e solar, operadores de sistemas de armazenamento e transmissão de energia. No relatório denominado *Clean Energy Investing in America*, de abril de 2023, a entidade informa que, no período entre 16.08.2022 e 31.03.2023, foram anunciados mais de US\$ 150 bilhões em investimentos na indústria de energia renovável americana, montante que ultrapassa o valor total investido nos projetos renováveis que entraram em operação durante toda a administração federal anterior, do Presidente Donald Trump (2017-2021). Assim, somente nos primeiros oito meses após a publicação do IRA, houve o anúncio da implantação de 96 GW de capacidade instalada em projetos de energia limpa e de 47 novas fábricas de máquinas e equipamentos para atendimento à indústria renovável – apenas a expansão fabril prevista deverá originar mais de 18 mil novos postos de trabalho. Das fábricas mencionadas, três voltam-se ao fornecimento de naceles e pás para usinas eólicas *offshore*²⁶⁵. Em complemento, por causa do IRA, foi possível obter a redução do preço da energia em contrato de comercialização de energia eólica *offshore*, em benefício aos consumidores do estado de Massachussets, passando o valor de US\$ 77,76/MWh para US\$ 70,26/MWh – menor preço até o momento para a fonte nos EUA²⁶⁶.

É de se notar um volume significativo de investimentos nos Estados Unidos, tanto em projetos de geração de energia limpa, quanto na cadeia de

²⁶⁵ AMERICAN CLEAN POWER. Clean Energy Investing in America. Abril 2023. Disponível em https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2023/05/CleanEnergy_ImpactReport_230505.pdf, acesso em 10.05.2023.

²⁶⁶ Conforme se observa de notícia disponível em <https://www.windaction.org/posts/54405>, acesso em 10.05.2023.

fornecimento, o que permite o desenvolvimento de tecnologia e a criação de empregos, a partir do IRA e demais benefícios estatais estabelecidos em 2022. A diminuição em aproximadamente 10% do preço da energia elétrica, em prol dos consumidores, também se mostra como um seguimento importante obtido pela legislação de incentivos americana.

6.1.2 Cessão de uso de áreas para eólicas *offshore*

A primeira usina eólica *offshore* comercial americana foi a *Block Island Wind Farm*, implantada na costa do estado de Rhode Island, a cerca de 6km da ilha de Block. O projeto, cuja operação comercial se iniciou em dezembro de 2016, tem 30 MW de potência instalada e apenas cinco turbinas²⁶⁷. Por ter um porte bastante diminuto, em face dos potenciais imensos normalmente vistos em usinas eólicas *offshore*, pode-se compreender que se tratou de um projeto piloto, com o intuito de aprender sobre a instalação e a operação desta fonte específica, apesar de já ter sido utilizado com finalidade comercial.

Como adiantado nos tópicos anteriores, o governo federal americano atual está incentivando o desenvolvimento da indústria eólica *offshore* em seu território. Recentemente, em 23.02.2022, ofertou em leilão seis áreas na costa dos estados de Nova Iorque e Nova Jérsei, alcançando lances de valores inéditos que totalizaram US\$ 4,37 bilhões²⁶⁸, o que demonstra o forte interesse de investidores por essa solução energética no litoral norte-americano.

Desde 2013, foram efetuados treze leilões de áreas ao longo da costa de oito estados americanos. Os lances ofertados por acre²⁶⁹ vêm subindo, com valores máximos obtidos no referido leilão de NY/NJ, com preço médio de US\$ 8.830/acre leiloado. Em 2022, além desse leilão, ocorreram os certames da Carolina do Norte e da Carolina do Sul, cujo preço médio correspondeu a US\$ 2.861/acre, e o da Califórnia, o primeiro realizado na costa pacífica, com preço médio de US\$ 2.028/acre.

²⁶⁷ Disponível em 04.09.2022 em <https://us.orsted.com/wind-projects>

²⁶⁸ Disponível em 04.09.2022 em <https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/new-york-bight>.

²⁶⁹ Medida utilizada nos EUA para a determinar a dimensão das áreas cedida. Um acre equivale a 4.046,86 m².

Destaque-se que, no leilão californiano, realizado em 06 e 07.12.2022, não se esperaram preços elevados, uma vez que será exigido, na construção dos projetos na costa californiana, o investimento em nova tecnologia, qual seja, a de turbinas eólicas com fundação flutuante. De fato, apesar de as ofertas vencedoras terem somado o montante de US\$ 757,1 milhões, o valor médio por acre foi o mais baixo em relação aos certames de 2022²⁷⁰. O leilão foi visto como um termômetro do apetite da indústria para investir nas usinas de base flutuante, que até agora apenas foram utilizadas em pequenos projetos pilotos, com um total de 100 MW instalados em Portugal, Escócia, Noruega e outras localidades²⁷¹.

O certame consiste na oferta de áreas em cessão para uso exclusivo à implantação de usinas eólicas em ambiente marítimo. Não há, associada ao leilão, a aquisição da energia a ser produzida pelo projeto, trata-se apenas da obtenção de área em cessão para construção de empreendimento de geração. A compra da energia deve ser garantida pelo desenvolvedor do projeto junto aos distribuidores locais de energia, titulares de outorga estatal, em contratação bilateral.

Em face dos programas do governo federal americano, mencionados na seção anterior deste trabalho, os estados passaram a atribuir metas de contratação de energia elétrica proveniente de usinas eólicas *offshore*, inseridas nas metas de contratação de energia renovável. Há forte interesse estadual em atrair investimentos para suas cidades, garantindo a criação de empregos e o fortalecimento da cadeia produtiva. Assim, na costa atlântica dos EUA, há nove estados interessados em adquirir energia renovável oriunda de projetos *offshore* e, a maioria deles, através de suas distribuidoras locais, já celebraram contratos para aquisição dessa modalidade de energia. Os estados de Nova Iorque e Nova Jérsei, por exemplo, que foram recentemente agraciados com um leilão de cessão de áreas *offshore*, comprometeram-se a dispor, até 2030, de 70% e 50% de energia renovável em suas

²⁷⁰ Informação disponível em <https://owcltd.com/the-case-of-california-757m-auction-closes-with-offshore-wind-winners/>, acesso em 24.04.2023.

²⁷¹ Informação disponível em <https://www.reuters.com/business/energy/us-kicks-off-first-california-coast-offshore-wind-auction-2022-12-06/>, acesso em 24.04.2023. O primeiro parque eólico offshore flutuante do mundo, denominado Hywind Scotland, foi construído na costa escocesa por uma parceria das empresas Equinor e Masdar. O parque possui capacidade instalada de 30 MW e entrou em operação comercial em outubro de 2017, apresentando o maior fator de capacidade médio de todas as usinas eólicas do Reino Unido. Vide <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>, acesso em 24.04.2023.

matrizes elétricas, respectivamente. Nesse cenário, devem contratar 9 GW e 7,5 GW de energia elétrica de eólicas *offshore* no mesmo período, já tendo celebrado contratos para 4,3 GW e 3,75 GW, também respectivamente²⁷².

Os Estados Unidos possuem diversos estudos para novos parques *offshore* em trâmite junto ao ente administrativo competente (*Bureau of Ocean Energy Management – BOEM*). O BOEM tem atribuição para efetuar as cessões de uso de áreas marítimas na plataforma continental exterior (*outer continental shelf*), o que, nos EUA, compreende a área entre a jurisdição marinha estadual e a linha de 200 milhas náuticas. A jurisdição estadual no mar, tipicamente, estende-se da costa até três milhas náuticas, à exceção do estado do Texas e da costa do Golfo da Flórida, que se estende até nove milhas náuticas²⁷³. Destarte, a instalação de parques eólicos *offshore* fora das águas mais próximas a costa americana deverá ser autorizada, previamente pelo BOEM, uma vez que ocorrerá em águas federais.

O BOEM foi autorizado a emitir as outorgas de cessão de uso de espaços marítimos federais pelo *Energy Policy Act* de 2005 (EPAct), legislação que trouxe o arcabouço geral para a regulamentação do BOEM no tema. Em 2009, o Departamento de Assuntos Internos (DOI) americano anunciou a conclusão do processo de elaboração da regulação do Programa de Energia Renovável *offshore*, a ser encabeçado pelo BOEM, com o detalhamento acerca da regulamentação da cessão de uso *offshore* para geração renovável.

O processo de emissão de outorga para geração renovável pelo BOEM transcorre em quatro fases: planejamento, cessão, avaliação da área (*site assessment*) e construção e operação comercial. A primeira fase compreende a identificação da área *offshore*, com estudos preliminares, especialmente em matéria ambiental, e a publicação dos editais de cessão. A fase de cessão propriamente dita se inicia com o leilão das áreas *offshore*, em que é concedido o uso para determinado

²⁷² Informação constante em apresentação realizada pelo Sr. Wright Frank, Chefe do Grupo de Políticas Públicas para Energia Renovável do BOEM, para a delegação brasileira presente no *International Offshore Wind Partnering Forum* (IPF) 2023, denominada “U.S. Offshore Wind Activities Update: Roundtable discussion with Brazilian delegation” em Baltimore (MD), EUA, em 29.03.2023.

²⁷³ Vide informação constante no website oficial do BOEM, em <https://www.boem.gov/environment/outer-continental-shelf#:~:text=The%20U.S.%20Outer%20Continental%20Shelf,extend%20out%20to%209%20nm.,> acesso em 24.04.2023.

agente interessado, seguindo-se por reuniões entre o licitante vencedor e o BOEM para apresentação do plano de avaliação da área. A fase de *site assessment* é normalmente longa, com duração média de 5 anos, em que são efetuados estudos e coleta de dados do espaço marinho, finalizando-se com a submissão do plano de construção e operação do projeto. Após o BOEM atestar que o plano de construção e operação é adequado e suficiente, são realizadas revisões técnicas e ambientais relacionadas ao plano, para que seja, enfim, aprovado pela entidade. Por fim, o agente deverá submeter o plano de desenho e instalação do empreendimento, antes de iniciar as obras efetivas. O processo, em sua integralidade, tem duração prevista de, no mínimo, oito anos.²⁷⁴

Em março de 2023, o BOEM já tinha emitido 27 outorgas para fins comerciais e duas outorgas com a finalidade de pesquisa nas áreas marinhas. Quinze planos de avaliação de área foram aprovados e, de 18 planos de construção e operação submetidos à autoridade, dois tinham sido aprovados, desde 2021, estando os demais sob etapa de revisão²⁷⁵.

