



ETAPA 4 - REGULAMENTAÇÃO DE APROVEITAMENTOS OFFSHORE DE ENERGIA ELÉTRICA

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	3
CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DOS PRISMAS	6
<i>Aspectos técnicos</i>	6
<i>Aspectos restritivos</i>	12
<i>Experiência Internacional na definição de Prismas</i>	18
<i>Recomendações para a definição de Prismas no Brasil</i>	20
PROCESSO PARA EMISSÃO E AVALIAÇÃO DA DECLARAÇÃO DE INTERFERÊNCIA PRÉVIA (DIPs).....	23
<i>Órgãos envolvidos na emissão das DIPs</i>	23
<i>Avaliação de necessidade de DIP</i>	26
<i>Processo de emissão e avaliação das DIPs</i>	29
<i>Recomendações para o processo de emissão de DIPs</i>	31
SISTEMÁTICA DO PORTAL ÚNICO DE GESTÃO.....	33
<i>Experiência internacional de gestão de empreendimentos offshore</i>	33
<i>Experiência nacional com gestão compartilhada de processos</i>	41
<i>Recomendações para a implantação do Portal Único de Gestão</i>	43
DIRETRIZES PARA LICITAÇÃO DE PRISMAS.....	50
<i>Experiência internacional na licitação de Prismas</i>	51
<i>Definição do produto leiloado</i>	56
<i>Formato do leilão</i>	57
<i>Definição da responsabilidade dos pré-estudos</i>	58
<i>Prazo de outorga do direito de uso de bens da União para aproveitamento de potencial offshore</i>	58
<i>Garantias financeiras</i>	59
<i>Incentivos governamentais</i>	59
<i>Definição de matriz de risco, penalidades e garantias</i>	60
<i>Critérios de julgamento das ofertas</i>	65
<i>Recomendações para a licitação de Prismas no Brasil</i>	73
CONCLUSÃO	77
ANEXO 1 – FLUXOGRAMAS DOS PROCESSOS DE OFERTA DO PRISMA.....	79
ANEXO 2 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE DIP	80

INTRODUÇÃO

1. A expansão das eólicas *offshore* tem se intensificado em diversas regiões do mundo impulsionada pelos esforços para conter o aquecimento global por meio do desenvolvimento de fontes renováveis de energia. Os principais países com usinas já instaladas e com planejamento de construção nos próximos anos são Reino Unido, Alemanha, China e Estados Unidos, sendo as principais referências para orientar o desenvolvimento de eólicas offshore no Brasil.
2. No Brasil, o desenvolvimento da tecnologia de eólicas *offshore* representa uma oportunidade estratégica, dada a extensa costa do país com potencial energético inexplorado e contínuo crescimento da demanda de energia, com destaque aos planos para instalação de plantas de hidrogênio verde com vistas a explorar a exportação de energia renovável.
3. O avanço da energia eólica *offshore* no Brasil depende do desenvolvimento adequado dos setores para aproveitamento eólico. Para isso, é necessário aprofundar os estudos, de modo a viabilizar projetos que superem as barreiras restritivas impostas pelo uso múltiplo das zonas oceânicas, obtenham as licenças ambientais necessárias, apresentem viabilidade econômica e sejam tecnicamente robustos.
4. Para tanto, o Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022, que dispõe sobre a cessão de uso para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore, estabelece a emissão de Declaração de Interferência Prévia – DIP como requisito para essa cessão de uso. Dessa forma, a DIP tem por objetivo identificar a existência de interferência do prisma em outras instalações ou atividades, podendo ser requerida e emitida mediante avaliação de diversos órgãos da administração pública federal conforme prevê o art. 10 do Decreto.
5. A Lei nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025, também dispõe sobre a necessidade de emissão da DIP, e delega ao Poder Executivo, na definição dos prismas a serem ofertados em processos de outorga de empreendimentos offshore, observar a harmonização das políticas públicas dos órgãos da União, de forma a evitar ou mitigar potenciais conflitos no uso dessas áreas. O art. 6º, em seu § 4º, também estabelece que o Poder Executivo deverá definir a entidade pública responsável pela centralização dos requerimentos e dos procedimentos necessários para obtenção da DIP nos prospectos para definição de prisma energético, conforme o regulamento.

Art. 6º Compete ao Poder Executivo, na definição dos prismas a serem ofertados em processos de outorga, observar a harmonização das políticas públicas dos órgãos da União, de forma a evitar ou a mitigar potenciais conflitos no uso dessas áreas, bem como as vedações previstas no § 1º deste artigo.

§ 1º É vedada a constituição de prismas em áreas coincidentes com:

I – blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, no período de vigência dos contratos e respectivas prorrogações;

II – rotas de navegação marítima, fluvial, lacustre ou aérea;

III – áreas protegidas pela legislação ambiental;

IV – áreas tombadas como paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País;

V – áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas;

VI – áreas designadas como Termo de Autorização de Uso Sustentável (Taus) no mar territorial.

§ 2º Poderão ser constituídos prismas coincidentes com blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, desde que haja compatibilidade entre as atividades, nos termos do regulamento.

§ 3º As áreas pertinentes aos incisos II, III, IV e V do § 1º deste artigo deverão ser estabelecidas pelo Poder Executivo.

§ 4º O Poder Executivo deverá definir a entidade pública responsável pela centralização dos requerimentos e dos procedimentos necessários para obtenção da DIP nos prospectos para definição de prisma energético, conforme o regulamento. (grifo nosso)

6. Dessa forma, o modelo legal regulatório estabelecido no Brasil para a definição de Prismas e exploração do potencial *offshore*, requer o emprego de um Portal Único de Gestão seja implantado para que, ao menos as solicitações de DIP sejam centralizados e esse processo seja otimizado entre os órgãos competentes. O Portal também poderá incorporar outras etapas de autorizações necessárias à implantação de empreendimentos de geração de energia *offshore*.

7. Usualmente, a identificação dos prismas contempla a definição e descrição de sua localização e da poligonal de sua área, bem como o estabelecimento de espaçamento mínimo entre prismas contíguos e de limites inferior e superior das áreas dos prismas a serem estabelecidos. Identificados os prismas, eles passam a ser objetos de estudos preliminares que possibilitem uma primeira estimativa de viabilidade de implantação do projeto antes da licitação.

8. Isto enseja duas possíveis abordagens: (i) oferta planejada, quando o governo assume a condução dos estudos preliminares, o que reduz o risco na implantação do projeto, mas alonga em contrapartida o prazo para licitação; e (ii) oferta permanente, quando o empreendedor realiza os estudos preliminares por sua conta e risco, no que tem sido denominado como procedimento *open door*, o que reduz o prazo para licitação em troca da assunção de maior risco pelo empreendedor. Estas duas abordagens, considerando que sinalizem que os projetos sejam viáveis à primeira vista, podem desaguar em produtos que sejam licitados com sistemáticas distintas.

9. Uma discussão que se desdobra em escala mundial explora alternativas de se conjugar critérios financeiros e não financeiros na identificação dos vencedores das licitações de áreas de geração *offshore*. E aqui é oportuno uma digressão sobre o termo **critério**. Em otimização critério é sinônimo de função objetivo, uma direção de melhora no caso de maximização que deve ser perseguida enquanto seja possível, sendo o problema de identificar o vencedor usualmente formulado como um problema de otimização. Já o termo **requisito** é sinônimo de

restrição que deve ser estritamente atendida por todos os interessados, sob pena de desqualificação.

10. Sendo assim, neste texto, **requisitos** denomina condições necessárias para qualificação na licitação, e **critério não financeiro** denomina condições adicionais usada na seleção para alocação das propostas vencedoras.

11. Quanto aos critérios de seleção, as sistemáticas utilizadas na identificação do vencedor podem utilizar três abordagens básicas: (i) critério puramente financeiro, através de um lance de preço; (ii) conjugação de critérios financeiro e não-financeiros, através de uma ponderação do lance de preços e uma pontuação dos critérios não-financeiros, em uma abordagem semelhante ao método dos pesos de programação multicritério; (iii) uma pontuação exclusiva de critérios não financeiro, no que se denomina *beauty contest*. Porém, nestas três abordagens sempre são exigidos requisitos de qualificação jurídica, econômica e técnica que, como visto acima, possuem caráter eliminatório.

12. Todavia, cabe destacar que é necessário ter cautela com a alternativa pura de *beauty contest*, pois ela tende a deslocar a competição para a redação dos editais, o que pode resultar na imposição de barreiras aos novos entrantes, discricionárias e de motivação subjetiva. Ela foi usada na Austrália, mas o governo manteve um grau elevado de intervenção em todo o processo licitatório: definição preliminar das áreas, atenção às reivindicações da sociedade civil, ajustamento das áreas, e principalmente na seleção dos vencedores.

13. No caso do Brasil, vislumbra-se uma conjugação de critérios financeiro e não financeiros em termos percentuais, e processados como uma bonificação que desonera ao Bônus de Assinatura. A composição proposta assemelha-se aquela formulada para os prismas planejados da Alemanha e pelo BOEM, recordando que a Alemanha aplica critério exclusivamente financeiro para os prismas *open door*.

14. Diante desse cenário, este estudo tem caráter propositivo e visa contribuir com o debate regulatório sobre a estruturação do modelo brasileiro para a outorga de empreendimentos de geração de energia elétrica *offshore*. Para tanto, são apresentados, de forma estruturada, os principais elementos que poderão compor essa regulação.

CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DOS PRISMAS

15. A definição dos prismas para o desenvolvimento de projetos de eólicas *offshore* é um desafio complexo, uma vez que abrange a interação de múltiplas áreas de interesses. A complexidade surge da necessidade de integrar fatores como: (i) o potencial eólico; (ii) a infraestrutura portuária e de transmissão de eletricidade existente e planejada; (iii) a profundidade do leito marinho; (iv) as áreas de navegação; (v) as zonas de preservação ambiental; (vi) as áreas de pesca, e (vii) as áreas de interesse militar. Isso requer uma coordenação entre diversas esferas do governo, entidades reguladoras e *stakeholders* locais para evitar conflitos de uso e maximizar a eficiência dos projetos.

16. A análise para a definição das áreas de instalação de projetos eólicos *offshore* deve considerar **aspectos técnicos**, voltados para a identificação das áreas com maior potencial para a instalação de parques eólicos *offshore*, e **aspectos restritivos**, que apontem os possíveis riscos e impactos que podem comprometer ou limitar o uso da área designada.

Aspectos técnicos

17. Os principais **aspectos técnicos** identificados são o potencial eólico, a profundidade do leito marinho, distância do parque eólico até a costa, aproveitamentos das áreas, distância entre parques eólicos vizinhos e a infraestrutura portuária e de transmissão de eletricidade existente e planejada. A análise desses fatores visa garantir a implantação dos projetos nas áreas mais favoráveis, maximizando a geração de energia e minimizando os custos de desenvolvimento, implantação, operação e manutenção.

18. O estudo de **potencial eólico** visa identificar as regiões com ventos consistentes e fortes, sendo o principal fator para estimar o potencial de geração durante a vida útil do projeto e para avaliar sua atratividade econômica e financeira. Em geral, os estudos visam identificar a velocidade dos ventos em alturas de 100 a 200 metros, tendo em vista o tamanho das torres a serem instaladas.

19. A primeira etapa do estudo de potencial eólico deve ser a análise de bancos de dados existentes, que permite identificar as regiões mais promissoras com base em dados históricos, antes de avançar para medições *in loco* mais detalhadas. No estudo elaborado pela EPE denominado *Roadmap Eólica Offshore*, foi realizado um mapeamento do potencial eólico brasileiro utilizando três diferentes bases de dados públicas, cada uma com diferentes características de resolução espacial e temporal além da área possível de analisar (EPE, 2020).