Apesar de a regulação aplicável ao processo de outorga do BOEM ter sofrido pequenas alterações em 2011 e 2014, está em discussão o primeiro grande aprimoramento das normas. A consulta pública aos interessados, inicialmente lançada em 30.01.2023 por 60 dias, foi prorrogada até 1º.05.2023²⁷⁶. A proposta de modernização trata de oito reformas principais, baseadas em pleitos dos agentes com o intuito de reduzir os custos administrativos e de desenvolvimento dos projetos, bem como diminuir a incerteza e elevar a flexibilidade ante ao ente administrativo. Todas as propostas de modificação regulatória têm o intuito de reduzir os custos aos agentes

²⁷⁴ Informação constante em apresentação realizada pelo Sr. Wright Frank, Chefe do Grupo de Políticas Públicas para Energia Renovável do BOEM, para a delegação brasileira presente no *International Offshore Wind Partening Forum* (IPF) 2023, denominada “U.S. Offshore Wind Activities Update: Roundtable discussion with Brazilian delegation” em Baltimore (MD), EUA, em 29.03.2023.

²⁷⁵ Informação constante em apresentação realizada pelo Sr. Wright Frank, Chefe do Grupo de Políticas Públicas para Energia Renovável do BOEM, para a delegação brasileira presente no *International Offshore Wind Partening Forum* (IPF) 2023, denominada “U.S. Offshore Wind Activities Update: Roundtable discussion with Brazilian delegation” em Baltimore (MD), EUA, em 29.03.2023.

²⁷⁶ Vide informação em <https://www.boem.gov/renewable-energy/regulatory-framework-and-guidelines>, acesso em 26.04.2023.

interessados. De fato, o BOEM pretende produzir economia de US\$ 1 bilhão em 10 anos com as mudanças normativas²⁷⁷.

Por exemplo, uma das mudanças propostas refere-se à comunicação quanto ao planejamento dos leilões. Hoje, o BOEM anuncia as licitações de áreas individualmente, à medida que se concluem os estudos prévios. A alteração sugerida consiste em publicar antecipadamente o calendário de leilões previstos num horizonte de cinco anos, com anúncios anuais. Outro ponto diz respeito à comprovação de financiamento ou fundos para a construção e operação do projeto, que hoje é inteiramente exigida antes do início das obras. A mudança aventada seria de poder ser possível ao agente demonstrar o *funding* ao longo do tempo, não necessariamente antes da construção. Há alterações relativas à aspectos técnicos também, como a possibilidade de instalação de boias de pesquisa meteorológicas sem a aprovação de plano de avaliação de área, bastando a obtenção de permissão pelo Corpo de Engenheiros Militares (*Army Corps of Engineers*); ou a postergação da apresentação, ao BOEM, dos resultados de testes geotécnicos para cada turbina a ser instalada²⁷⁸.

Em conclusão, observa-se que os EUA desde 2009 já detêm regulação própria sobre o tema, tendo concluído a construção da primeira usina *offshore* para fins comerciais em 2016. Ressalte-se que, desde 2005, tinha sido atribuída a competência ao BOEM para realizar os ditos processos de outorga de áreas marítimas. Assim, tem-se o transcurso de, ao menos, dez anos entre a primeira determinação sobre o tema e a implantação efetiva de uma usina, o que denota que o processo de criação, aprimoramento e consolidação de normas voltadas a uma indústria nascente não é rápido, dependendo radicalmente do interesse estatal em prosseguir e fomentar.

Por outro lado, dado o investimento do estado e o apetite dos agentes pela implantação de um novo mercado, vê-se movimento salutar da Administração

²⁷⁷ Informação constante em apresentação realizada pelo Sr. Wright Frank, Chefe do Grupo de Políticas Públicas para Energia Renovável do BOEM, para a delegação brasileira presente no *International Offshore Wind Partening Forum* (IPF) 2023, denominada “U.S. Offshore Wind Activities Update: Roundtable discussion with Brazilian delegation” em Baltimore (MD), EUA, em 29.03.2023.

²⁷⁸ Informação constante em apresentação realizada pelo Sr. Wright Frank, Chefe do Grupo de Políticas Públicas para Energia Renovável do BOEM, para a delegação brasileira presente no *International Offshore Wind Partening Forum* (IPF) 2023, denominada “U.S. Offshore Wind Activities Update: Roundtable discussion with Brazilian delegation” em Baltimore (MD), EUA, em 29.03.2023.

Pública americana com a intenção de aperfeiçoar as normas existentes, de modo a criar o melhor ambiente competitivo possível, sem deixar de lado os cuidados com o meio ambiente, com as comunidades locais e com os detalhes necessários para autorizar um bom projeto *offshore*. Nesse sentido, o Brasil pode colher excelentes lições do processo de incentivo político à fonte e de aprimoramento regulatório, tanto para a eventual opção de fomentar os investimentos em projetos eólicos *offshore* na costa nacional, quanto para quaisquer outras políticas públicas de grande relevo, que venham a se constituir na jurisdição doméstica.

6.2 Colômbia

6.2.1 *Roadmap* da Energia Eólica *Offshore* na Colômbia

A Colômbia foi objeto de estudo pelo Banco Mundial, no âmbito de seu Programa de Desenvolvimento Eólico *Offshore*, capitaneado pelo Programa de Assistência para a Gestão do Setor Energético (ESMAP, na sigla em inglês), em colaboração com a Corporação Financeira Internacional (IFC, na sigla em inglês). Como resultado, foi publicado relatório denominado *Roadmap* da Energia Eólica *Offshore* na Colômbia²⁷⁹, em que consta exame dos principais desafios que o país deverá enfrentar para instaurar mercado eólico *offshore* em sua costa, para ao fim serem indicadas recomendações ao Estado, com o fito de auxiliar no desenvolvimento dessa nova indústria. Os principais achados e sugestões do estudo serão tratados a seguir, no presente item deste trabalho.

O litoral colombiano apresenta potencial energético *offshore* elevado, estimando-se capacidade instalável total de 109 GW. A velocidade dos ventos, em especial na região de La Guajira, excede os 10 m/s – tipicamente, ventos de 7 m/s são bons para a atividade de geração, e o fator de capacidade aproxima-se de 70%, o que insere a costa colombiana entre os melhores potenciais eólicos *offshore* do mundo. No entanto, considerando as limitações socioambientais e técnicas, prevê-se

²⁷⁹ O documento originalmente se denomina “Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia” e está disponível em <https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica-offshore/src/document/Espa%C3%B1ol%20Hoja%20de%20ruta%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf>, acesso em 22.04.2023.

que será possível desenvolver cerca de 50 GW ao largo da Colômbia, o que já representa 2,8 vezes a capacidade instalada total do país.

O estudo identificou, de início, 13 áreas em que haveria potencial explorável de excelência, cinco das quais apresentam profundidade menor do que 70 metros de calado, ou seja, ideal para a implantação de torres eólicas com fundação fixa (*monopile*). Essas cinco regiões somam potência instalável equivalente a mais de 27 GW, em área total de 6.800 km².

Uma vez que há grande interesse do setor privado em investir na geração eólica *offshore* na Colômbia, é propício que o Estado se debruce sobre o tema e busque fixar regras regulatórias e políticas para o desenvolvimento dessa indústria, focando na melhor forma de gozar dos seus benefícios, a favor da população local. O incentivo às eólicas *offshore* permitirá que a Colômbia atinja seu compromisso ambiental, relacionado à transição energética no âmbito do Acordo de Paris, de emissões *net-zero* até 2050, além de auxiliar na superação do denominado trilema energético do país: segurança de suprimento, sustentabilidade e equidade.

Em relação ao primeiro item do trilema, é de se destacar que cerca de 60% da capacidade instalada colombiana provém da fonte hidrelétrica, caracterizando-se, portanto, como energia renovável. Contudo, há sujeição do suprimento à afluência, o que leva a impactos graves em períodos de seca, algo que vem ocorrendo em maior frequência nos últimos tempos. A diversificação da matriz energética, nesse quadro, a partir da instalação de eólicas *offshore*, traria maior segurança ao suprimento de energia. Em comparação com outras fontes renováveis, a *offshore* pode ser a mais adequada para complementar a hidrelétrica, por ter uma geração em montante mais alto e possuir maior confiabilidade.

No que tange à sustentabilidade, o Plano Energético da Colômbia prevê que devem ser adicionados à sua matriz energética 19 GW provenientes de fontes renováveis até 2050. Para fazer frente ao compromisso assumido no Acordo de Paris, ademais, a eletricidade deve substituir outros energéticos no país, subindo sua participação de 18% para 70% do consumo total de energia até 2050. Assim, a implantação de energia eólica *offshore* pode contribuir para a eletrificação da Colômbia na medida necessária aos compromissos ambientais celebrados.

No que diz respeito à equidade, a meta é assegurar que o fornecimento de energia no país seja acessível aos cidadãos, evitando sua suscetibilidade aos períodos de seca ou às flutuações dos preços de combustíveis fósseis. Ainda que o custo da energia proveniente de eólicas *offshore* seja superior àquele das eólicas *onshore* e das fotovoltaicas, o *roadmap* indica que no médio e longo prazo o preço da eletricidade das *offshore* pode cair. Adicionalmente, a implantação de projetos em larga escala e a maior confiabilidade dos ventos marítimos pode reduzir os custos da eletricidade para o consumidor.

Além do trilema energético, outros benefícios poderiam ser captados para a Colômbia a partir da energia eólica *offshore*. O estudo estimou que, até 2050, poderiam ser originados 26 mil empregos equivalentes em tempo integral²⁸⁰ por essa nova indústria, além de movimentar US\$ 3 bilhões ao ano. Caso a Colômbia logre desenvolver com celeridade seu mercado *offshore*, poderá gozar também de oportunidades de exportação de tecnologia, bens e serviços, especialmente para outros países da América Latina e da União Europeia.

Em complemento, a nova indústria *offshore* deve catalisar os investimentos em infraestrutura no país, principalmente no setor portuário e na rede de transmissão de energia, o que produzirá externalidades positivas para outras atividades da indústria e para a população. Em relação ao grid colombiano, pode-se mencionar que o Estado sofre com problemas nessa infraestrutura, bastante sucateada em algumas regiões. Portanto, a realização de investimentos nessa área, com a finalidade de garantir escoamento à produção energética *offshore*, irá certamente beneficiar a população das áreas próximas, que poderão ter mais segurança no fornecimento de energia²⁸¹.