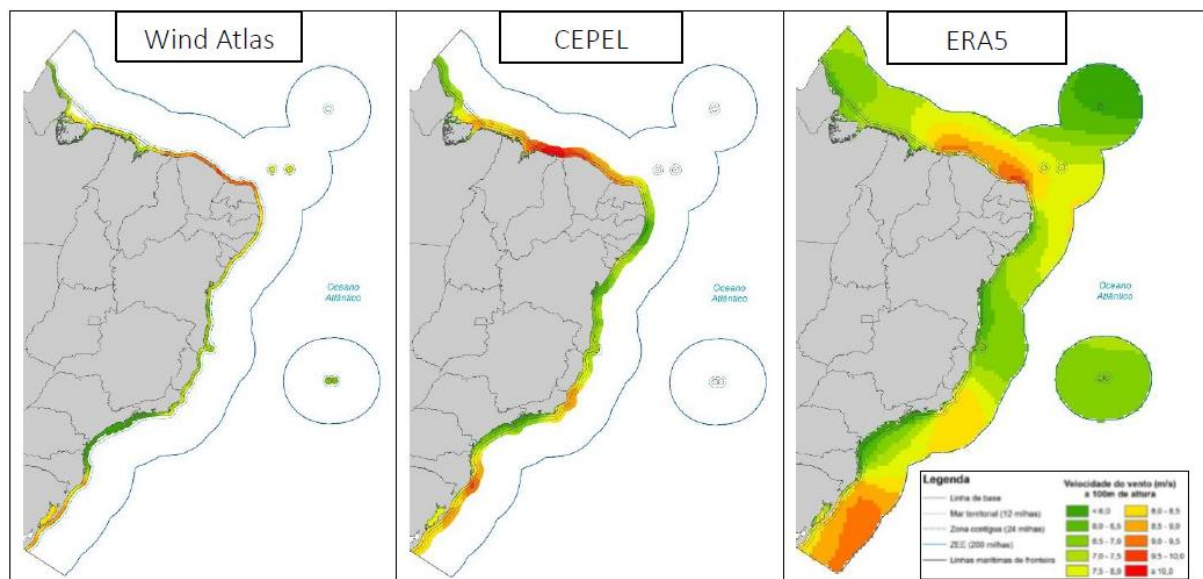


Figura 1 - Mapas eólicos. Fonte: (EPE, 2020)

20. Esses estudos iniciais oferecem uma visão geral das regiões com potencial para geração de energia eólica. Entretanto, ao levar uma área a leilão, duas abordagens podem ser consideradas: (i) delimitar áreas maiores, permitindo que o empreendedor assuma o risco de identificar as zonas com maior potencial de geração; ou (ii) realizar estudos de campo previamente à licitação, de modo a licitar apenas áreas onde já foram conduzidos levantamentos mais aprofundados.

21. Portanto, após a fase da identificação de regiões promissoras, realiza-se os estudos de campo com instalação de equipamentos como boias anemométricas ou torres meteorológicas (mais utilizada) nas áreas selecionadas de forma a identificar as condições reais de velocidade e direção do vento, além das condições climáticas e oceânicas. A coleta de dados desses estudos varia de 12 a 24 meses para garantir a aquisição de dados suficientes para identificar as variações sazonais no local.

22. O estudo *in loco* do potencial eólico, embora demorado, oferece maior segurança para os participantes do leilão. Entretanto, é apenas um dos fatores que devem ser considerados na análise da viabilidade de um projeto eólico *offshore*.

23. O segundo critério técnico é a **profundidade do leito marinho**, que desempenha um papel crucial na escolha da tecnologia de ancoragem a ser utilizada. A profundidade determina se serão viáveis fundações fixas, geralmente usadas em águas rasas, ou se será necessário adotar estruturas flutuantes, que são mais adequadas para águas profundas. A tecnologia de ancoragem tem impacto direto na viabilidade econômica do projeto, influenciando os custos de instalação e manutenção.

24. A escolha do tipo de fundação para um projeto eólico *offshore* não se baseia apenas na profundidade do leito marinho, mas também deve considerar o tipo de solo marinho, as estruturas e os esforços que essas fundações deverão suportar, como o peso da turbina, a força dos ventos e a pressão das correntes marítimas. Outro fator importante é a experiência

da cadeia de suprimentos, tanto em termos de fabricação quanto de instalação das fundações, já que o *know-how* disponível pode impactar os custos e a eficiência do processo de construção.

25. Entretanto, como análise inicial para a identificação dos prismas de maior potencial de viabilidade, é comum que se classifiquem as áreas de acordo com as tecnologias de ancoragem fixa e flutuante, sendo esse limite usualmente delineado em profundidades entre 50m e 70m.

26. A Colômbia, por exemplo, adota uma divisão preliminar em seus estudos de avaliação do potencial eólico *offshore*, utilizando a profundidade de 70 metros como ponto de corte entre ancoragens fixas e flutuantes (MME, 2022). De forma semelhante, o Reino Unido costuma utilizar o limite de 60 metros para essa distinção (Crown Estate Scotland, 2020). Nos EUA, projetos de energia eólica *offshore* em fundação fixa são geralmente considerados viáveis em águas com profundidades de até 60 metros. Para profundidades maiores, geralmente acima de 60 metros, são utilizadas tecnologias flutuantes (US Department of Energy, 2022).

27. Em relação às tecnologias de ancoragem, a EPE realizou um estudo com mais detalhes sobre as diferentes estruturas de ancoragem, apresentados na Figura 2. Também conclui que as tecnologias de estruturas flutuantes ainda não possuem tecnologia madura e apresenta custos mais elevados (EPE, 2020).

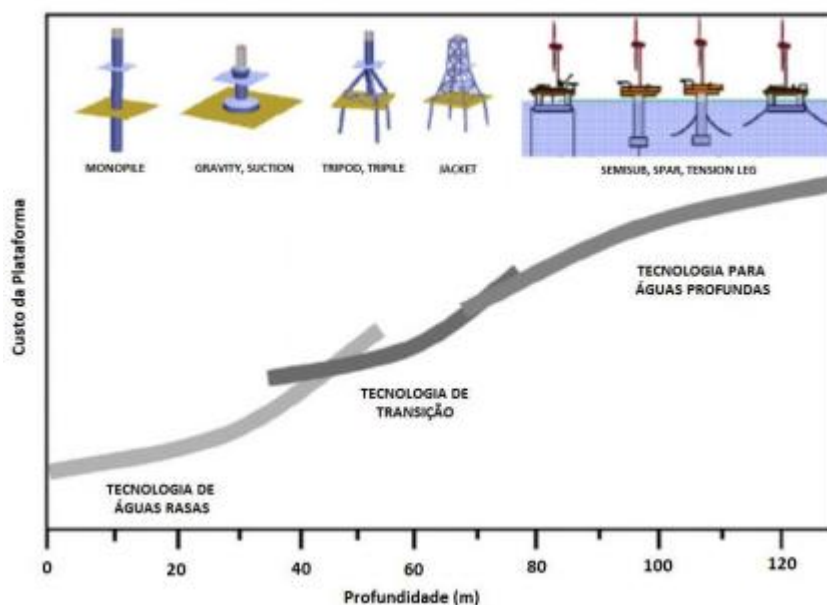


Figura 2 - Custo relativo da estrutura *offshore* de acordo com a tecnologia (adaptado de TJIU et al., 2015). Fonte: (EPE, 2020)

28. Na criação dos mapas de potenciais eólicos são confrontados os estudos iniciais de potencial eólico com as áreas de profundidade, a fim de definir o potencial de desenvolvimento de usinas eólicas *offshore*. Um exemplo dessa abordagem é observado na Colômbia, que apresenta seus resultados separando os potenciais de acordo com o tipo de ancoragem (fundações fixas ou flutuantes).

29. Portanto, recomenda-se a priorização de áreas com profundidade do leito marinho de inferiores a 50 m a 70m, de forma a iniciar o aproveitamento *offshore* utilizando tecnologias de ancoragem fixas, que apresentam custos mais atrativos.
30. Outro fator técnico relevante na definição de áreas para parques eólicos *offshore* é a **distância até a costa**. Esse critério está frequentemente correlacionado com a profundidade, já que áreas mais profundas tendem a estar mais distantes da costa.
31. No entanto, a distância do parque até a costa também pode ser limitada por diferentes motivos. Um primeiro é a poluição visual, que pode comprometer atividades turísticas em regiões costeiras, sendo um dos fatores para determinar uma distância mínima da costa.
32. Ademais, estudos indicam que afastar os parques eólicos *offshore* da costa contribui significativamente para mitigar os impactos sobre as populações de pássaros.
33. Por outro lado, o custo de transmissão, aumenta proporcionalmente à distância do parque em relação ao Sistema Interligado Nacional (SIN), além de aumentar a distância em relação ao porto, por isso, é interessante que seja estabelecido um limite máximo de distância como uma imposição restritiva, incentivando o aproveitamento inicial de áreas mais próximas, visando custos de transmissão mais baixos.
34. Em relação às distâncias mínimas para parques eólicos *offshore*, é recomendado pelo Departamento de Estratégia de Negócios, Energia e Indústria do Reino Unido que parques eólicos sejam instalados a pelo menos 12 milhas náuticas da costa (cerca de 22 km), especialmente para minimizar o impacto visual em áreas turísticas e proteger a fauna costeira. (Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022). Já no caso da Colômbia a restrição de distância mínima é de 20 milhas (cerca de 37 km) (MME, 2022).
35. Já a definição de uma distância máxima para parques eólicos *offshore* pode ser desnecessária, pois já existe um incentivo natural para o aproveitamento de áreas mais próximas à costa. Esse incentivo está ligado à correlação entre a distância da costa e a profundidade do mar e entre a distância da costa e os custos de transmissão. Como resultado, os critérios econômicos e técnicos tendem a favorecer o desenvolvimento de projetos em áreas costeiras mais rasas, onde é possível utilizar tecnologias de ancoragem fixa e os custos de transmissão são menores, aumentando a viabilidade dos projetos.
36. Ademais, já é regulamentado o cálculo do Uso do Bem Público (UBP) pela Secretaria de Coordenação e Governança do Patrimônio da União (SPU) para áreas distantes até 12 milhas náuticas (cerca de 22 km). O procedimento de cálculo descrito na Portaria SPU/ME nº 5.629/2022 é simplificado e já aplicado em diversos usos, mas utiliza como referência o valor do m² mais próximo em terra, o que pode gerar grandes distorções no valor final do UBP. Assim, uma nova metodologia deve ser estabelecida para os parques localizados na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) 200 milhas náuticas (cerca de 370 km).
37. Recomenda-se que os parques eólicos *offshore* no Brasil sejam instalados em prismas com uma distância mínima superior a 12 milhas náuticas (cerca de 22 km) da costa, seguindo práticas internacionais para reduzir impactos visuais em áreas turísticas, além de garantir

isonomia no tratamento dado ao UBP nos parques eólicos *offshore*. Estudos especializados são necessários para avaliar os efeitos sobre a fauna costeira e as aves. Além disso, o planejamento deve priorizar prisms com profundidade máximas entre 50 m e 70m, favorecendo o uso de fundações fixas, e priorizando prisms distantes em até 100 km da costa, visando a redução dos custos de transmissão.

38. A delimitação dos **aproveitamentos das áreas** para a instalação de parques eólicos *offshore*, seja em termos de área máxima ou mínima, pode ser adotado com um critério estratégico para o desenvolvimento do setor. Essa limitação também pode ser estabelecida com base na potência instalada, no entanto, esse critério pode variar significativamente de acordo com a tecnologia utilizada, que está em constante evolução. Sendo assim, caso o critério de potência seja utilizado, é recomendável a consideração da tecnologia de geração a ser instalada e atualizações periódicas nos valores, de modo a corresponder ao avanço tecnológico.

39. A limitação de quantidade máxima de área ou potência está diretamente relacionada ao incentivo à competitividade. Em alguns países, cada proponente é limitado à obtenção de uma única área no processo de licitação, a fim de evitar a concentração de projetos.

40. No Brasil, a capacidade de escoamento da rede de transmissão já atua como um fator natural de limitação do tamanho dos projetos, sendo esperado que proponentes considerem que projetos muito grandes tenham dificuldades na conexão com o SIN.

41. Exemplos internacionais demonstram diferentes abordagens: na Colômbia, a área máxima permitida é de 270 km² e na Austrália, o limite é de 700 km². Já no Japão, a limitação é de 1.000 MW por operador e no Reino Unido, cada proponente pode obter até 3.500 MW. Essas variações refletem as particularidades de cada mercado, que ajustam os limites de acordo com as condições locais (EPE, 2024).

42. As limitações mínimas são importantes para reduzir a quantidade de projetos elegíveis nas licitações e para simplificar o tramite documental. Essas limitações ajudam a concentrar os esforços em projetos de maior porte, que têm maior viabilidade econômica e potencial de execução. No caso dos projetos *offshore*, a existência de economias de escala significativas já atua como um fator natural de limitação.

43. Exemplos internacionais mostram que as limitações mínimas podem variar de acordo com as particularidades de cada mercado. Na Espanha, o limite mínimo para participação em leilões de energia *offshore* é de 50 MW, enquanto no Reino Unido o valor mínimo é de 400 MW (EPE, 2024).

44. Alternativamente, considera-se a limitação da densidade energética, que visa buscar áreas com maiores potenciais de ventos, incentivando um melhor aproveitamento dos recursos naturais. No entanto, essa abordagem também pode estimular a realização de projetos com torres mais próximas, o que, por um lado, aumenta a densidade de potência, mas, por outro, pode gerar maiores perdas devido à interferência entre as turbinas e aos efeitos de sombreamento.

45. É importante considerar que os empreendedores já possuem incentivos naturais para otimizar o aproveitamento das áreas, buscando um equilíbrio entre o potencial de geração eólico e a eficiência técnica. A imposição de uma densidade mínima de potência pode ser mais adequada para países com áreas restritas para desenvolvimento, o que não é o caso do Brasil.

46. Recomenda-se estabelecer limites amplos em áreas ou em potência instalada, com a possibilidade de atualização periódica. Além disso, limitar o número de áreas que cada proponente pode adquirir pode ser considerada uma boa prática, a fim de evitar a concentração de projetos e promover a competitividade, como observado em outros países.

47. Também pode haver restrições quanto à **distância entre parques eólicos vizinhos** para evitar interferências entre eles. Na Alemanha, por exemplo, a regra estipula que a distância entre torres de parques vizinhos deve ser o menor valor entre 1.000 metros ou 5 vezes o diâmetro do maior rotor, com o objetivo de garantir a estabilidade das instalações (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2023). Essa exigência se aplica apenas entre parques vizinhos, enquanto a distância entre torres dentro de um mesmo parque é de responsabilidade do próprio empreendedor. No caso da Colômbia, a distância mínima entre parques vizinhos deve ser de 1 milha náutica (cerca de 1,85 km) (ANH, 2023). Já no caso do Reino Unido foi definida uma distância de pelo menos 7,5 km até o parque vizinho mais próximo (AURES II, 2022)

48. É recomendado que o Brasil estabeleça uma distância mínima entre parques eólicos *offshore* vizinhos para evitar interferências, garantir segurança e eficiência, e organizar o uso do espaço marítimo.¹

49. Finalmente, a **proximidade de portos** é um critério técnico essencial na escolha das áreas para a instalação de projetos eólicos *offshore*. Portos adequados garantem a eficiência no transporte de grandes componentes, como turbinas eólicas, fundações e cabos submarinos, além de oferecer suporte contínuo para as operações de manutenção ao longo da vida útil do projeto.

50. Na escolha dos portos mais adequados para dar suporte a construção do empreendimento, é importante considerar a capacidade da infraestrutura. O porto deve estar equipado com instalações que permitam receber grandes embarcações e movimentar equipamentos pesados, como guindastes de alta capacidade, pátios de armazenagem amplos e cais reforçados. Também deve ser considerado a acessibilidade do porto tanto na parte marítima, com condições que favoreçam o funcionamento durante todo ano, como da estrutura terrestre, com o acesso de transporte rodoviário ou ferroviário.

51. Além da infraestrutura portuária, há uma necessidade de implantação de uma cadeia de fornecimento de peças e equipamentos para suportar o desenvolvimento da indústria de energia eólica *offshore*. Dessa forma, é essencial realizar um planejamento conjunto para a

¹ REN n° 876/2020 indicava como região de interferência a região que dista 20 vezes altura máxima de pá, entretanto esta resolução foi revogada pela REN n° 1071/2023, que indica apenas que deve ser analisada região de interferência antes de conceder a outorga de novos parques eólicos.

criação de uma cadeia de suprimento associada ao porto, que deve ter as características necessárias para oferecer suporte integral às operações *offshore*. Esse planejamento incluiria a adaptação ou construção de instalações adequadas para a fabricação, armazenamento e transporte de componentes específicos da indústria, como turbinas, fundações e cabos submarinos.

52. Recomenda-se que o Brasil priorize a proximidade de portos adequados na escolha de prisms para projetos eólicos *offshore*, garantindo infraestrutura capaz de suportar o transporte de grandes componentes e oferecer suporte para manutenção. Os resultados do *Roadmap* eólico, podem ser utilizados como auxílio para identificar as melhores opções e assegurando eficiência logística.

53. Foram apresentados os critérios técnicos que devem auxiliar na definição dos prisms a serem licitados para projetos de energia eólica *offshore*. No entanto, o Decreto nº 10.946 de 2022, que regulamenta a cessão de áreas para empreendimentos *offshore*, permite a abertura de consulta pública para que os proponentes ofereçam suas contribuições na definição dos prisms para cessão planejada, organizada de forma centralizada. Além disso, o decreto possibilita que os próprios proponentes indiquem áreas que considerem adequadas para inclusão no processo de licitação, modalidade denominada de cessão independente. Essa abordagem incentiva a transparência do processo e permite que os pontos relevantes indicados pelos proponentes sejam considerados.

Art. 9º A cessão de uso de que trata este Decreto se dará **mediante cessão planejada ou cessão independente**.

§ 1º A cessão planejada consiste na oferta de prisms previamente delimitados pelo Ministério de Minas e Energia a eventuais interessados, mediante processo de licitação, e em conformidade com o planejamento espacial da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar - CIRM, de que trata o Decreto nº 9.858, de 25 de junho de 2019, quando houver.

§ 2º A cessão independente consiste na cessão de prisms requeridos por iniciativa dos interessados em explorá-los.

(...)

Art. 12. Compete ao Ministério de Minas e Energia a definição dos prisms disponíveis a serem oferecidos em processos de cessão planejada, ouvidas a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e a Aneel.

§ 1º Previamente à formação dos prisms de que trata o caput, a instituição indicada pelo Ministério de Minas e Energia por norma complementar solicitará as DIP nos termos do disposto no art. 10.

§ 2º **Para fins de identificação de áreas offshore a serem submetidas a processo de cessão planejada, o Ministério de Minas e Energia poderá realizar consulta pública para receber manifestações de potenciais interessados em explorar prisms.**

Aspectos restritivos

54. Além dos aspectos técnicos, é fundamental considerar os **aspectos restritivos**, que envolvem uma série de limitações ligadas ao uso múltiplo das áreas marítimas. Entre os principais fatores estão as restrições ambientais, as rotas de navegação marítima, as áreas de defesa nacional, as zonas de pesca, presença de comunidades indígenas e exploração de petróleo e gás. Esses critérios restritivos são cruciais para serem identificados antecipadamente, ainda na fase de projeto, garantindo que sejam devidamente considerados.

Isso ajuda a minimizar o risco de que algum fator impeditivo surja em estágios mais avançados, o que poderia obrigar a alterações significativas no projeto, impactando cronogramas e custos.

55. As restrições **ambientais** abrangem diversos aspectos direcionados para a preservação dos ecossistemas marinhos e a mitigação de impactos ambientais decorrentes da implantação de parques eólicos *offshore*. Primeiramente, as áreas de preservação ambiental são zonas marítimas protegidas, como parques marinhos e reservas naturais, onde a instalação de infraestruturas pode ser proibida ou altamente regulamentada para proteger a biodiversidade local, principalmente quando a área corresponder ao habitat de espécies ameaçadas. A presença de parques eólicos nessas áreas pode ser limitada ou condicionada a execução de requisitos ambientais.

56. No Brasil, as áreas de preservação ambiental marinha são delimitadas com o objetivo de proteger ecossistemas marinhos sensíveis e promover o uso sustentável dos recursos naturais. A principal estrutura legal para a criação dessas áreas é a Lei nº 9.985 de 2000, que instituiu o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (SNUC).

57. O SNUC organiza as áreas protegidas no Brasil em dois grupos principais: as unidades de proteção integral e as unidades de uso sustentável. As unidades de proteção integral têm como objetivo a preservação total dos ecossistemas, permitindo apenas o uso indireto dos recursos naturais, como a pesquisa científica. Já as unidades de uso sustentável permitem a exploração de forma controlada e sustentável, garantindo que as atividades humanas sejam compatíveis com a conservação da natureza. Também é necessário observar as Zonas de Amortecimento das Unidades de Conservação, consultando as regras estabelecidas pelo Plano de Manejo de área de preservação.

58. A coordenação do SNUC está sob a responsabilidade do Ministério do Meio Ambiente (MMA), que também conta com o suporte de órgãos consultivos, como o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Já a execução das políticas de conservação e o gerenciamento das unidades de conservação são atribuídos ao Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), podendo contar com apoio dos órgãos de meio ambiente locais em âmbito estadual e municipal.

59. Ademais, outra restrição ambiental são as rotas migratórias de espécies marinhas e aves, podendo ser impeditivas ou mesmo necessitar de medidas específicas para mitigar os impactos causados.

60. Por exemplo, o parque *Hornsea 3*, no Reino Unido, foi responsável pela construção de torres de ninhos artificiais para proteger a ave *kittiwake*, uma espécie de gaivota. Situados a 1 km da costa, os ninhos são projetados para fornecer habitats seguros e adequados para a reprodução dessas aves, sendo uma das aves marinhas mais suscetíveis aos impactos das turbinas eólicas *offshore* na região. O monitoramento contínuo dessas estruturas será essencial para verificar sua eficácia e fornecer informações que possam orientar futuros projetos de compensação ambiental.

61. Recomenda-se que o Brasil considere restrições em áreas de preservação ambiental no planejamento espacial marítimo, visando proteger a biodiversidade local e respeitar as rotas migratórias de espécies marinhas e aves. É fundamental realizar estudos de impacto ambiental detalhados, considerando entre outros, a presença de espécies ameaçadas e a implementação de medidas mitigadoras, como a criação de habitats artificiais e iniciativas de compensação ambiental. Além disso, é essencial garantir uma coordenação eficaz entre as diferentes instituições para integrar as diretrizes de conservação e uso sustentável no planejamento e execução dos projetos.