²⁸⁰ Empregos equivalentes em tempo integral ou, em inglês, *full-time equivalent (FTE)*, é medida que considera a quantidade de trabalhadores necessários para determinada atividade, se observadas 40 horas semanais de dedicação ao trabalho. O montante de trabalhadores FTE de uma indústria é equivalente ao número total de trabalhadores dividido pelo número de horas semanais médias de trabalho por trabalhador em tempo integral. Para mais informações, vide SARI, Amarria Dila; HARDIANSA, Fajri; SURYOPUTRO, Muhamad Ragil. Workload assessment on foundry SME to enhance productivity using full time equivalent. **MATEC Web of Conferences**, vol. 154, n. 01081 (2018). Disponível em https://www.matec-conferences.org/articles/matecconf/pdf/2018/13/matecconf_icet4sd2018_01081.pdf, acesso em 22.04.2023.

²⁸¹ A Colômbia é um território montanhoso, com a presença de três cadeias andinas (oriental, central e ocidental), o que dificulta a expansão e manutenção da rede de transmissão de energia no país. Conforme indicado pela Unidade de Planejamento Mineiro-Energético (UPME), no volume 3 do seu

Por fim, mas não menos importante, o estudo relata que a Colômbia poderá aproveitar a geração eólica *offshore* para, futuramente, exportar energia excedente a outros países, com os quais possui interligação²⁸², bem como preparar-se para a exportação de hidrogênio verde e/ou amônia. Esses dois produtos também podem ser utilizados para a própria indústria nacional, auxiliando em sua descarbonização.

Não é surpresa, porém, que há diversos desafios a serem enfrentados pela Colômbia para o efetivo desenvolvimento da indústria eólica *offshore* em seu litoral. Primeiramente, o custo da energia produzida pelas eólicas marítimas. Como já relatado ao longo deste trabalho, atualmente o preço da eletricidade advinda de projetos *offshore* é elevado, em comparação com alternativas renováveis *onshore*. Na Colômbia, contudo, é possível que o preço final da energia eólica *offshore* seja competitivo em face da geração termelétrica convencional. Não é suficiente, entretanto, devendo ser preciso tratamento diferenciado para a fonte, ao menos no início de seu estabelecimento. O estudo recomenda, idealmente, a instituição de leilão de compra e venda de energia específico para projetos *offshore*.

Em segundo lugar, a grande escala esperada dos projetos pode trazer problemas socioambientais, em especial se forem considerados múltiplos projetos de grande porte em uma mesma região. A minimização dos possíveis impactos sociais e ao meio ambiente perpassa pela realização de um adequado planejamento espacial marinho, bem como pela elaboração de estudos e pesquisas nas áreas de interesse pelos agentes geradores.

Plano de Expansão de Referência da Geração e Transmissão 2020-2034, a área atlântico-caribenha do país apresenta múltiplos problemas, majoritariamente como resultado do esgotamento da capacidade de transformação e total ausência de expansão da rede, exigindo a presença de geração local, como garantia da segurança de suprimento. Nesse sentido, a alocação de geração eólica *offshore* pode contribuir para o fornecimento de energia a tais localidades e, a um só tempo, beneficiar a renovação da rede de transmissão na região. Para mais informações, vide o referido Plano, disponível em https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_GT_2019_2033.pdf, acesso em 23.04.2023, p. 105 e ss.

²⁸² A Colômbia possui interligação elétrica com Venezuela e Equador, tendo exportado, para esse último, 250 MWh e importado 1,3 GWh em 2020. U.S. Energy Information Administration. Country Analysis Executive Summary: Colombia. 31.03.2022. Disponível em https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Colombia/pdf/colombia_exe.pdf, acesso em 22.04.2023. Há, igualmente, perspectivas de nova interligação internacional da Colômbia com o Panamá, mediante linha de transmissão de 500 km de comprimento, que permitirá a conexão da Colômbia com o sistema elétrico de outros países caribenhos. Informação disponível em <https://www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/>, acesso em 22.04.2023.

O grande porte dos projetos também exige a renovação da rede de transmissão colombiana, pois os melhores potenciais *offshore* não estão próximos a grandes centros urbanos, requerendo a instalação de linhas de transmissão mais longas e o reforço de diversas estruturas existentes. Para o curto prazo, é ideal observar a possibilidade de implantação dos primeiros projetos nas proximidades de centros de consumo na costa caribenha, por serem áreas mais próximas do litoral e já haver rede de transmissão disponível para o escoamento da produção *offshore*.

A cadeia de fornecimento colombiana não será suficiente para suprir os projetos previstos com todos os equipamentos, devendo uma parcela destes ser importada. Destarte, a definição da exigência de conteúdo local nos empreendimentos deverá ocorrer de acordo com o tamanho do mercado e a escala dos projetos. Um mercado maior irá atrair mais investimentos e justificará o fortalecimento da indústria e da infraestrutura local, podendo ocasionar maiores requisitos de conteúdo local.

O financiamento das obras igualmente é um desafio de grandes proporções. Ainda que a Colômbia seja um país habituado a atrair investimentos internacionais, os altos riscos associados à indústria eólica *offshore* requerem medidas mitigadoras, de modo a assegurar o financiamento dos empreendimentos, minimizando o custo de capital. É relevante garantir que o investidor poderá amortizar seu CAPEX, bem como obterá o devido retorno financeiro, com riscos mitigados em relação à efetivação das obras e aquisição da energia.

O *roadmap* identifica dois cenários de referência possíveis para o mercado eólico *offshore* colombiano. O primeiro seria de baixo crescimento, correspondendo à pouca atividade do Estado para auxiliar o desenvolvimento da indústria *offshore*. Seriam instalados projetos de pequena monta (inferiores a 500 MW), utilizando a rede de transmissão disponível, mediante reforços e melhorias, e concentrando-se junto aos centros de carga de Cartagena, Barranquilla e Santa Marta. Claramente, a menor escala dos projetos levaria a uma maior dificuldade em reduzir os custos da energia *offshore*, em desenvolver a cadeia industrial nacional para atendimento a essa indústria e, por fim, menores benefícios adicionais à população em geral, como o investimento em infraestrutura.

O segundo cenário, de alto crescimento, contaria com projetos em larga escala, com potência instalada de 1 GW ou mais, e acompanha a possibilidade de diminuição dos custos da eletricidade produzida. No entanto, exige participação ativa do Estado, incluindo programa de incentivo à energia *offshore*, mediante garantia da aquisição da eletricidade produzida pelos projetos. O Estado também deverá proporcionar a expansão do *grid*, em especial na região de La Guajira. A atuação estatal com maior empenho tem por consequência fornecer mais segurança ao investidor, que enxerga melhores perspectivas para os projetos.

Com foco no segundo cenário, o *roadmap* expõe recomendações à Colômbia, para induzir a superação dos desafios identificados e a criação de ambiente propício à instauração do mercado de energia eólica *offshore*. Entre as ações sugeridas, algumas foram classificadas como prioritárias, a exemplo de (i) estabelecer objetivos de capacidade e planejamento eólico marinho para 2030 e 2040, observando o planejamento previsto para a geração; (ii) cooperação com a comunidade internacional, para informar sobre as práticas locais e fomentar o interesse do mercado no potencial eólico *offshore* colombiano; (iii) revisar o planejamento espacial marinho (PEM), para verificar a compatibilidade do desenvolvimento das eólicas *offshore* com outras atividades de uso do mar; (iv) definir e gerir o processo de cessão dos espaços marítimos, a serem conferidos aos interessados por processo competitivo; (v) elaborar marco regulatório mediante publicação de lei ou decreto; (vi) analisar os possíveis mecanismos de apoio à exploração *offshore* e os investimentos mais adequados para os projetos *offshore*, com o intuito de conceder visibilidade no longo prazo e segurança em relação aos investimentos.

Outros pontos que merecem destaque, apesar de não terem sido inseridos como ações prioritárias, são (i) inclusão da solicitação de conexão à rede de transmissão como parte integrante do processo de outorga dos projetos eólicos *offshore*, com a finalidade de evitar a especulação sobre o acesso à rede; (ii) criação de portal de dados públicos existentes sobre a costa, para acesso facilitado a todos os interessados; (iii) desenvolvimento de políticas públicas para fomento de *clusters* industriais de energia eólica *offshore* em portos selecionados; (iv) apoio ao desenvolvimento da cadeia de fornecedores locais, através de mecanismos de incentivo fiscal; (v) avaliação da viabilidade de outorgar Obrigações de Energia Firme

(OEF) a projetos eólicos *offshore*, sob o regime de encargo de confiabilidade existente²⁸³.

6.2.2 Regime do processo competitivo colombiano para cessão de áreas *offshore* com finalidade de geração eólica

Em 03.08.2022, a Colômbia editou a primeira norma voltada à implantação de projetos eólicos *offshore* em sua costa, a Resolução 40.284/2022, emitida pelo Ministério de Minas e Energia e pela autoridade marítima colombiana, a *Dirección General Marítima y Portuaria* (DIMAR)²⁸⁴. O regramento disciplina o processo competitivo para a cessão de uso de áreas marítimas, mediante a emissão de *permiso de ocupación temporal* e posterior concessão da área, com a finalidade de implementar empreendimentos eólicos *offshore*, e está fundamentado no documento CONPES 4.075, de 2022, elaborado pelo Conselho Nacional de Política Econômica e Social colombiano, que tratou da política de transição energética no país.

O objetivo da resolução é conferir as normas gerais a serem aplicadas aos processos de cessão de área, com a possibilidade de serem determinadas condições específicas nos editais de cada certame. Em termos gerais, o certame será realizado em seis etapas: publicação do edital e condições específicas; habilitação dos interessados; identificação das áreas; apresentação das ofertas; avaliação das ofertas e seleção dos adjudicatários; formalização da adjudicação.

Importa ressaltar que o processo competitivo envolve apenas a apresentação de informações técnicas sobre a execução do projeto eólico *offshore*, além de dados sobre a experiência do licitante. Não há oferta de valores em benefício do Estado, ou seja, não é cobrada qualquer remuneração ao agente em face da cessão de uso das áreas marítimas para projetos de geração eólica *offshore*.