62. Por fim, o impacto acústico é uma preocupação relevante durante a construção, operação e descomissionamento dos parques eólicos. A instalação das fundações com uso de bate estacas pode gerar ruídos subaquáticos que afetam a fauna marinha, além da instalação de cabos submarinos. Na etapa de operação os ruídos estão associados a rotação das pás que pode interferir principalmente na superfície marinha. Já a etapa de descomissionamento se dá devido às explosões para a remoção das estacas. Nota-se que o impacto acústico ocorre principalmente em projetos de ancoragem fixa.

63. As restrições associadas às **rotas de navegação marítima** são fundamentais para garantir a compatibilidade entre as atividades econômicas e os projetos de geração de energia *offshore*. As áreas de tráfego intenso de embarcações, como rotas comerciais e de transporte de mercadorias, são regiões onde a instalação de parques eólicos pode ser restrita ou sujeita a regulamentações específicas, a fim de evitar colisões e interferências nas operações navais.

64. Além disso, corredores de navegação internacionais, definidos por órgãos como a Organização Marítima Internacional (IMO), bem como rotas de navegação de cabotagem e pesca, devem ser devidamente mapeados e considerados no planejamento dos projetos.

65. Áreas reservadas para navegação devem levar em conta expansões futuras das rotas de navegação. Com o crescimento do tráfego marítimo global, é essencial que o planejamento dos projetos *offshore* considere não apenas as rotas atuais, mas também áreas que possam ser necessárias para futuras operações marítimas.

66. Ainda, ressalta-se que zonas de restrição a navegação e pesca menores podem permitir a coexistência entre as atividades, reduzindo o impacto do empreendimento nessas rotas.

67. Recomenda-se o mapeamento das áreas de tráfego marítimo, incluindo rotas comerciais e de transporte, para evitar interferências nas operações navais. É importante considerar as diretrizes da Organização Marítima Internacional (IMO), além dos corredores de navegação internacionais e das rotas de cabotagem e pesca. O planejamento deve também contemplar possíveis expansões futuras das rotas marítimas, assegurando que os projetos *offshore* não comprometam a segurança e a eficiência das atividades econômicas relacionadas à navegação.

68. As restrições relacionadas à **defesa nacional** incluem não apenas áreas de treinamento militar e regiões estratégicas para a defesa do país, mas também a necessidade de garantir que a operação das turbinas não interfira nos sistemas de radares.

69. As turbinas eólicas, especialmente quando instaladas em grande número, podem causar interferências nos sinais de radar, criando "sombras" ou áreas cegas que podem prejudicar a detecção de aeronaves ou embarcações. Dessa forma, a questão do reestabelecimento dos radares torna-se um ponto a ser negociado entre os desenvolvedores e as autoridades de defesa.

70. Por exemplo, a Dinamarca aceita que radares instalados nos parques eólicos possam ser uma medida compensatória para a interferência causada nos radares existentes. Entretanto, as Forças de Defesa da Finlândia se opõem a essa medida, alegando que a tecnologia disponível aos desenvolvedores não é comparável à tecnologia dos radares das Forças de Defesa. Além disso, eles argumentam que os radares instalados nos parques eólicos ficam muito vulneráveis. Sendo assim, cada país deve lidar com o problema de acordo com suas condições (Schain, Mattias, 2024).

71. O Ministério da Defesa e as Forças Armadas devem estar envolvidos tanto no planejamento espacial marítimo, que determinará as regiões promissoras para instalação dos parques eólicos, quanto na aprovação dos projetos em estágio de desenvolvimento mais maduro.

72. As restrições da defesa nacional também podem influenciar as definições das rotas de navegação marítima, demonstrando que a elaboração desses planos é complexa e deve ser realizada por meio de diálogo entre os principais interessados. A coordenação entre as autoridades de defesa e os desenvolvedores é essencial para garantir que os interesses de segurança nacional e o desenvolvimento de projetos de energia *offshore* sejam conciliados de forma eficaz.

73. Recomenda-se que o Brasil integre as restrições de defesa nacional no planejamento de parques eólicos *offshore*, levando em conta áreas de treinamento militar e garantindo que a operação do parque não interfira nos sistemas de radar, evitando "sombras" que comprometam a detecção de aeronaves e embarcações. O Ministério da Defesa e as Forças Armadas devem ser envolvidos no planejamento espacial marítimo para alinhar os interesses de segurança nacional com o desenvolvimento de projetos de energia *offshore*.

74. Ainda, ao considerar as **zonas de pesca**, é essencial reconhecer seu aspecto social significativo, já que muitas comunidades costeiras dependem dessa atividade para sua subsistência. Em diversos países, a pesca enfrenta dificuldades em negociações, devido à ausência de sindicatos fortes que representem seus interesses de forma robusta. Como resultado, as áreas de pesca muitas vezes são relegadas a regiões que não foram designadas para outros usos, sob a suposição de que a pesca pode ser facilmente deslocada para outras áreas. Essa percepção ignora os impactos sociais e econômicos que o deslocamento pode causar às comunidades pesqueiras.

75. Não há consenso sobre se a instalação de parques eólicos *offshore* reduz o estoque de peixes, seja pela interferência eletromagnética dos cabos ou pelo ruído gerado pelas pás das turbinas. Inclusive, alguns estudos mostram que o estoque de peixe aumenta ao longo do tempo, principalmente por conta dos habitats marinhos que são criados ao redor das fundações de turbinas. Dessa forma, alguns os argumentos dos pescadores acabam sendo

minimizados nas discussões. No entanto, é importante destacar que o impacto não se limita à instalação de um único parque, mas o efeito acumulado de múltiplas instalações pode ser bastante significativo para o ecossistema marinho.

76. Em alguns países, as medidas compensatórias são acordadas bilateralmente, o que não garante a segurança de cumprimento, já que esses acordos geralmente não estão associados a penalidades que incentivem sua execução. Uma alternativa seria estruturar as medidas compensatórias de forma mais centralizada, como a criação de fundos geridos por órgãos governamentais. Na Alemanha, por exemplo, 5% da receita do leilão é destinada à pesca sustentável.

77. Recomenda-se que o Brasil considere as zonas de pesca no planejamento de parques eólicos *offshore*, reconhecendo sua relevância social e econômica para as comunidades costeiras e evitando o deslocamento das atividades pesqueiras. Para mitigar os impactos negativos, é possível implementar medidas compensatórias, inspiradas no modelo alemão, que destina parte da receita do leilão à pesca sustentável, garantindo assim um suporte contínuo às comunidades afetadas.

78. Adicionalmente, embora a presença de comunidades **indígenas** não seja geralmente um problema em regiões costeiras e marítimas, esse critério social restritivo pode se tornar relevante em projetos *offshore* que utilizam rios ou em casos que envolvam a construção de linhas de transmissão *onshore* necessárias para escoar a energia gerada pelos parques eólicos.

79. O tratamento deve seguir procedimentos similares aos já estabelecidos para outros projetos que afetam terras indígenas, devendo ser obtida a devida autorização da Fundação Nacional dos Povos Indígenas (FUNAI) para que os impactos sobre essas populações sejam devidamente avaliados e mitigados, além de adotar medidas compensatórias

80. Na Colômbia, um dos principais desafios é equilibrar o desenvolvimento de projetos *offshore* com os direitos dos povos indígenas que podem ser afetados em seus territórios tradicionais, rotas de pesca e práticas culturais ligadas ao mar. Nesse contexto, a legislação exige que os projetos *offshore* passem por um processo de consulta prévia, garantindo que essas comunidades sejam informadas e tenham a oportunidade de participar na tomada de decisões. Além disso, é fundamental definir benefícios econômicos e sociais que compensarão a comunidade.

81. Por fim, as áreas destinadas à exploração de **petróleo e gás** devem ser consideradas como critério restritivo, já que as bacias petrolíferas e de gás natural, bem como a infraestrutura associada, como plataformas de exploração, oleodutos e gasodutos submarinos, cabos etc., possuem prioridade de uso. A presença dessas instalações limita a construção de parques eólicos em regiões próximas, devido à necessidade de garantir a segurança das operações e a continuidade das atividades de extração.

82. Além disso, a exploração de petróleo e gás é uma atividade estratégica para a economia do país. Por isso, os blocos concedidos para exploração ou com potencial de exploração futura devem ser considerados durante o planejamento do espaço marítimo.

83. Destaca-se a sinergia entre os aproveitamentos eólicos *offshore* e as empresas de petróleo e gás, tanto pela expertise na construção de plataformas e na operação e manutenção de infraestruturas *offshore* quanto pelas diretivas de transição energética. Empresas tradicionalmente voltadas para o setor de petróleo e gás têm investido de forma mais agressiva na geração de energia renovável, aproveitando sua experiência para facilitar essa mudança estratégica.

84. Além disso, essas empresas já estão se sagrando vencedoras em licitações de energia eólica *offshore* ao redor do mundo. Exemplos incluem a Equinor, que venceu leilões significativos na Noruega, e a Shell, que garantiu contratos para projetos eólicos *offshore* nos Países Baixos e no Reino Unido (EPE, 2020).

85. Recomenda-se que o Brasil considere as áreas destinadas à exploração de petróleo e gás como um critério restritivo no planejamento de parques eólicos *offshore*, a fim de garantir a segurança das operações e a continuidade das atividades de extração. Além disso, é fundamental que o planejamento leve em conta os blocos já concedidos para exploração ou aqueles com potencial de exploração futura, reconhecendo a importância estratégica dessa atividade para a economia nacional.

86. A tabela abaixo resume os critérios técnicos e restritivos apresentados:

Tabela 1 - Resumo dos aspectos técnicos e restritivos

Aspecto Técnico	Aspecto Restritivo
Potencial eólico	Ambiental
Profundidade do leito marinho	Rotas de navegação marítima
Distância do parque eólico até a costa	Defesa Nacional
Aproveitamentos das áreas	Zonas de pesca
Distância entre parques eólicos vizinhos	Indígenas
Infraestrutura portuária	Petróleo e Gás
infraestrutura de transmissão	

87. As boas práticas internacionais recomendam o uso de um Planejamento Espacial Marítimo (PEM) para mapear os múltiplos usos das áreas marítimas e facilitar a identificação dos critérios restritivos na escolha das áreas destinadas à geração eólica *offshore*. No entanto, o PEM brasileiro ainda está em processo de avaliação. Como alternativa, o Decreto nº 10.946 de 2022 estabelece que será emitida uma Declaração de Interferência Prévia (DIP), a ser elaborada por nove órgãos públicos, com o objetivo de identificar a existência de interferências impeditivas antes que as áreas sejam licitadas. A seguir, é apresentada a tabela que associa os órgãos públicos responsáveis com os critérios restritivos mencionados:

Tabela 2 - Relação de órgão emissor de DIP com restrições

Órgão público	Aspecto Restritivo
Marinha	Defesa Nacional
Aeronáutica	Defesa Nacional
Ibama	Ambiental
Instituto Chico Mendes	Ambiental
ANP	Petróleo e Gás
Ministério da Infraestrutura	Rotas de navegação marítima

Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento	Zonas de pesca
Ministério do Turismo	Distância até a costa (Critério técnico)
ANATEL	Redes e sistemas de comunicações

88. Em projetos de transmissão, é comum a necessidade de aprovação por órgãos como o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e a Fundação Nacional dos Povos Indígenas (FUNAI), especialmente quando as obras impactam áreas de patrimônio histórico, cultural ou territórios indígenas. Considerando que os projetos *offshore* necessitam de linhas de transmissão para conectar a geração ao Sistema Interligado Nacional (SIN), recomenda-se que esses órgãos também sejam incluídos no processo de consulta, conforme permitido pelo § 3º:

§ 3º Para fins do disposto neste artigo, outros órgãos ou entidades poderão ser consultados, se necessário.