²⁸³ Trata-se de mecanismo que garante a expansão e a manutenção da segurança do sistema, mediante remuneração pela disponibilidade das usinas geradoras. Como asseverado pela CREG, o referido encargo consiste em remuneração paga ao gerador pela disponibilidade de seu ativo, de acordo com as características e parâmetros declarados, como forme de assegurar o cumprimento da obrigação de energia firme que lhe foi conferida após participação em leilão com este objetivo, cuja finalidade é garantir aos usuários colombianos a confiabilidade na prestação do serviço de energia elétrica ainda que em condições críticas. Vide <https://www.creg.gov.co/cargo-por-confiabilidad>, acesso em 23.04.2023.

²⁸⁴ Por força do art. 2º do Decreto-Lei 2.324/1984 da Colômbia, a DIMAR é a entidade responsável por “regular, autorizar e fiscalizar as concessões e permissões nas águas, terrenos de marinha, praias e demais bens públicos na sua área de jurisdição”.

Após a realização do processo competitivo, a Colômbia outorgará ao agente vencedor a permissão de uso temporário, que disporá sobre a área a ser utilizada pelo agente e as atividades que devem ser efetuadas, relacionadas à medição e obtenção de dados para estabelecer a viabilidade do projeto, e, em caso de ser constatada a viabilidade, concernentes à obtenção de licenças e autorizações para a construção do empreendimento.

A referida permissão terá prazo de oito anos, ao longo do qual o agente terá exclusividade para as atividades acima descritas, na área que lhe foi concedida. Nesse período, o cessionário deverá solicitar a concessão definitiva da área, se houver viabilidade do projeto, ou a prorrogação do prazo, por questões como força maior ou atraso no licenciamento do empreendimento. A resolução prevê que cada interessado pode receber até duas permissões de uso temporário, relativas a áreas distintas, por certame.

A habilitação técnica, para participar dos certames, requer a demonstração de experiência prévia com usinas eólicas *offshore*. Isso deve ocorrer mediante comprovação de envolvimento em etapas de desenvolvimento dos projetos, nomeadamente (i) estruturação; (ii) design; (iii) seleção e contratação de fornecedores; (iv) construção; e (v) controle de qualidade.

Há duas formas de comprovação da experiência. A primeira considera apenas projetos plenamente instalados e em operação nos dez anos anteriores à convocatória ao certame. Nesse caso, o agente deverá demonstrar que atuou em ao menos três das etapas acima descritas, em projetos *offshore* em qualquer parte do mundo, considerando montante de capacidade instalada equivalente ao indicado no edital do certame colombiano para fins de demonstração de experiência.

A segunda forma consiste na demonstração de experiência em projetos que ainda não estão em operação comercial. Para isso, o agente deve comprovar atuação em ao menos duas das etapas descritas, desde que os projetos estejam ao menos em fase de construção e detenham outorga de cessão de uso de área marítima ou compromisso de suprimento de energia no país em que se localizem. Nessa situação, o agente deverá demonstrar experiência em projetos que somem

montante de capacidade instalada equivalente a, no mínimo, cinco vezes o indicado no edital do certame colombiano para fins de demonstração de experiência.

O valor da garantia financeira a ser prestada pelos interessados no processo de cessão será definida pela DIMAR em cada processo competitivo, respeitando-se o prazo mínimo de seis meses entre a publicação da convocatória do certame e sua habilitação, para que os interessados tenham conhecimento, com antecedência, dos custos de garantia e demais condições que deverão assumir ao longo do projeto.

Além da habilitação técnica, os interessados devem demonstrar suas respectivas habilitações jurídica e econômico-financeira. Superada a etapa de habilitação, os agentes participam da etapa de identificação de áreas, na qual podem requerer a inclusão de nova área no certame, distinta daquelas informadas pelo Poder Concedente. A nova área não poderá ser superior a 270 km², nem se sobrepor a áreas já identificadas pelo edital, devendo ainda ser circunscrita à área marítima geral prevista pela DIMAR na convocatória.

Além dessas características, para que seja considerada pelo Poder Concedente no leilão, a nova área também: (i) não pode se sobrepor a áreas ambientalmente protegidas nem a campos de grama marinha; (ii) deve guardar distância mínima de 500m de cabos submarinos; e (iii) não pode se sobrepor a áreas classificadas pela DIMAR como de segurança ou soberania nacional.

Na fase de oferta, o agente pode apresentar uma oferta técnica para cada área disponibilizada no certame, indicando a ordem de preferência da respectiva adjudicação. A oferta deverá informar a capacidade instalada do projeto pretendido, considerando no mínimo o valor indicado pelo Poder Público no edital e a densidade energética mínima de 3 MW/km², além de outros dados arrolados na resolução. Há previsão de que os projetos eólicos *offshore* devem guardar distância de, ao menos, uma milha náutica entre si.

O certame tem julgamento a partir de multicritérios, o que eleva a complexidade da definição do resultado, porém, em contrapartida, avalia os detalhes e condições do projeto, não se definindo o cessionário com base no maior retorno econômico – critério único previsto pelo Decreto 10.946/2022. Assim, na forma do art.

24 da Resolução colombiana, há três critérios que devem ser avaliados, em proporção a ser definida em cada certame:

(i) demonstração de experiência na obtenção de licença ambiental de projetos eólicos *offshore* com no mínimo 200 MW de capacidade instalada. O critério poderá ser quantificado em relação à quantidade de projetos ou por capacidade instalada acumulada;

(ii) demonstração de experiência em no mínimo duas etapas de desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* (estruturação; design; seleção e contratação de fornecedores; construção) em construção ou em operação comercial, com no mínimo 200 MW de capacidade instalada. Deverá ser dada maior pontuação em caso de comprovação relacionada a projetos já operativos. Também aqui o critério poderá ser quantificado em relação à quantidade de projetos ou por capacidade instalada acumulada; e

(iii) demonstração de experiência na construção ou operação de projetos de transmissão, em nível de tensão mínimo de 110 kV, ou geração a partir de fontes renováveis não convencionais, desde que localizados em países emergentes, considerados aqueles que passaram a integrar a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) a partir de 2010 ou que não sejam membros da OCDE. Esse último critério não poderá exceder 20% da pontuação total.

Percebe-se que todos os critérios de julgamento das ofertas correspondem à comprovação de experiência em outros projetos de eólicas *offshore* ou em projetos de transmissão ou geração renovável em economias em desenvolvimento. Há correlação, portanto, com os atributos necessários, pelo desenvolvedor, para realizar os projetos na Colômbia, que somente se tornou membro da OCDE em 28.04.2020²⁸⁵. Por tal razão, provavelmente, o critério de desempate de ofertas consiste na maior pontuação no item 3 pelos candidatos.

²⁸⁵ Conforme consta no website oficial da OCDE, disponível em <https://www.oecd.org/colombia/>, acesso em 23.04.2023.

Todos os participantes serão listados pela ordem de pontuação no certame, da maior pontuação para a menor. Será atribuída permissão de uso temporário a cada um deles, sempre que a área de preferência do agente não esteja superposta a uma área designada para um agente com pontuação superior. Se determinado agente não obtiver pontuação para obter sua área de preferência, será analisada a possibilidade de lhe ser atribuída a sua segunda área de preferência, e assim por diante.

Na hipótese de todos os agentes habilitados tenham recebido ao menos a cessão por uma área, o processo de adjudicação será repetido, para atribuição de uma segunda área de cessão àqueles que assim o desejarem.

A formalização da adjudicação ocorre com a emissão da permissão de uso temporário da área. Para tanto, após conhecerem o resultado do certame, os adjudicatários terão 20 dias para prestar a garantia financeira de fiel cumprimento das obrigações assumidas com o ato administrativo de permissão. Entregue a garantia, se atendidas as demais condições previstas no edital, a DIMAR irá expedir a permissão de uso em favor do agente.

A Resolução determina que, após cada processo competitivo, o ente responsável pelo planejamento energético colombiano (*Unidad de Planeación Minero Energética* – UPME) deverá incluir, em seus planos de expansão da transmissão para os anos seguintes, as obras necessárias a garantir o escoamento dos empreendimentos de geração que poderão ser instalados *offshore*. Note-se, porém, que a linha de transmissão de interesse restrito mantém-se como responsabilidade do agente de geração, bem como a solicitação de conexão à entidade competente.

Com a constatação de viabilidade do projeto eólico, o agente deve solicitar ao Poder Público a concessão definitiva da área, com a apresentação dos estudos técnicos de medição do vento, marés, correntes e batimetria, das licenças ambientais cabíveis, permissão de conexão, se o empreendimento for conectar-se ao Sistema Interligado Nacional, entre outros. A concessão exige a prestação de garantia financeira de fiel cumprimento, para respaldo das obrigações assumidas pelo agente.

A concessão terá prazo de 30 anos, podendo ser prorrogada por até 15 anos adicionais. O descomissionamento já encontra previsão na norma, que

estabelece que, dois anos antes do termo final da outorga, o cessionário deverá prestar garantia de descomissionamento e plano para essa ação, o qual deve prever a obtenção do licenciamento ambiental necessário para tal atividade.

Por fim, a resolução prevê a realização da primeira rodada de processo competitivo para fins de cessão de uso de áreas *offshore* voltadas à geração eólica. O certame irá abranger a zona colombiana do Caribe Central, compreendendo as regiões de Barranquilla e Cartagena das Índias. A norma exige que os projetos possuam, no mínimo, 200 MW de capacidade instalada, com operação comercial em até 10 anos após a emissão da permissão de uso temporário.

Em agosto de 2022, quando da publicação da Resolução 40.284, o Ministério de Minas e Energia da Colômbia externou que o primeiro certame para cessão de uso *offshore* já estaria concluído no fim do segundo semestre de 2023²⁸⁶. No entanto, até o momento, ainda não foi publicado a convocatória do referido processo competitivo, o que diminui as chances de tal seleção ocorrer até o fim do presente ano, considerando que deverá transcorrer período de ao menos seis meses entre a publicação do edital e a habilitação dos interessados.

Não obstante, a regulamentação do tema pela Colômbia demonstra seu compromisso em avançar com a cessão de uso de áreas *offshore*. Se for dado seguimento aos próximos passos, conforme recomendado no *roadmap* analisado anteriormente, o país deverá ser o primeiro da América do Sul a instalar empreendimentos eólicos *offshore* na sua costa.

6.3 Comparativo entre as propostas regulatórias dos Estados Unidos, da Colômbia e do Brasil

Estados Unidos e Colômbia apresentam diferentes modelos de incentivo à formação e consolidação de um mercado eólico *offshore*. Apesar de terem iniciado há mais de uma década o processo de análise do cabimento das usinas

²⁸⁶ Informação disponível no website oficial do Ministério de Minas e Energia da Colômbia, em <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-est%C3%A1-lista-para-empezar-a-adjudicar-permisos-sobre-%C3%A1reas-marinas-para-el-desarrollo-de-proyectos-e%C3%B3licos-costa-afuera/#:~:text=La%20nueva%20regulaci%C3%B3n%20define%20el,primera%20ronda%20del%20proceso%20competitivo>, acesso em 23.04.2023.

marítimas, apenas mais recentemente os EUA passaram a investir e a encorajar a referida indústria. Por sua vez, a Colômbia criou um quadro regulatório específico, com mapeamento das áreas mais adequadas para a instalação das primeiras usinas em mar, porém não proporciona os mesmos incentivos tributários e financeiros que o estado norte-americano.

Nos EUA, há previsão orçamentária de investimento financeiro por diversos fundos, disponíveis para pesquisa e desenvolvimento tecnológico relacionado à energia renovável, à otimização e ao aumento de eficiência. Empresas que desejem implantar-se no país ou ampliar suas instalações, desde que sejam voltadas à indústria energética renovável, podem contar ainda com largos incentivos tributários, o que contribui eficazmente para a redução do preço da eletricidade proveniente de novos empreendimentos. Como comentado, viu-se a redução em cerca de 10% do preço da energia contratada de projeto eólico *offshore* em decorrência das disposições de incentivo do IRA.

A orientação do governo federal americano, com a adesão de muitos estados e suas respectivas companhias de distribuição de energia, permitiu que houvesse demanda interna nos EUA para assegurar a utilização da eletricidade proveniente dos empreendimentos *offshore*. Houve um casamento, portanto, entre a oferta de eletricidade por uma nova fonte, incentivada pelo estado, e a criação de demanda interna ao país. Ambos os elementos – incentivo financeiro-tributário e estabelecimento de mercado para a compra da energia –, assim, lograram a instituição da indústria eólica *offshore* nos Estados Unidos.

É notório, outrossim, que os Estados Unidos estão fortemente empenhados em criar a referida indústria, garantindo vultosos montantes em benefícios. Há uma pletera de programas e incentivos, nutrindo-se a confiança de que o amplo investimento de capital servirá à obtenção de algum resultado positivo. Isto é, investe-se em tudo, e algo há de dar certo no campo da proliferação de empregos, renda e investimento em energia renovável. É provável que seja verdadeira essa presunção, especialmente em face dos números divulgados em abril de 2023, que revelam mais de US\$ 150 bilhões a serem investidos em projetos e fábricas da indústria de energia renovável, com apoio do IRA, e a criação de milhares de postos de trabalho.

No entanto, em países que não dispõem de tanta abundância financeira, merece ser proposta uma alternativa a essa forma de política, com a finalidade de estabelecimento do mercado eólico *offshore* e de benefícios à população, mas sem o dispêndio financeiro na mesma proporção.

Adicionalmente, os EUA também providenciaram a consolidação de um marco regulatório transparente e com segurança jurídica, de forma a garantir aos investidores a confiança necessária para decidirem instalar seus projetos na costa americana. Inclusive, como observado, a regulação sobre o tema já está passando por sua primeira grande reavaliação, com a finalidade de aprimoramento das regras existentes e, via de consequência, de criação de ambiente mais propício à atração de novos projetos e à certeza de implantação dos atualmente em estudo.

A Colômbia, nesse sentido, voltou-se a organizar um quadro normativo-regulatório claro e com transparência, identificando as localidades preferenciais para a instalação de projetos *offshore*, em vez de anunciar benefícios e incentivos financeiros e tributários. Já há a definição dos próximos passos e a distribuição das tarefas que devem ser cumpridas pelos órgãos estatais, ao longo dos meses seguintes, com o objetivo de realizar em breve os primeiros leilões de cessão de área *offshore* e assegurar o desenvolvimento dos projetos eólicos em mar.

É de grande ajuda, porém, o fato de os colombianos possuírem demanda interna por energia elétrica, uma vez que ainda detêm muitos sistemas isolados, alguns de porte representativo, atendidos por combustíveis fósseis e próximos ao litoral. Logo, vislumbra-se a possibilidade de substituição da matriz elétrica fóssil por usinas eólicas *offshore*, o que demonstra a existência de um mercado interno, sem que tenha sido preciso instituir incentivos financeiros para tanto.

Chama atenção que a Colômbia não pretende atribuir, como critério de julgamento nos leilões de área marítima, o retorno financeiro ao estado. Ou seja, não há previsão de critério financeiro para a seleção nos certames, mas sim de critérios técnicos, relacionados ao aproveitamento ótimo dos potenciais eólicos *offshore*. Com isso, é provável que haja atração de capital para o país, uma vez que se reduz consideravelmente os custos iniciais de CAPEX dos projetos.

No caso brasileiro, há evidente ausência de política estatal, até o momento, para impulsionar a criação do mercado nacional de eólicas *offshore*. Muito embora o Decreto 10.946/2022 esteja vigente, as suas disposições e aquelas de sua regulamentação não são suficientes para conceder segurança jurídica e confiança aos agentes interessados, uma vez que não tratam de todos os pontos considerados relevantes para a decisão de investir. O estado, representado em especial pelo governo federal, poderia catalisar a indústria eólica *offshore* – e aquelas correlatas a esta – com seu envolvimento mediante edição de políticas públicas apropriadas.

Assim, verificam-se duas necessidades no Brasil, com o fim de desenvolver as usinas eólicas *offshore*. A primeira, imprescindível, seria a formação de um marco jurídico-regulatório claro, completo e de simples compreensão, voltado à cessão de áreas marítimas para a geração elétrica e à outorga do respectivo empreendimento. A norma em questão pode, ou não, congrega os dois objetivos – o que importa é que estejam estabelecidos e claros, refletindo a segurança jurídica primordial para projetos desse porte. Em segundo lugar, é desejável que haja orientação política unívoca, que revele os potenciais incentivos a serem dados à indústria – sejam eles destinados à criação de um mercado interno, à concessão de benefícios tributários, à facilitação de importações, à previsão de leilões exclusivos etc.

Repise-se, portanto, não ser necessário instituir benefícios para a formação da indústria eólica *offshore*, apesar de ser desejável para alavancar sua consolidação. A existência de marco legislativo e regulatório, com clareza e segurança jurídica, por outro lado, é inafastável para a inauguração de mercado eólico em mar no Brasil.

Para fins de maior clareza, expõe-se abaixo tabela comparativa entre os marcos político-regulatórios dos três países, para fins de facilitar a análise sobre os principais pontos avaliados quanto ao estabelecimento do mercado eólico *offshore* e ao incentivo à indústria correspondente:

	EUA	Colômbia	Brasil
Marco regulatório	Completo, em revisão para aprimoramento das	Em consolidação, com definição das próximas etapas e dos atores responsáveis	Em construção lenta, com pausas devido a descompasso entre

	normas regulatórias pelo BOEM		Congresso Nacional e Poder Executivo federal
Previsão de leilões	Sim, calendário informado com antecedência	Sim, indicativo de realização do 1º leilão ainda em 2023	Não, sem previsão
Investimento em pesquisa	Sim, com a criação de fundos e destinação orçamentária para projetos voltados à melhoria tecnológica e redução de custos de implantação das eólicas offshore	Não	Não
Benefícios tributários	Sim, mediante ITC e IPC, constantes no IRA, que serão substituídos por mecanismo de neutralidade tecnológica. Há ainda benefício fiscal à cadeia produtiva	Sim, mediante apoio ao desenvolvimento da cadeia de fornecedores locais, através de mecanismos de incentivo fiscal ainda em previsão	Não
Estabelecimento de demanda interna	Sim, mediante a definição de contratação de 45 GW até 2035	Sim, mediante previsão de substituição do parque gerador fóssil pelo parque <i>offshore</i> e avaliação da viabilidade de outorga de Obrigações de Energia Firme (OEF) a projetos eólicos <i>offshore</i> , sob o regime de encargo de confiabilidade	Não, apesar de o Decreto 10.946/2022 possibilitar a realização de leilões específicos para a contratação de energia <i>offshore</i>
Definição de áreas para cessão <i>offshore</i>	Sim, planejamento a longo prazo com seleção de áreas pelo ente administrativo responsável (BOEM)	Sim, indicação de áreas pelo ente administrativo responsável (DIMAR), apontando-se inicialmente o polígono do Caribe Central colombiano	Ainda não, apesar de haver previsão de a EPE e o MME definirem as áreas a serem leiloadas para cessão
Pagamento pela cessão de área <i>offshore</i>	Sim, por leilões públicos	Não	Sim, por leilões públicos
Pagamento de <i>royalties</i>	Não	Não	Ainda não, mas há possibilidade em face de previsão no PL 576/2021
Incentivo às indústrias correlatas (portuária, naval e de hidrogênio verde)	Sim, mediante programas de investimento em tecnologias de hidrogênio; exigência de conteúdo local	Sim, previsão de políticas públicas para fomento de <i>clusters</i> industriais de energia eólica <i>offshore</i> em portos selecionados	Sem indicativos

	para a atracação de navios (<i>Jones Act</i>); incentivos para a ampliação e utilização de portos existentes (<i>Justice40</i>)		
--	---	--	--

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ante todo o exposto, algumas conclusões podem ser obtidas no que diz respeito ao desenvolvimento da indústria eólica *offshore*. De início, não se trata de tecnologia efetivamente nova, apesar de manter-se em constante evolução e existirem estudos para sua contínua aprimoração. Na Europa, especialmente os países que são banhados pelo Mar do Norte já se encontram em largo usufruto dessa fonte, com vultosos investimentos para ampliar sua participação nas respectivas matrizes elétricas nacionais.

Outros países, como os Estados Unidos e a Colômbia, citados como exemplo no presente estudo, vêm almejando disputar espaço com a indústria europeia no que tange ao desenvolvimento tecnológico e à produção de equipamentos para atendimento aos parques eólicos *offshore*. Há crescente interesse desses dois Estados em implementar projetos eólicos *offshore* em suas costas, abrindo espaço para novos investimentos nacionais e internacionais na sua economia, para a criação de empregos e para a proliferação de nova cadeia doméstica de fornecedores.