89. Finalmente, no caso de **sobreposição de áreas** nos processos de cessão independente, onde os interessados podem propor áreas, o Decreto nº 10.946 de 2022 já oferece um tratamento. O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável por identificar a sobreposição e solicitar ao proponente o ajuste necessário no prisma, a fim de sanar a sobreposição e garantir a continuidade do processo de licitação.

Art. 15. Após o recebimento de requerimento de cessão de uso independente, **o Ministério de Minas e Energia verificará se há sobreposição** entre a área solicitada e prismas que já tenham sido cedidos ou que estejam em processo de cessão.

§ 1º Na hipótese de sobreposição, o Ministério de Minas e Energia notificará o interessado para que, no prazo de noventa dias, altere seu requerimento de modo a sanar a sobreposição.

§ 2º Na hipótese de o interessado não observar o prazo previsto no § 1º, o seu requerimento será arquivado.

Experiência Internacional na definição de Prismas

90. Na Escócia, a área agregada considerada no primeiro ciclo do ScotWind Leasing no excedeu 8.600 km². Os projetos submetidos deveriam ter área mínima de 20 km² e máxima de 860 km². Excepcionalmente, projeto com área menor do 20 km² poderia ser considerado se acomodasse pelo menos 100MW de capacidade instalada.

91. Para garantir o uso eficiente do leito marinho, os proponentes deveriam garantir uma densidade de 1MW/km² considerando a área agregada, e de 3MW/km² considerando a área do prisma. A Escócia considerou uma distância mínima de 5 km entre prismas.

92. A tendência é que o espaçamento entre turbinas seja decidido pelo empreendedor. Quanto ao espaçamento entre prismas, ele deveria ser suficiente para que o efeito esteira fosse negligenciado. Simulações numéricas e constatações visuais reveladas pelo fog, como mencionado anteriormente, sugerem uma perda de potência da ordem de 1% a 10D, e ainda perceptível a 20D. O distanciamento mínimo de 5 km aplicado na Escócia corresponderia a 25D para rotores de 200m.

93. Na Alemanha, a Agência Federal de Navegação Marítima e Hidrografia, ou *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie* (BSH), é a responsável pela pré-seleção de áreas *offshore* que serão licitadas, seguido pelo planejamento da conexão pelo Operador do Sistema de Transmissão -TSO, responsável por planejar e construir a rede de conexão financiado através de taxas por todos os consumidores.

94. As áreas marítimas designadas para produção de energia são definidas nos Planos Espaciais Marítimos, que integram todo o planejamento marítimo com coordenação nacional e internacional em um procedimento suportado por uma bancada científica e definições através de consultas públicas. Este planejamento é decidido a nível nacional para a Zona Econômica Exclusiva (ZEE), enquanto planos para mar territorial são de responsabilidade de cada estado costeiro.

95. Na Colômbia, no documento *Hoja de Ruta para el Despliegue de la Energía Eólica Costa Afuera* do MME (2022) são apresentadas as áreas marinhas com potencial para o desenvolvimento de energia eólica *offshore*. Inicialmente, foi avaliado o potencial técnico da região de interesse, com base em critérios como profundidade do mar, velocidade dos ventos e os limites do país, sem incluir fatores como tráfego marítimo ou restrições ambientais e sociais. Os critérios de potencial técnico utilizados foram:

Tabela 3- Critérios de avaliação do potencial técnico.

Velocidade do vento (metros/segundo a 150 m)	Batimetria (metros em relação ao nível médio do mar)	Tecnologia
7 – 8	Menor a 70	Fundo Fixo
8 – 9	Menor a 70	Fundo Fixo
9 – 10	Menor a 70	Fundo Fixo
Maior de 10	Menor a 70	Fundo Fixo
7 – 8	70 – 1,250	Flutuante
8 – 9	70 – 1,250	Flutuante
9 – 10	70 – 1,250	Flutuante
Maior de 10	70 – 1,250	Flutuante

Fonte: (MME 2022)

96. A região de interesse foi refinada ao incorporar restrições técnicas, ambientais e sociais, resultando na identificação de 6 áreas adequadas para tecnologias de fundo fixo e 8 para fundo flutuante, com um potencial estimado de 50 GW. Essas áreas, embora promissoras, ainda exigem estudos adicionais para confirmar sua viabilidade, os quais devem ser desenvolvidos pelos vencedores das concessões.

97. Entre as restrições consideradas encontram-se: tráfego marítimo, aviação, infraestrutura de petróleo & gás, oleodutos/gasodutos, condições do solo, cabos submarinos, defesa nacional, biodiversidade, áreas protegidas e de conservação, migração de espécies, sítios de patrimônio cultural, pesca, turismo e impacto visual.

98. Nos Estados Unidos, as áreas destinadas ao desenvolvimento de energia eólica *offshore* são delimitadas pelo BOEM em colaboração com agências federais, governos estaduais e tribais, com base nas informações do *Environmental Studies Program*.

99. Essas áreas são apresentadas preliminarmente na Convocatória de Informações e Nomações (*Call for Information and Nominations*), onde o BOEM solicita comentários de partes interessadas ou afetadas, como o Departamento de Defesa e a Guarda Costeira, além de representantes da comunidade marítima, desenvolvedores de energia eólica *offshore* e a indústria de pesca comercial. Os pontos de interesse incluem condições barométricas, geológicas, biológicas; patrimônio arqueológico e cultural; usos conflitantes das áreas (navegação, recursos sedimentários, exploração de petróleo e gás e pesca); dados disponíveis sobre os recursos eólicos e condições ambientais; impactos visuais e acústicos; e qualquer outra informação relevante que o BOEM deva considerar durante a definição das áreas.

100. Com base nas informações recebidas, o BOEM determina as áreas de energia eólica (WEA). Essas áreas são sujeitas a uma análise ambiental, que envolve consultas com agências federais apropriadas, tribos reconhecidas em nível federal, governos estaduais e locais, além de outras partes interessadas. As informações detalhadas sobre as áreas são publicadas pelo BOEM para cada leilão.

101. Na Dinamarca, o processo de planejamento das áreas para os leilões compreende três etapas: 1) inspeção grosseira; 2) inspeção fina; 3) investigações preliminares.

102. A primeira etapa é conduzida pela DEA e a Autoridade Marítima, em diálogo com o Ministério da Defesa e o *Transmission System Operator* – TSO. Ela contempla a ordenação das áreas potenciais tendo em atenção as condições de vento e a profundidade do mar.

103. A segunda etapa faz uma inspeção fina das áreas indicadas na etapa anterior. Nela são requisitados trabalhos de consultoria e uma avaliação econômica é realizada. As áreas são então incluídas nos leilões cuja capacidade é decidida pelo Ministério da Indústria, Negócios e Finanças sobre a proposta da DEA.

104. A terceira e última etapa é coordenada pela DEA em conjunto com o TSO, também contando com trabalhos de consultoria. Ela contempla a coleta de dados de vento, ondas, leito do mar e pássaros.

Recomendações para a definição de Prismas no Brasil

105. A definição de áreas para energia eólica *offshore* exige uma abordagem integrada, considerando critérios técnicos, visando a implantação dos projetos nas áreas mais favoráveis com maximização da geração de energia e minimização dos custos; e critérios restritivos, visando a identificação de diversos fatores impeditivos, que se identificados apenas nos estágios mais avançados poderia obrigar a alterações significativas no projeto, impactando cronogramas e custos.

106. Em relação aos aspectos técnicos foi analisada a experiência internacional considerando as características próprias do Brasil. Seguindo a regulamentação vigente a realização do pré estudo pode ser feita tanto de forma centralizada como pela indicação dos interessados, sendo de responsabilidade dos vencedores o aprofundamento com estudos *in loco*. Sendo assim, recomenda-se para a definição de áreas:

- a. Priorização de áreas com profundidade do leito marinho de inferiores a 50 m a 70m, de forma a iniciar o aproveitamento offshore utilizando tecnologias de ancoragem fixas, que apresentam custos mais atrativos
- b. Estabelecer distância mínima até a costa de 12 milhas náuticas (cerca de 20 km), seguindo práticas internacionais para reduzir impactos visuais em áreas turísticas e dar tratamento isonômico no UBP.
- c. Estabelecer limites amplos de valor máximo de área ou potência instalada, e limitar o número de áreas que cada proponente pode adquirir, a fim de evitar a concentração de projetos e promover a competitividade.
- d. Estabelecer uma distância mínima entre parques eólicos offshore vizinhos para evitar interferências, garantir segurança e eficiência.
- e. Considerar proximidade de portos para garantir infraestrutura capaz de suportar o transporte de grandes componentes e oferecer suporte para manutenção dos parques.

107. Já para consideração dos aspectos restritivos, a boa prática é uso de Planejamento Espacial Marítimo (PEM) para mapear os múltiplos usos das áreas marítimas. Uma vez que o PEM brasileiro ainda está em avaliação, é necessário aplicar método alternativo, como o proposto pelo Decreto nº 10.946 de 2022, com a emissão de uma Declaração de Interferência Prévia (DIP) para identificar interferências impeditivas antes das licitações. Além disso, o decreto aborda a sobreposição de áreas nos processos de cessão permanente, designando ao Ministério de Minas e Energia (MME) a responsabilidade de identificar e ajustar essas áreas, assegurando a continuidade do processo licitatório. Entretanto, a ANEEL seria o órgão mais adequado para avaliação de sobreposição de áreas.

108. Ademais, destaca-se a necessidade de se cadenciar a oferta de prisms. Esta cadência deve compreender pelo menos dois aspectos: o montante e a localização das áreas oferecidas. O montante de área oferecido é correlato a uma oferta de geração e deve ter em vista o equilíbrio geração-carga. A localização de áreas, do ponto de vista do empreendedor, é correlata principalmente a oportunidades de acesso a estruturas portuárias e conexão com a rede de transmissão. Por outro lado, a localização afeta a sociedade civil em variados interesses, que devem ser levados em conta.

109. Finalmente, há conveniência em distinguir o tratamento de cessão planejada e cessão permanente. O montante de área oferecida na forma de cessão planejada deve procurar antecipar necessidades de suprimento de requisitos futuros de carga, podendo ser incluída no Plano de Energia Decenal (PDE) e tratada pelo Modelo de Decisão de Investimento (MDI). Já o montante de área oferecida na forma de cessão permanente poderia ter alguma flexibilidade adicional, pois sua geração poderia ser direcionada para demandas específicas não contempladas de imediato no PDE, por exemplo, produção de H₂ verde para exportação.

110. Porém, tal dissociação, entre cessão planejada e cessão permanente, seria menos evidente no aspecto localização de área. Mesmo que não se vislumbrasse o partilhamento do

sistema de transmissão, ainda assim seria bastante provável que houvesse partilhamento da infraestrutura portuária.

111. Considerando a necessidade de consulta à sociedade civil e a multiplicidade de interesses convergentes e conflitantes, é recomendável construir mapas de sensibilidade destes interesses para cada área a ser licitada, como recomendado pelo Banco Mundial². De posse dos mapas de sensibilidade seria conveniente usar alguma metodologia de análise multicritério para priorizar as áreas a serem licitadas.

² *Offshore Wind Development Program, Scenarios for offshore wind development in Brazil, World Bank Group.*

PROCESSO PARA EMISSÃO E AVALIAÇÃO DA DECLARAÇÃO DE INTERFERÊNCIA PRÉVIA (DIPs)

112. A destinação de áreas marítimas para diferentes usos múltiplos, como geração de energia, pesca, navegação e preservação ambiental, é um desafio global que requer planejamento integrado. Boas práticas internacionais demonstram a eficácia do Planejamento Espacial Marinho (PEM) como ferramenta essencial para harmonizar os diversos interesses e garantir o uso sustentável dos recursos marinhos. Nesse contexto, o PEM orienta a definição de áreas específicas para cada atividade, promovendo maior segurança jurídica e eficiência no aproveitamento e planejamento dos espaços marítimos.

113. No Brasil, entretanto, o PEM ainda se encontra em fase de desenvolvimento. Para suprir essa lacuna e viabilizar o desenvolvimento da geração de energia elétrica *offshore*, recomenda-se que os órgãos potencialmente impactados pelas atividades emitam uma Declaração de Interferência Prévia (DIP). Esse mecanismo permite avaliar a compatibilidade do prisma energético pretendido com outros usos já estabelecidos e planejados, garantindo o uso múltiplo sustentável e evitando conflitos no espaço marítimo.

Órgãos envolvidos na emissão das DIPs

114. O método para recomendação dos órgãos responsáveis pela emissão das DIPs no Brasil fundamenta-se nos dispositivos legais que regulam o aproveitamento do potencial energético *offshore*.

115. A Lei nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025, disciplina sobre o aproveitamento do potencial energético *offshore*. Em seu artigo 6º, são indicadas as áreas onde será vedada a outorga para geração de energia elétrica *offshore*, requerendo, portanto, a anuência dos órgãos envolvidos na harmonização do desenvolvimento do aproveitamento de potencial energético no espaço marítimo.

Art. 6º Compete ao Poder Executivo, na definição dos prismas a serem ofertados em processos de outorga, observar a harmonização das políticas públicas dos órgãos da União, de forma a evitar ou a mitigar potenciais conflitos no uso dessas áreas, bem como as vedações previstas no § 1º deste artigo.

§ 1º É vedada a constituição de prismas em áreas coincidentes com:

I – blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, no período de vigência dos contratos e respectivas prorrogações;

II – rotas de navegação marítima, fluvial, lacustre ou aérea;

III – áreas protegidas pela legislação ambiental;

IV – áreas tombadas como paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País;

V – áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas;

VI – áreas designadas como Termo de Autorização de Uso Sustentável (Taus) no mar territorial.

§ 2º Poderão ser constituídos prismas coincidentes com blocos licitados no regime de concessão ou de partilha de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, ou sob regime de cessão onerosa, desde que haja compatibilidade entre as atividades, nos termos do regulamento.

§ 3º As áreas pertinentes aos incisos II, III, IV e V do § 1º deste artigo deverão ser estabelecidas pelo Poder Executivo.

§ 4º O Poder Executivo deverá definir a entidade pública responsável pela centralização dos requerimentos e dos procedimentos necessários para obtenção da DIP nos prospectos para definição de prisma energético, conforme o regulamento.

§ 5º Os prismas sob outorga na forma desta Lei poderão ser objeto de outorga para outras atividades, caso haja compatibilidade do uso múltiplo com o aproveitamento do potencial energético, atendidos os requisitos e condicionantes técnicos, de segurança e ambientais para as atividades pretendidas.

§ 6º O direito de comercializar créditos de carbono, ou ativos congêneres reconhecidos no âmbito de instrumentos de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, oriundos da área outorgada poderá ser incluído no objeto da outorga, nos termos do regulamento.

§ 7º A outorga dos prismas pela União deverá observar as diretrizes de Planejamento Espacial Marinho (PEM) ou instrumento equivalente. (grifo nosso)

116. Ainda, o Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022, dispõe sobre a cessão de espaços no mar territorial, na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) e na plataforma continental para aproveitamento de recursos naturais, e estabelece como requisito para a cessão de uso a emissão da DIP por nove órgãos governamentais.

Art. 10. É requisito para a **cessão de uso** de que trata este Decreto a **emissão de DIP** pelos seguintes órgãos e entidades:

I - Comando da Marinha, que deverá avaliar a observância das normas da autoridade marítima sobre a salvaguarda da vida humana, a segurança da navegação e a prevenção da poluição hídrica, nos termos do disposto na Lei nº 9.537, de 11 de dezembro de 1997, e a ausência de prejuízo ao ordenamento do tráfego aquaviário e à defesa nacional;

II - Comando da Aeronáutica, que deverá avaliar eventual interferência no cone de aproximação de aeródromo e a ausência de prejuízo à segurança ou à regularidade das operações aéreas;

III - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama, que deverá informar a existência de outros processos de licenciamento ambiental em curso para a exploração da área;

IV - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - Instituto Chico Mendes, que deverá informar se a área estiver localizada em unidade de conservação ou se houver unidade de conservação próxima e quanto aos possíveis usos futuros da área;

V - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, que deverá avaliar a possibilidade de interferência da implantação do projeto sobre áreas de operação de exploração de gás natural e petróleo e quanto aos possíveis usos futuros da área;

VI - Ministério da Infraestrutura, que deverá avaliar a compatibilidade com o planejamento setorial portuário e de transportes aquaviários e possíveis interferências com investimentos previstos e contratos vigentes de outorgas portuárias;

VII - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, que deverá avaliar a possibilidade de interferência em áreas cedidas para a prática de aquicultura ou em rotas de pesca na região do prisma e quanto a possíveis usos futuros da área;

VIII - Ministério do Turismo, que deverá avaliar a possibilidade de conflitos com áreas turísticas ou o impacto paisagístico com região turística contemplativa que demande maior distanciamento da costa e quanto a possíveis usos futuros da área; e

IX - Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, que deverá avaliar potenciais conflitos com áreas de redes e sistemas de comunicações. (grifo nosso)

117. No entanto, cabe destacar que a Lei nº 15.097/2025 não traz dispositivo com esse mesmo requisito, e dispõe que o processo para o aproveitamento do potencial energético *offshore* será subdividido em duas fases: a fase de avaliação e a fase de execução.

Art. 11. O contrato de cessão de uso deverá prever 2 (duas) fases, a de avaliação e a de execução.

§ 1º Na fase de avaliação, deverão ser realizados os seguintes estudos para determinação da viabilidade do empreendimento:

I – análise de viabilidade técnica e econômica;

II – **estudo prévio de impacto ambiental**, a ser realizado para a análise da viabilidade ambiental do empreendimento no procedimento de licenciamento ambiental, nos termos do inciso IV do § 1º do art. 225 da Constituição Federal;

III – avaliação das externalidades dos empreendimentos, **bem como de sua compatibilidade e integração com as demais atividades locais**, inclusive quanto à **segurança marítima, fluvial, lacustre e aeronáutica**;

IV – informações georreferenciadas sobre o potencial energético do prisma, incluídos dados sobre velocidade dos ventos, amplitude das ondas, correntes marítimas e outras informações de natureza climática e geológica, conforme o regulamento.

§ 2º As informações de que trata este artigo integrarão o banco de dados do inventário brasileiro de energia *offshore*, de acesso público, admitida a definição de prazo de confidencialidade para sua divulgação, conforme o regulamento.

§ 3º Antes da conclusão do prazo definido no contrato de cessão de uso para a fase de avaliação, o outorgado apresentará declaração de viabilidade acompanhada de metas de implantação e operação do empreendimento, conforme o regulamento.

§ 4º A não apresentação da declaração de viabilidade no prazo de duração da fase de avaliação implicará a extinção da outorga em relação ao respectivo prisma, e o outorgado não fará jus a reembolso ou a ressarcimento de qualquer valor adimplido a título de participações governamentais, de indenização ou de benfeitorias.

§ 5º Na fase de execução, serão realizadas as atividades de implantação e operação do empreendimento de aproveitamento de potencial energético *offshore* no respectivo prisma. (grifo nosso)

118. Dada essa estrutura, entende-se que o processo de obtenção das DIPs pode ser simplificado na etapa anterior à licitação, ou seja, anterior a fase de avaliação. A fase inicial de avaliação gera menor impacto sobre os usos múltiplos, sendo possível reduzir os órgãos essenciais para realizar análise de interferência, desburocratizando o processo. A obtenção de anuências dos demais órgãos podem ser realizada posteriormente, durante fase de avaliação ou exigido no processo de licenciamento ambiental necessário para prosseguir para a fase de execução.

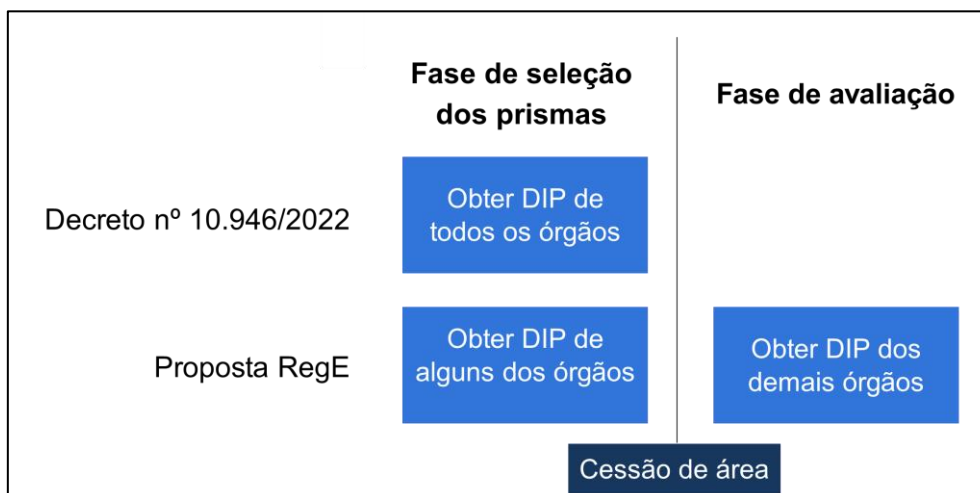


Figura 3 - Simplificação da necessidade DIP antes da cessão de área

119. Cabe ressaltar que a compatibilização do empreendimento de geração de energia *offshore* na fase de avaliação com os diversos usos múltiplos, portanto após licitação, pode alterar a configuração inicial prevista para o parque. Nesse sentido, embora a simplificação do processo de emissão das DIPs na etapa inicial seja um esforço válido para desburocratizar os trâmites, ela também pode introduzir maior incerteza quanto à definição dos prismas energéticos, que pode impactar diretamente na competitividade das licitações de prismas.

Avaliação de necessidade de DIP

120. A Lei nº 15.097/2025 indica que na fase de avaliação deve ocorrer a compatibilização do empreendimento de geração de energia elétrica *offshore* com as demais atividades locais. Nesta etapa vislumbra-se tanto a avaliação da segurança marítima, fluvial, lacustre e aeronáutica, como a impacto nas atividades pesqueiras, de turismo (incluindo impacto paisagístico na região) e de redes e sistemas de comunicações. Sendo assim, seriam dispensáveis a emissão de DIPs pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Ministério do Turismo e ANATEL.