No Brasil, é notória a adequação geográfica e natural do país para a instalação de eólicas *offshore* em seu litoral – ou em seus lagos, a exemplo do observado no caso da Laguna dos Patos, no estado do Rio Grande do Sul. Há abundantes recursos naturais para exploração, com a detecção de 697 GW de potencial eólico marítimo, somente em áreas com velocidade acima de 7m/s, a 100 metros de altura, com profundidade até 50 metros²⁸⁷, conforme avaliação da EPE.

Muito embora não seja a única solução para o Brasil, no que diz respeito à ampliação da presença de fontes renováveis na matriz elétrica, a propensão natural à fonte eólica *offshore*, diante da abundância do recurso energético brasileiro, e a corrida tecnológica e econômica dos demais países para a constituição de mercados nacionais dessa fonte demonstram que o investimento na indústria brasileira para eólicas *offshore* é um movimento possível e interessante.

²⁸⁷ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Eólica Offshore Brasil. NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020. pp. 17-18. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf, acesso em 29.01.2023.

A presença de interessados em explorar o aludido potencial também é evidente. 74 projetos foram protocolizados perante o Ibama nos últimos meses, somando mais de 182 GW de capacidade ao longo da costa²⁸⁸. Muitos projetos, contudo, apresentam grave sobreposição uns em relação aos outros, devida, de início, em decorrência de inexistirem regras claras sobre a obtenção de titularidade da área a ser explorada.

Diante da existência de recurso energético, do interesse de empreendedores em investir na fonte e de uma forte lacuna jurídica acerca da seleção do titular para exploração do potencial eólico *offshore*, o Estado decidiu por regulamentar a cessão de área marítima, em face das dificuldades vivenciadas pelos agentes, públicos e privados, em obter um direcionamento sobre a exploração das usinas *offshore* a partir das normas então existentes.

A edição do Decreto 10.946/2022, nesses termos, veio para fazer frente a um cristalino problema jurídico. Não havia norma que informasse qual o procedimento para ceder área de titularidade da União, por força constitucional, a terceiros – nem se haveria interesse estatal em o fazer. A opção por elaborar um decreto, e não uma lei, decorreu menos de técnica jurídica e mais dos meandros da política, num quadro em que o então Presidente da República preferiu evitar negociações no Congresso e o confronto com parlamentares no que diz respeito a possíveis inserções indesejadas num eventual projeto de lei – os famosos “jabutis”, no jargão setorial.

O Decreto, que escolheu tratar apenas da cessão de área, sem adentrar em outras matérias, como a outorga de instalação e exploração de empreendimento de geração (ao contrário dos projetos de lei sobre o tema), não trouxe todas as respostas nem mesmo para o problema que o originou, qual seja, a sobreposição de áreas entre projetos em desenvolvimento. O normativo, ademais, ao fixar período significativo de vacância legal, ocasionou marasmo administrativo e, ao mesmo tempo, convocou uma corrida ao Congresso Nacional pelos empreendedores,

²⁸⁸ Conforme mapa de projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no Ibama, atualizado em 24.03.2023, disponível em https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20230328_Usinas_Eolicas_Offshore_reduzido.pdf, acesso em 16.04.2023.

na tentativa de inserir aperfeiçoamentos à norma federal, mediante a aprovação de algum dos projetos de lei existentes sobre o tema.

Com a publicação das Portarias ministeriais que regulamentaram parcialmente o Decreto, houve maior clareza sobre alguns pontos que tinham originado dúvidas nos agentes interessados. No entanto, manteve-se a insinuação ao marasmo administrativo, impondo a espera pela instituição do portal PUG-Offshore e, a um só tempo, a impossibilidade de celebração de contratos de cessão diretamente entre o agente e o Poder Público, caso não houvesse disputa pela área. A Portaria MME 52/2022 determinou que, em qualquer hipótese, as áreas *offshore* seriam objeto de licitação para definição do seu titular. Destarte, atualmente, pela ausência de política pública voltada à efetiva realização dos procedimentos previstos para a definição da titularidade de áreas *offshore*, mantêm-se o problema que deu origem à regulamentação estatal da indústria de geração marítima.

Hoje, portanto, há norma de delineamento do processo de cessão de área *offshore*, para geração elétrica, em que pese alguns pontos relevantes ainda não terem sido abordados, a exemplo da determinação dos valores devidos a título de pagamento pelo uso de bem público. Ao mesmo tempo, projetos de lei estão em tramitação no Congresso Nacional, o principal deles, o PL 576/2021, recebendo atenções dos agentes e dos parlamentares, na tentativa de sobrepujar as determinações previstas no decreto e respectiva regulamentação.

Por um lado, desta forma, vê-se que o Brasil avançou ligeiramente na criação de arcabouço jurídico para definir a cessão de uso de áreas *offshore*. Por outro, há latente insegurança jurídica diante da possibilidade de aprovação de projeto de lei que versa sobre o tema. Nessa hipótese, o decreto teria de ser revisto para adequar-se às disposições legais, o que geraria retrabalho e acaba por promover abalo na percepção de segurança por parte do investidor.

O marasmo provocado pelas normas atualmente dispostas é mantido pela falta de envolvimento político. Não há sinal político ou promoção de política pública em favor da instituição de mercado voltado à indústria eólica *offshore*. O atual governo federal vem apresentando sinais destoantes quanto ao seu interesse em investir nas eólicas *offshore* – a um passo em que há pronunciamento da Petrobras a

favor do desenvolvimento da fonte, os Ministérios de Minas e Energia e da Economia não vêm dando qualquer tratamento ao tema. Num contexto de corrida global pelo interesse de investidores multinacionais, a ausência de políticas públicas claras para a criação de um mercado doméstico *offshore* é um elemento de desincentivo à instituição dessa indústria no Brasil.

Conforme exposto pelo Banco Mundial, no estudo referente à criação de mercados emergentes para eólicas *offshore*, trata-se de escolha estatal investir ou não no desenvolvimento dessa fonte. É preciso, ao efetuar tal opção, instituir regras claras e estabelecer políticas públicas de fomento à indústria, com o objetivo de colher as maiores vantagens possíveis, desde a exploração dos recursos naturais até o desenvolvimento de indústria nacional, passando pela produção de nova tecnologia, ampliação dos postos de trabalho e inserção do país na cadeia de fornecedores globais de equipamentos e mão de obra para tal fonte.

A instituição de um arcabouço jurídico-regulatório claro deve ser a principal meta no momento atual, de modo a não restarem dúvidas quanto aos principais pontos acerca do procedimento de titularidade das áreas *offshore* e da obtenção de outorga para implantação dos empreendimentos. É preciso ter clareza e segurança das regras do jogo, permitindo que o investidor saiba qual procedimento seguir para ter direito às licenças e autorizações necessárias à implantação de seu empreendimento.

Não obstante, para a efetiva instalação de indústria *offshore* nacional, conforme preconizado no mencionado estudo do Banco Mundial, faz-se necessário haver orientação política de fomento ao novo mercado. Ainda que haja entendimento de redução dos custos de instalação das eólicas *offshore* a partir do desenvolvimento tecnológico, estimando-se maior competitividade da fonte perante as demais renováveis com o passar dos anos, essa realidade deve demorar ao menos uma década para se concretizar.

O encorajamento ao surgimento e estabelecimento da nova fonte perpassa por subsídios estatais, sejam na forma de redução de tributos, na instituição de subsídios cruzados ou na garantia de aquisição da energia gerada. Esses foram critérios seguidos pelos Estados Unidos, mais fortemente, mas também pela

Colômbia. Ambos os Estados estão à frente do Brasil nessa corrida pela instituição de mercado eólico *offshore* em seus mares.

Sobre as políticas públicas de fomento às eólicas *offshore*, vale mencionar o apelo dos principais interessados na fonte, que já indicaram por diversas vezes a necessidade de ser instaurado processo competitivo para a aquisição regulada da energia proveniente dos empreendimentos *offshore*, em leilão exclusivo²⁸⁹. O Decreto 10.946/2022, em seu art. 23, inclusive, informa ser possível a realização de certame voltado à contratação da energia gerada em mar, se houver respaldo do planejamento setorial²⁹⁰. O PL 576/2021, por sua vez, apresenta, no seu art. 19, redação semelhante à do Decreto, admitindo leilões específicos para a fonte *offshore* em caso de recomendação da EPE²⁹¹. Essa opção, certamente, iria produzir demanda interna para a energia gerada *offshore*, assegurando a sua aquisição para consumo pelos usuários e, via de consequência, garantindo a viabilidade econômica dos projetos.

No entanto, importa frisar que o movimento atual do setor elétrico brasileiro sinaliza reviravolta no marco regulatório existente, em que era comum uma maior intervenção estatal para a expansão da matriz elétrica e para o incentivo a fontes específicas, mediante aquisição de energia, pelas distribuidoras, via leilão regulado. As portarias recentemente publicadas pelo MME alteraram o perfil de consumidores classificáveis como livres e passaram a permitir a migração para o

²⁸⁹ Vide sugestão efetuada pelo representante do grupo empresarial Neoenergia, sr. Marcelo Lopes, e pelo representante da Servtec Energia, Sr. Ricardo Simões, na audiência pública sobre o PL 576/2021, realizada em 09.05.2022. Gravação disponível em <https://www12.senado.leg.br/ecidania/visualizacaoaudiencia?id=23263>, acesso em 28.04.2023.

²⁹⁰ Art. 23. A critério do Ministério de Minas e Energia, poderão ser realizados leilões específicos para a contratação de energia elétrica offshore quando indicado pelo planejamento setorial, por meio de estudos de planejamento desenvolvidos pela EPE ou do Plano Decenal de Expansão de Energia, mediante critérios de focalização e de eficiência.

²⁹¹ O art. 19 do PL, conforme redação aprovada no Senado e em tramitação na Câmara, propõe alteração da Lei 10.438/2002, para inclusão do art. 27-A: “Art. 27-A. Cabe ao órgão competente do Poder Executivo coordenar os leilões de energia elétrica para empreendimento de geração localizados no Mar Territorial, Plataforma Continental e na Zona Econômica Exclusiva, e em outro corpo hídrico sob domínio da União, e os leilões transmissão para interconexão com a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Parágrafo único. A critério do Poder Executivo, poderão ser realizados leilões específicos para a contratação de energia elétrica offshore quando indicado pelo planejamento setorial, por meio de estudos de planejamento desenvolvidos pela EPE ou do Plano Decenal de Expansão de Energia, mediante critérios de focalização e de eficiência.”