121. Ainda, é possível considerar uma inversão na lógica do processo para alguns órgãos, onde, em vez de solicitar anuências individuais para a cessão do prisma, poderiam ser disponibilizados mapas atualizados. Nesse modelo, caberia ao requerente do prisma a responsabilidade de verificar previamente as possíveis interferências. Essa abordagem pode ser integrada no Portal Único de Gestão, permitindo maior agilidade e transparência no processo de análise. Tal abordagem além de simplificar o processo de consulta, retira incertezas para aproveitamento do prisma pretendido.

122. Vislumbra-se possibilidade de identificação através da abordagem de mapas atualizados de áreas de unidades de conservação ambiental, de blocos licitados para produção de petróleo e gás natural e de áreas tombadas como paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País. Desta forma, a ANP também poderia ser dispensada da emissão de DIPs.

123. No entanto, dada a relevância das questões ambientais no desenvolvimento de projetos de energia elétrica *offshore*, considera-se essencial manter a emissão das DIPs pelo IBAMA e ICMBio.

124. Apesar de a Lei nº 15.097/2025 não estabelecer restrições explícitas sobre a compatibilização do desenvolvimento de prismas energéticos com o planejamento setorial portuário, o Decreto nº 10.946 aborda essa questão, indicando o Ministério da Infraestrutura como um dos órgãos responsáveis pela emissão das DIPs. Entretanto, entende-se que a avaliação sobre a possibilidade de utilização de infraestrutura portuária deve ser de responsabilidade do empreendedor, da mesma forma que os estudos para a conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

125. Esse entendimento sugere que a emissão de DIPs pelo Ministério da Infraestrutura não seria necessária, cabendo ao empreendedor avaliar e mitigar riscos relacionados à infraestrutura portuária durante a fase de avaliação.

126. Em texto do Decreto nº 10.946, a avaliação do IBAMA deveria “informar a existência de outros processos de licenciamento ambiental em curso para a exploração da área”, o que trata também sobre a sobreposição de prismas. Entretanto, entende-se que a ANEEL deva ser a responsável pela verificação de sobreposição de prismas e intermediar composição entre os interessados, de acordo com §§ 4º e 5º do art. 7º da Lei nº 15.097/2025, permitindo a fusão dos prismas e exploração compartilhada ou redefinição dos prismas com eliminação das superposições e exploração individualizadas.

Art. 7º Os prismas sob oferta permanente serão outorgados mediante manifestação por parte de interessados.

§ 1º O regulamento disporá sobre estudos e demais requisitos a serem exigidos para embasar as manifestações de interesse, inclusive quanto à disponibilidade de ponto de interconexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

§ 2º Recebida manifestação de interesse em determinado prisma, o poder concedente deverá:

I – publicá-la em extrato, inclusive na internet; e

II – promover a abertura de processo de chamada pública, com prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, para identificar a existência de outros interessados, os quais, para fins de participação na chamada pública, deverão apresentar qualificação obrigatória mínima, conforme disposto no art. 8º desta Lei.

§ 3º Se houver apenas uma manifestação de interesse em determinado prisma, o poder concedente poderá outorgar autorização nos termos do art. 8º desta Lei, desde que o interessado atenda aos requisitos de qualificação obrigatória mínima disciplinados no regulamento.

§ 4º Havendo mais de uma manifestação de interesse em determinado prisma energético, **sobrepondo-se total ou parcialmente, o poder concedente poderá buscar a composição entre os interessados ou redefinir a área do prisma energético, submetendo-o nessas hipóteses à Oferta Permanente.**

§ 5º **Não havendo a composição entre os interessados ou a possibilidade de redefinição da área do prisma energético, o poder concedente deverá promover Oferta Planejada.** (grifo nosso)

127. A Tabela 4 apresenta o resumo dos itens abordados na Lei nº 15.097/2025 sobre vedação para constituição de prismas, os órgãos inicialmente indicados no Decreto nº 10.946 para emissão de DIP e as recomendações para compatibilizar o empreendimento ao uso múltiplo, considerando a análise apresentada.

Tabela 4 - Resumo de recomendações para emissão de DIPs

Vedação para constituição de prismas (Lei nº 15.097/2025)	Órgãos anuentes	Estratégia de atuação recomendada
Blocos outorgados de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa de DIP • Disponibilização de mapas atualizados • Avaliação e tratamento de interferências na Fase de avaliação
Rotas de navegação marítimas, fluvial e lacustre	Comando da Marinha	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa de DIP • Disponibilização de mapas atualizados • Avaliação e tratamento de interferências na Fase de avaliação
Rotas de navegação aéreas	Comando da Aeronáutica	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa de DIP • Disponibilização de mapas atualizados • Avaliação e tratamento de interferências na Fase de avaliação
Áreas protegidas pela legislação ambiental	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)	<ul style="list-style-type: none"> • Exigência de DIP • Disponibilização de mapas atualizados
Áreas tombadas como paisagem cultural e natural nos sítios turísticos do País	Ministério do Turismo	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa de DIP • Disponibilização de mapas atualizados • Avaliação e tratamento de interferências na Fase de avaliação
Áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas	Comando da Marinha e Comando da Aeronáutica	<ul style="list-style-type: none"> • Exigência de DIP
Áreas designadas como Termo de Autorização de Uso Sustentável (Taus) no mar territorial	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (Instituto Chico Mendes)	<ul style="list-style-type: none"> • Exigência de DIP • Disponibilização de mapas atualizados
Outras restrições e informações	Órgãos anuentes	Estratégia de atuação recomendada
Disponibilidade de infraestrutura portuária	Ministério de Portos e Aeroportos ou outro que o venha substituir	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa de DIP • Avaliação e tratamento de interferências na Fase de avaliação
Atividade pesqueira	Ministério da Pesca e Aquicultura ou outro que o venha substituir	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa de DIP • Avaliação e tratamento de interferências na Fase de avaliação
Redes e sistemas de comunicação	Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL)	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa de DIP • Disponibilização de mapas atualizados • Avaliação e tratamento de interferências na Fase de avaliação
Sobreposição de primas	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	<ul style="list-style-type: none"> • Exigência de DIP

		• Disponibilização de mapas atualizados
--	--	-----------------------------------------

128. Finalmente, em relação ao § 4º do art. 6º da Lei nº 15.097/2025, entende-se que a ANEEL deveria ser a entidade responsável pela centralização dos requerimentos e procedimentos para obtenção da DIP, utilizando o Portal Único de Gestão.

129. Ressalta-se que uma vez concluído o PEM, a obtenção de DIP poderá se tornar desnecessária. Contudo, mesmo com a definição das áreas destinadas ao aproveitamento energético *offshore*, os prismas energéticos continuarão sujeitos a ajustes e compatibilizações para garantir que os empreendimentos sejam conciliados com os diversos usos múltiplos do espaço marítimo, sempre em observância ao interesse público.

Processo de emissão e avaliação das DIPs

130. Vislumbra-se que o processo de emissão das DIPs ocorra dentro do Portal Único de Gestão proposto na Nota Técnica I, concebido para centralizar todas as etapas de análise e aprovação.

131. Entende-se que toda documentação juntada para realização do cadastramento do prisma pode auxiliar na análise realizada pelos órgãos competentes para emissão das DIPs, sendo indispensável as coordenadas georreferenciadas do prisma pretendido.

132. Recomenda-se que os órgãos responsáveis pela emissão das DIPs definam critérios objetivos para avaliação das DIPs. Dessa forma haverá mais transparência no processo e o parecer do órgão não estaria associado a análise e critério do próprio analista responsável.

Prazos

133. Em relação aos prazos para emissão das DIPs o Decreto nº 10.946 estabelece que o prazo mínimo para análise e emissão é de 30 (trinta) dias. Contudo, entende-se que os órgãos responsáveis podem dispor de até 60 (sessenta) dias após o cadastramento do prisma no sistema para concluir a emissão e registrar suas respectivas DIPs no Portal Único de Gestão de Áreas *Offshore*.

134. Na hipótese de emissão de uma DIP com restrição, o interessado deverá realizar os ajustes necessários para adequar o prisma, sendo o prazo máximo de 60 (sessenta) dias considerado adequado. Após a realização das adequações, o órgão que indicou a restrição terá um prazo de até 30 (trinta) dias para reavaliar as alterações feitas.

135. Caso o interessado não respeite o prazo estipulado para a adequação do prisma, o processo será automaticamente encerrado, inviabilizando a continuidade do pedido relacionado ao prisma pretendido.

136. Em contrapartida, caso os órgãos responsáveis pela emissão ou reavaliação das DIPs não respeitarem os prazos estipulados, a DIP será considerada sem restrições, ou tendo as restrições apontados devidamente corrigidas.

137. Após a emissão das DIPs sem restrições de uma oferta permanente, o poder concedente deverá em até 15 dias abrir a chamada pública, com prazo mínimo de 120 dias, para identificar a existência de outros interessados no mesmo prisma energético.

138. Não tendo outros interessados, após a conclusão da chamada pública o poder concedente deverá disponibilizar a minuta do contrato de cessão de uso em até 15 dias.

139. Havendo outros interessados na mesma área de prisma, após a conclusão da chamada pública haverá o prazo de 60 dias para composição entre as partes ou redefinição dos prismas.

140. Para tanto, o processo de negociação entre as partes deve observar dois cenários possíveis:

- a. Existem terceiros interessados no desenvolvimento do mesmo prisma disponibilizado em chamada pública; ou
- b. Existem terceiros interessados no desenvolvimento de prisma com sobreposição parcial ao prisma disponibilizado em chamada pública.

141. No primeiro caso, poderá participar da etapa de negociação somente as empresas que aportem garantias financeiras de manifestação de interesse, calibrada em valor superior ao exigido para as empresas que dispenderam recursos no estudo e cadastramento de prismas.

142. Na segunda hipótese, poderá participar apenas empresas que tenham aportado as garantias financeiras de manifestação de interesse, no valor ordinário, e cadastrados seus respectivos prismas em data anterior ao de instauração da chamada pública. Ademais, o prazo para conclusão da negociação poderá ser prorrogado para possibilitar tempo necessário para que todos os prismas com sobreposição parcial apresentem as DIPs necessárias, sendo desclassificados os interessados que não apresentarem as DIPs no prazo regulamentar.

143. Ambas as medidas são necessárias para se evitar a participação de empresas, no processo negocial, sem real comprometimento no desenvolvimento dos prismas e mitigar o risco de comportamento predatório por empresas interessadas em extrair renda dos reais desenvolvedores de projetos.

144. Em qualquer cenário, havendo composição entre as partes ou redefinição dos prismas, o poder concedente deverá disponibilizar o contrato de cessão de uso em até 15 dias. Não havendo acordo, o poder concedente deverá anunciar o prisma para a oferta planejada.

Avaliação

145. A avaliação realizada por cada órgão no processo de emissão das DIPs deve ser objetiva, limitando-se à análise dos aspectos específicos do respectivo órgão:

- I – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, que deverá informar a existência de outros processos de licenciamento ambiental em curso para a exploração da área;

II – Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – Instituto Chico Mendes, que deverá informar se a área estiver localizada em unidade de conservação ou se houver unidade de conservação próxima e quanto aos possíveis usos futuros da área;

III – Comando da Marinha, que deverá informar se a área estiver localizada em áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas;

IV – Comando da Aeronáutica, que deverá informar se a área estiver localizada em áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas;

V – ANEEL, que deverá avaliar sobreposições de áreas do prisma requerido com o prisma de outros processos de oferta permanente ou planejada já iniciados.