Ambiente de Contratação Livre (ACL) de usuários antes apenas admitidos no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

A Portaria 514/2018, posteriormente modificada pela Portaria 465/2019, estabeleceu redução gradual da exigência de demanda mínima contratada para a migração de um consumidor para o ACL na qualidade de consumidor livre. Conforme previsto pela Portaria, a partir de 1º.01.2023, consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, em qualquer tensão, poderiam passar a integrar o ACL como consumidores livres²⁹². Em seguida, a Portaria MME 50/2022 definiu que, a partir de 1º.01.2024, todos os consumidores do grupo A, ou seja, usuários conectados em tensão igual ou superior a 2,3 kV (alta tensão) ou em sistema subterrâneo de distribuição, poderão optar pela compra de energia elétrica de qualquer agente gerador ou comercializador, independentemente da demanda contratada²⁹³.

Ainda não foi publicada norma que preveja a possibilidade de migração dos consumidores do grupo B, conectados na baixa tensão e com demanda inferior a 500 kW, ao ACL. No entanto, já foram iniciadas as discussões sobre o tema, inclusive com a realização de Consulta Pública pelo MME (CP 137/2022), que resultou na disponibilização de Relatório Técnico com as contribuições recebidas, denotando o apoio dos agentes à abertura de mercado para todos os consumidores nos próximos anos. Adicionalmente, em face do art. 1º, §6º da Portaria MME 514/2018²⁹⁴, incluído pela Portaria MME 465/2019, a ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) igualmente já produziram estudos relacionados a esse assunto, com o objetivo de identificar os eventuais óbices e instituir as soluções cabíveis, de modo a preparar a possibilidade regulatória de migração no futuro próximo para esse perfil

²⁹² Art. 1º Regulamentar o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. (...) § 5º A partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

²⁹³ Art. 1º Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

²⁹⁴ Art. 1º (...) § 6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

de consumidor. Destarte, tudo aponta para a progressiva desconstituição das barreiras de migração para o ACL, inclusive para consumidores residenciais, ao longo dos próximos anos.

Com isso, espera-se uma migração significativa de consumidores do ACR para o ACL já no início de 2024, em decorrência da admissibilidade de qualquer usuário do grupo A passar ao mercado livre, na forma da Portaria MME 50/2022. Nesse contexto, o modelo de leilões regulados de energia já vem sofrendo adaptações, haja vista a redução expressiva e crescente da necessidade de aquisição de energia, pelas distribuidoras, para atendimento a demanda atual e futura dos consumidores regulados.

Em outras palavras, já se percebe que os leilões de energia estão comercializando volume de eletricidade muito inferior aos certames realizados na década de 2010, o que diminui consideravelmente o espaço para a imposição de políticas públicas de incentivo a fontes específicas mediante licitações voltadas à contratação de energia proveniente de uma única fonte. A política de leilões para compra de energia de fonte específica pode não surtir, portanto, os efeitos esperados, devendo ser arquitetada uma nova forma de fomento às fontes e projetos inovadores, que merecem e necessitam ser estimulados pelo Estado.

Nesse sentido, é interessante pensar se eventual apelo por políticas públicas para favorecimento da fonte eólica *offshore* deve direcionar-se à instituição de leilão próprio. Pode-se substituir essa forma de incentivo por mecanismos alternativos, a exemplo do requisito de conteúdo local, da aceleração da política de hidrogênio, da possibilidade de exportação da energia produzida pela fonte, ou ainda por benefícios tributários a equipamentos ou ao projeto em si, ou à venda da eletricidade produzida pelas *offshore*.

Mesmo que a fonte eólica *offshore* seja fomentada por política de leilões para a sua contratação, o resultado pode não ser tão significativo, uma vez que as distribuidoras já vêm há alguns certames declarando pouca demanda adicional a

ser contratada, resultando em licitações com pouquíssima contratação e, conseqüentemente, poucos ganhadores²⁹⁵.

Em alternativa ao leilão tradicional de aquisição de energia, seria possível realizar certame de contratação de reserva de capacidade, nos moldes dos leilões efetuados recentemente, em 2021 e 2022, para a contratação de usinas termelétricas. Nessa modalidade, o licitante vencedor é remunerado pela disponibilidade e confiabilidade da usina, independentemente de sua geração, podendo ou não ser atribuído um montante mínimo de geração a ser entregue por um preço determinado na convocatória do certame. Nessa hipótese, o projeto eólico *offshore* receberia valor fixo mensal pela contrapartida de confiabilidade que a usina proporciona ao Sistema Interligado Nacional (SIN), podendo vender, total ou parcialmente, sua energia no mercado livre. Em muitos aspectos, a contratação de usinas eólicas *offshore* na modalidade de reserva de capacidade assemelha-se à obrigação de energia firme, que vem sendo estudada pela Colômbia para ser estendida também à referida fonte.

Por fim, também seria opção ao Brasil, no contexto de ampliação da abertura de mercado, a determinação de aquisição da energia eólica *offshore*, em percentual pré-estabelecido, pelas distribuidoras e comercializadoras varejistas, mediante contratação bilateral. Esse mecanismo permitiria que os geradores *offshore* estabelecessem contratos diretamente com as contrapartes, em volume compatível com o determinado pela regulação, em preço negociado de parte a parte, sem intervenção governamental. Com isso, em que pese ocorrer medida interveniente para a obrigação de contratar, os preços poderiam ser decididos de modo competitivo ante a multiplicidade de agentes geradores.

²⁹⁵ Por todos, vide o resultado do último leilão regulado em que foi contratada energia proveniente de projetos eólicos *onshore*. O Leilão de Energia Nova A-5 de 2022 teve 227 habilitados, com mais de 9 GW de capacidade instalada. Apenas três foram contratados, somando 115,29 MW de capacidade no total, por um deságio de quase 27% e um preço médio de R\$ 176,00/MWh. Ademais, é importante ressaltar que o Leilão de Energia Nova A-6 de 2022 foi cancelado por falta de demanda por parte das distribuidoras, o que corrobora a informação de necessidade de adequação dos mecanismos de fomento às fontes de geração no setor elétrico. Vide resumo disponibilizado pela EPE em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-665/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5_2022.pdf, acesso em 29.04.2023.

Um outro ponto de fomento à fonte eólica marítima seria a ausência de cobrança de valores em prol do Estado, tanto para a cessão de uso da área marinha, quanto em relação ao pagamento de *royalties* em face da geração verificada. A Colômbia, como observado, pretende realizar leilões de cessão de áreas *offshore* cujo critério de julgamento não será o econômico, mas sim critérios de caráter técnico. Os agentes interessados em desenvolver a fonte no Brasil já revelaram suas intenções em dissuadir o Poder Concedente a cobrar participações estatais dos projetos, alegando que estas findam por onerar excessivamente o CAPEX e, muitas vezes, também o OPEX dos empreendimentos.

Evidentemente, a decisão política de não estabelecer o pagamento de participações estatais consiste em grande benefício financeiro aos desenvolvedores das usinas eólicas *offshore*. No entanto, deve-se avaliar se é interessante ao Poder Público e à população nacional que seja cedido o uso de bem público, para fins de exploração econômica, sem qualquer contrapartida financeira. Mesmo que, no final, ocorra uma redução dos custos da eletricidade gerada pelos projetos *offshore*, em face da ausência de participação estatal, deve-se recordar que o consumidor de energia elétrica e o cidadão brasileiro não consistem necessariamente no mesmo indivíduo. Em outras palavras, renunciar a uma receita de titularidade do Estado e do cidadão, em prol do consumidor, caracteriza subsídio cruzado em benefício dos usuários do SIN, o que merece avaliação pormenorizada do Poder Público quanto à instituição desse privilégio.

Uma alternativa poderia ser a determinação de valores máximos de cobrança a título de participação estatal, ao menos para os projetos pioneiros no Brasil, ou a previsão de valores pagos em parcelas ao longo dos anos de exploração do empreendimento. Há diversas formas de modular o pagamento a ser devido pelos empreendedores ao Estado pelo uso de bem público e, eventualmente, pelos *royalties* decorrentes da geração. A participação estatal na forma de *royalties*, de fato, pode ser repensada, uma vez que ocasionará imediato repasse ao custo da energia elétrica, podendo inviabilizar os projetos ou encarecer desmedidamente o preço da energia ao consumidor final.

Nesse quadro, o Estado brasileiro tem que avaliar, inicialmente, se deseja criar ambiente para exploração do potencial energético *offshore* que possui.

Caso a resposta seja positiva, deverá aprimorar as normas existentes, de modo a sanar quaisquer lacunas presentes, garantindo a segurança jurídica necessária para investimentos na fonte eólica *offshore*, e, a um só tempo, deverá buscar implementar formas de fomento à indústria, com o objetivo de desenvolver a cadeia doméstica de fornecedores, atrair mais investimentos e criar postos de trabalho, sem esquecer (i) das limitações que possui, diante das mudanças observadas no mercado de energia elétrica nacional; e (ii) dos objetivos que pretende alcançar, de modo que estabeleça políticas adequadas e proporcionais à obtenção das vantagens desejadas.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/9546?guid=1679276947316&returnUrl=%2fresultado%2flistar%3fguid%3d1679276947316%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d9546%239546&i=1>>. Acesso em 19.03.2023.
- AJANOVIC, A; SAYER, M; HAAS, R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, Vol. 47, Issue 57, Julho de 2022. Pgs. 24136-24154.
- AMERICAN CLEAN POWER. **Clean Energy Investing in America**. Abril 2023. Disponível em https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2023/05/CleanEnergy_ImpactReport_230505.pdf, acesso em 10.05.2023.
- ELIZONDO AZUELA, Gabriela; BARROSO, Luiz Augusto. Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy. Washington, DC: The World Bank; 2012. Disponível em <https://documents1.worldbank.org/curated/en/727261468182043383/pdf/632140WP0Desig00Box0361508B0PUBLIC0.pdf>, acesso em 13.04.2023.
- BANCO MUNDIAL. **Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets**. Washington, DC: ESMAP, World Bank, 2021. Disponível em <https://www.esmap.org/key-factors-for-successful-development-of-offshore-wind-in->, acesso em 30.04.2023.
- BANCO MUNDIAL. **National Energy Administration of China**. China: meeting the challenges of offshore and large-scale wind power – regulatory review of offshore wind in five European countries. Maio de 2010.
- BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de Energia Elétrica. **Dissertação** (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2004.
- BILGILI, Mehmet; YASAR, Abdulkadir; SIMSEK Erdogan. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, 2011. pp. 905–915.
- BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono**: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Rio de Janeiro: BNDES, 2022. Disponível em https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrogênio%20de%20baixo%20carbono_215712.pdf. Acesso em 16.03.2023.
- CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Atlas eólico**: Rio Grande do Sul. Porto Alegre: SDPI-AGDI, 2014. Disponível em <https://sema.rs.gov.br/atlas-eolico-do-rs>, acesso em 21.04.2023.

CARDEAL, Daniela; SARI, Guilherme. Eólicas em lagoas: o modelo nearshore. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022.

CAVALCANTE DE OLIVEIRA, Rosana. **Panorama do hidrogênio no Brasil**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) - Brasília: Rio de Janeiro: Ipea, agosto de 2022. Disponível em https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11291/1/td_2787_web.pdf, acesso em 09.04.2023.

COMISSÃO EUROPEIA. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**. Bruxelas: 2020. Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>. Acesso em 20.03.2023.

COMISSÃO EUROPEIA. **REPowerEU Plan**. Bruxelas: 2022. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033922121>. Acesso em 20.03.2023.

DEPARTAMENTO DE ENERGIA DOS EUA. DEPARTAMENTO DE ASSUNTOS INTERNOS DOS EUA. National Offshore Wind Strategy: facilitating the development of offshore wind industry in the United States. Washington, DC: DOE, DOI, 2016. Disponível em <https://www.energy.gov/sites/default/files/2016/09/f33/National-Offshore-Wind-Strategy-report-09082016.pdf>, acesso em 19.05.2023.

DUTRA, Ricardo Marques. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do Proinfa. **Tese** (doutorado) — Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**: Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE, 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogenio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogenio_23Fev2021NT%20(2).pdf).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Fernando de Noronha** - Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo. Rio de Janeiro, nov. 2021. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-638/NT-EPE-DEE-DEA-DPG-001-2021_Identifica%C3%A7%C3%A3o%20Potencial%20Noronha.pdf, acesso em 20.03.2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão (PDE) 2032** – Caderno de Transmissão de Energia., disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202032.pdf>, acesso em 09.04.2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. NT-EPE-PR-001/2020-r2, 30 de abril de 2020. p. 5. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf, acesso em 30.04.2023.

ERBACH, Gregor; JENSEN, Liselotte. **EU hydrogen policy**: Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy. Parlamento Europeu. abril 2021. disponível em [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI\(2021\)689332_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf), acesso em 09.04.2023.

ESSENZ SOLUÇÕES; PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (PPE/COPPE/UFRJ). **Estudo de cadeia de valor**: energia eólica offshore – sumário executivo. Dezembro de 2022. Disponível em <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>, acesso em 14.04.2023.

FADIGAS, Eliane A. **Energia Eólica**. São Paulo: Editora Manole, 2011.

FANKHAUSER, S.; SMITH, S. M.; ALLEN, M. et al. The meaning of net zero and how to get it right. **Nature Climate Change**. Vol. 12, pp. 15–21 (2022).

FERREIRA, Andreza Cardoso; BLASQUES, Luis Carlos Macedo; PINHO, João Tavares. Avaliações a respeito da evolução das capacidades contratada e instalada e dos custos da energia eólica no Brasil: do Proinfa aos leilões de energia. **Revista Brasileira de Energia Solar**. 2014. V. 82-91.

GABEL ASSOCIATES, INC. **Maryland Offshore Wind**: Estimating the Costs and Benefits of Offshore Wind Energy Development. Dezembro de 2022. Disponível em <https://chesapeakeclimate.org/wp-content/uploads/2022/12/MD-Offshore-Wind-Report-Dec-2022-Gabel-Associates.pdf>, acesso em 16.07.2023.

GRABOW, Colin; MANAK, Inu; IKENSON, Daniel. The Jones Act: A Burden America Can No Longer Bear. **Cato Institute Policy Analysis**, n. 845, 28 de junho de 2018. Disponível em <https://www.cato.org/sites/cato.org/files/2022-02/policy-analysis-845.pdf>, acesso em 19.05.2023.

GREENE, David L.; OGDEN, Joan M.; LIN, Zhenhong. Challenges in the designing, planning and deployment of hydrogen refueling infrastructure for fuel cell electric vehicles. **eTransportation**, Vol. 6, Novembro de 2020. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590116820300436>, acesso em 16.04.2023.

HENDERSON, Andrew R.; MORGAN, Colin; SMITH, Bernie; SØRENSEN, Hans; BARTHELMIE, R.; BOESMANS, Bart. Offshore wind energy in Europe: a review of the state-of-the-art. **Wind Energy**, vol. 6, 2003. pp. 35–52.

HEVIA KOCH, P. A.; KLINGE JACOBSEN, H. Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs. **Energy Policy**, v. 125, 2019.

HOVI, Jon; SPRINZ, Detlef F.; BANG, Guri. (2012). Why the United States did not become a party to the Kyoto Protocol: German, Norwegian, and US perspectives. **European Journal of International Relations**, vol. 18 (1), pp. 129–150.

HUENTELER, Joern. International support for feed-in tariffs in developing countries: a review and analysis of proposed mechanisms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 2014, vol. 39, pp. 857–873. Disponível em https://scholar.harvard.edu/files/jhuenteler/files/huenteler_intl_fits.pdf, acesso em 13.04.2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. Nota Técnica - Eólicas Offshore. Disponível em <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/03/nt-eolicas-offshore-2023.pdf>, acesso em 20.05.2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **The Future of Hydrogen**. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris: IEA, 2019, Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Renewable energy technologies: cost analysis series. **Wind Power**, vol.1, Power Sector. Junho de 2012.

JACOBSEN, Henrik Klinge; KOCH, Pablo Alejandro Hevia; WOLTER, Christoph. Nearshore versus offshore: comparative cost and competitive advantages. **IAEE Energy Forum**, Bergen Special 2016. Disponível em <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/125151583/16spkli.pdf>, acesso em 21.04.2023.

JUNQUEIRA, Helena; ROBAINA, Margarita; GARRIDO, Susana; GODINA, Radu; MATIAS, João C. O. Viability of creating na offshore wind energy cluster: a case study. **Applied Sciences**. 2021, 11, 308.

KUNTZE, Jan-Christoph; MOERENHOUT Tom. Local content requirements and the renewable energy industry: a good match? **International Centre for Trade and Sustainable Development (ICTSD)**, maio de 2013. Disponível em https://unctad.org/system/files/non-official-document/DITC_TED_13062013_Study ICTSD.pdf, acesso em 13.04.2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). EMPRESA NACIONAL DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia - PNE 2050 (2020)**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>.

OFFSHORE RENEWABLE ENERGY ACTION COALITION (OREAC). 2020. **The Power of Our Ocean**. Disponível em <https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/OREAC-The-Power-of-Our-Ocean-Dec-2020-2.pdf>, acesso em 16.04.2023.

PÉREZ-COLLAZO, C.; GREAVES, D.; IGLESIAS, G. A review of combined wave and offshore wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 42, 2015, pp. 141-153.

PONTE, Gustavo Pires da. Eólicas offshore no planejamento energético nacional: o que aprendemos até aqui? *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 94-95.

RAMBOLL US CORPORATION. **New Jersey Offshore Wind Strategic Plan: navigating our future**. Disponível em https://www.nj.gov/bpu/pdf/Draft_NJ_OWSP_7-13-20_highres.pdf, acesso em 16.07.2023

SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. **Curso de direito da energia: da história**, tomo I. São Paulo: Instituto Geodireito Editora, 2021.

SARI, Amarria Dila; HARDIANSA, Fajri; SURYOPUTRO, Muhamad Ragil. Workload assessment on foundry SME to enhance productivity using full time equivalent. **MATEC Web of Conferences**, vol. 154, n. 01081 (2018).

SILVA, Alexandre Pereira. **O Brasil e o direito internacional do mar contemporâneo: novas oportunidades e desafios**. São Paulo: Almedina, 2015.

SOUZA, Ana Gloria Santos Moreira de; SCHOR, Juliana Melcop; STANGHERLIN, Juliana Pretto. *in* GIACOBBO, Daniela Garcia. (coord.) **Segurança e transição energética**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. pp. 351-368.

TIRADENTES, Leomar. Acidentes geográficos ou formas do relevo? Conceitos para o ensino de geografia. **Revista de Ciências Humanas**. Vol. 21, n. 1, jan.-jun./2021. pp. 18-32.

TOLDO JUNIOR, Elírio E. Morfodinâmica da Laguna dos Patos, Rio Grande do Sul. **Pesquisas em Geociências**, vol. 18, n. 1. pp. 58-63, Set./Dez., 1991.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 2ª ed. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2015.

WACHSMANN, Ulrike; TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Windpower in Brazil: A transition using German Experience. RIO 02 - **World Climate & Energy Event**, 6-11 de janeiro, 2002. pp. 131-136.

WESTIN, Fernanda Fortes; WILLS, William. Análise dos incentivos político-econômicos à energia eólica no Brasil: desafios e oportunidades para a promoção da transição energética. **Climate Transparency - Policy Paper**, setembro de 2020. Disponível em <https://www.climate-transparency.org/media/analise-dos-incentivos-politicoeconomicos-a-energia-eolica-no-brazil-desafios-e-oportunidades-para-a-promocao-da-transicao-energetica>, acesso em 13.04.2023.

WIND EUROPE. **A 2030 vision for European offshore wind ports: trends and opportunities**. Maio de 2021. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/a-2030-vision-for-european-offshore-wind-ports-trends-and-opportunities/>, acesso em 14.04.2023.

WIND EUROPE. **Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector**. Setembro de 2020. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/ports-a-key-enabler-for-the-floating-offshore-wind-sector/>, acesso em 30.04.2023.

WIND EUROPE. **Wind energy in Europe** - 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026. Fevereiro de 2022. Disponível em <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>, acesso em 30.04.2023.