146. Adicionalmente, no caso de emissão de uma DIP com restrição ou manifestação impeditiva ao uso do espaço pretendido, o órgão emissor deverá apresentar uma justificativa detalhada, indicando claramente os motivos que fundamentaram sua decisão. Além disso, o órgão deverá especificar os procedimentos e condicionantes necessários para a remoção das restrições ou impedimentos apontados, possibilitando ao interessado a oportunidade de adequar o prisma e dar continuidade ao processo.

147. Em caso de discordância entre as partes durante o processo de emissão das DIPs, a ANEEL poderá ser requisitada para atuar como mediadora. O objetivo da mediação será facilitar a negociação entre o interessado e o órgão emissor da DIP, com vistas a adequar o prisma às restrições ou impedimentos apontados.

Recomendações para o processo de emissão de DIPs

148. Por todo o exposto, verifica-se que o processo de requerimento e emissão de DIPs pode ser simplificado em atendimento aos princípios da administração pública de eficiência, razoabilidade e proporcionalidade sem prejuízo de sua finalidade precípua de minimizar conflitos com outras atividades econômicas, prover segurança jurídica aos agentes privados e assegurar o interesse público na viabilidade socioambiental dos projetos e empreendimentos tanto na fase de avaliação quanto na de execução.

149. Para tanto, propõem-se que a exigência de DIP seja mantida apenas para a avaliação de sobreposição de prismas, áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas; e interferências com unidades de conservação ambiental e áreas protegidas pela legislação ambiental. Para os demais casos, a DIP seria dispensada, de modo que a análise prévia de interferência seria risco do empreendedor, que passa a assumir a possibilidade de ajustes na fase de avaliação.

150. Importante destacar que a majoração do risco do empreendedor não é muito significativa, visto que alterações na atividade econômica, na legislação ambiental e no conjunto de unidades de conservação com capacidade de desatualizar as DIP durante a fase de avaliação devem ser consideradas como PROVÁVEIS ou MUITO PROVÁVEIS.

151. Ainda assim, o risco pode ser mitigado pela disponibilização de mapas atualizados no Portal Único de Gestão.

SISTEMÁTICA DO PORTAL ÚNICO DE GESTÃO

152. A proposta de implementação do Portal Único de Gestão para o aproveitamento do potencial energético offshore se apresenta como uma solução para centralização e integração de processos de licenciamentos e autorizações de projetos offshore no Brasil capaz de otimizar a comunicação entre os diversos órgãos governamentais, reguladores e stakeholders, garantindo maior eficiência e rastreabilidade.

153. Propõe-se que a ANEEL seja o órgão responsável pela gestão do Portal, assumindo o desenvolvimento, a coordenação e a manutenção do sistema, o qual também poderá ser integrado a outros sistemas de gestão pública, assim como permitir o uso de ferramentas automatizadas para instauração e gestão de documentos e processos relacionados ao desenvolvimento de projetos offshore.

154. Além disso, a estrutura proposta para o Portal contempla alguns tópicos essenciais e adicionais, visando, sobretudo, ampliar o acesso à informação e promover um ambiente regulatório mais transparente e colaborativo.

155. Portanto, a implementação do Portal Único de Gestão se configura como um passo importante para a modernização e eficiência do setor de energia offshore no Brasil, alinhando-se às práticas internacionais. A adoção deste sistema trará benefícios significativos tanto para o desenvolvimento de projetos quanto para a sustentabilidade e segurança do setor.

Experiência internacional de gestão de empreendimentos *offshore*

156. Alguns países têm desenvolvido sistemas e plataformas de gestão centralizada para licenciamento e autorizações de projetos de geração de energia elétrica *offshore*, visando facilitar o processo e garantir a conformidade ambiental, técnica e legal. Alguns desses portais ou sistemas reúnem diversas etapas do processo, como licenciamento ambiental, autorização para construção e operação, e conformidade regulatória.

Alemanha

157. A Agência Marinha Federal Alemã – *Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH – Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie)*³, órgão vinculado ao Ministério Federal de Transportes e Infraestrutura Digital (BMVI), é responsável por todas as atividades marítimas, incluindo, portanto, a coordenação dos processos de licenciamento e autorização para projetos de energia elétrica *offshore*. O órgão disponibiliza uma plataforma digital centralizada de gerenciamento de processos de licenciamento e autorizações de projetos de energia eólica *offshore*, que também inclui aspectos ambientais e de planejamento espacial marinho. No site também é possível acessar a mapas e dados sobre os usos das zonas marítimas a fim de auxiliar os desenvolvedores na escolha dos locais.

158. O portal oferece uma plataforma digital onde os desenvolvedores de projetos podem submeter solicitações de licença, acompanhar o progresso de seus pedidos e interagir com os órgãos reguladores competentes. Tal portal também possui funcionalidades integradas com

³ <https://www.bsh.de/>

outras agências e instituições, tais como o Ministério Federal de Transportes e Infraestrutura Digital (BMVI), responsável pela aprovação de questões de infraestrutura marítima e de navegação; o Ministério Federal do Meio Ambiente, Proteção da Natureza e Segurança Nuclear (BMU), responsável por aspectos ambientais e de proteção da biodiversidade e a Agência Federal de Redes (*Bundesnetzagentur*), que regula as questões relacionadas à conexão das instalações *offshore* à rede elétrica nacional.

159. Em resumo, as seguintes funcionalidades são oferecidas pelo portal alemão:

- **Solicitações de licenças autorizações:** submissão de solicitações dos desenvolvedores de projetos para licenças de exploração marinha, construção de infraestrutura e operação de parques eólicos *offshore*;
- **Avaliação ambiental:** permite o envio e análise de estudos ambientais e planos de mitigação de eventuais impactos identificados;
- **Consultas Públicas:** permite que o público e as partes interessadas, incluindo organizações ambientais e comunidades locais, possam se manifestar sobre os projetos em análise, seus impactos socioambientais além de sugerir medidas corretivas;
- **Gestão de licenças e aprovações:** gerencia as licenças necessárias para a implementação de projetos *offshore*, incluindo licenças para a construção, operação e desconexão das instalações. Após a conclusão da avaliação técnica, ambiental e da consulta pública, o próprio BSH emite a licença de construção e operação do projeto, cuja comunicação também se dá via portal;
- **Monitoramento e Conformidade:** permite o acompanhamento da conformidade com as condições estabelecidas durante a concessão da licença, que inclui a monitorização dos impactos ambientais, a verificação do cumprimento das normas de segurança e operação, bem como o reporte de qualquer incidente ou irregularidade durante a operação do projeto;
- **Dados e informações:** integra informações e dados geoespaciais, ambientais, regulatórios e técnicos, a grande maioria acessível apenas para interessados cadastrados previamente na plataforma, a fim de subsidiar os processos de licenciamento e a operação de projetos *offshore* de energia, além de indicar áreas adequadas para a instalação de parques eólicos e demais projetos de energia renovável *offshore*.

Austrália

160. O governo australiano também tem desenvolvido iniciativas para simplificar e agilizar os processos de licenciamento e autorizações.

161. Em 2022, anunciou-se uma estratégia para apoiar a expansão da energia eólica *offshore*, incluindo o desenvolvimento de "áreas de energia *offshore*", onde o licenciamento e os processos de autorização seriam facilitados. Para tanto, são identificadas áreas prioritárias a partir dos seguintes critérios:

- Áreas de ventos fortes e constantes;
- Áreas próximas de localidades com alta demanda por energia elétrica;
- Áreas próximas de infraestrutura de transmissão de energia elétrica existente;
- Áreas próximas de infraestrutura de transportes e portos existentes;
- Áreas de interesse da indústria pelo desenvolvimento de projetos.

162. A partir da análise de adequabilidade para implantação de infraestrutura para a geração de energia *offshore*, o Ministério poderá declarar disponível toda a área identificada, parte dela, ou não a disponibilizar. Para a área declarada como adequada, os interessados podem solicitar uma licença de viabilidade para avançar na implantação do projeto. Nessa fase de licença de viabilidade, os desenvolvedores dos projetos realizam avaliações ambientais, pesquisas geotécnicas, solicitam aprovações e autorizações necessárias, que envolve múltiplas camadas de governança, incluindo órgãos federais e estaduais.

163. Na fase de licença de viabilidade também está prevista a promoção de processos de participação pública para manifestação dos agentes e interessados, incluindo comunidades locais, órgãos reguladores e empresas do setor energético de forma a considerar as visões das indústrias *offshore* existentes e garantir que qualquer novo desenvolvimento de projeto de geração de energia *offshore* possa coexistir com outras indústrias, como pesca, turismo e transporte marítimo.

164. Além do mais, também estão previstas consultas dirigidas aos detentores de licenças e empresas marítimas existentes durante todas as etapas do projeto:

- no desenvolvimento de um plano de gerenciamento de projeto para obras consideradas viáveis;
- durante o processo de aprovação ambiental;
- ao longo da execução do plano geral de gerenciamento de projeto, necessário para a obtenção da licença comercial que permite a construção.

165. Atendidos todos os critérios, o desenvolvedor poderá então solicitar uma licença comercial para buscar a aprovação de um projeto. A fase de licença comercial compreende desde a construção do projeto, incluindo sua operação e manutenção, até seu descomissionamento.

166. Todos os processos para autorização no desenvolvimento e implantação de projetos *offshore* são regulados pelo *Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water* (DCCEEW), vinculado ao Ministérios de Mudanças Climáticas e Energia, o qual também gerencia as permissões para uso do espaço marinho e as licenças ambientais, visando identificar todos os usuários e garantir o equilíbrio de interesses concorrentes.

167. Toda a interlocução é coordenada mediante um portal, o *National Electronic Approvals Tracking System (NEATS)*⁴, disponibilizado pelo *Offshore Infrastructure Registrar*, que visa:

- Receber e avaliar solicitações de licenças;
- Encaminhar recomendação ao Ministro de Mudanças Climáticas e Energia a respeito das solicitações de licenças de viabilidade;
- Manter o registro das licenças de infraestrutura *offshore*;
- Informar continuamente a conformidade da licença.

168. O NEATS fornece acesso a informações publicamente disponíveis sobre as licenças de infraestrutura de eletricidade *offshore*, além dos títulos de armazenamento de petróleo *offshore* e gases de efeito estufa. Os principais recursos do NEATS são:

- Ferramenta de pesquisa de títulos e licenças;
- Rastreamento em relação às aplicações vigentes e pesquisa em relação às aplicações já concluídas;
- Disponibilização de mapa interativo de todos os títulos e licenças *offshore*;
- Detalhes do Registro de Licenças de Infraestrutura *Offshore*;
- Acesso exclusivo para os titulares e detentores de licenças (*Secure Portal*) para uma visão detalhada dos títulos e/ou licenças em que participam.

169. Em resumo, as seguintes funcionalidades são oferecidas pelo portal australiano:

- **Solicitações de licenças e autorizações:** submissão de solicitações dos desenvolvedores de projetos para licenças de exploração marinha, construção de infraestrutura e operação de geração *offshore*;
- **Gestão de licenças e aprovações:** gerencia as licenças necessárias para a implementação de projetos *offshore*;
- **Dados e informações:** integra informações e dados geoespaciais, ambientais, regulatórios e técnicos, a fim de subsidiar os processos de licenciamento e a operação de projetos *offshore* de energia, além de indicar áreas adequadas para a instalação de parques eólicos e demais projetos de energia renovável *offshore*.

Dinamarca

170. Na Dinamarca, a Energinet é a empresa estatal responsável pela infraestrutura energética do país e por coordenar as licenças para projetos de energia *offshore*, juntamente com a Agência de Energia (DEA – *Danish Energy Agency*) e de Proteção Ambiental (EPA – *Danish Environmental Protection Agency*). O processo de licenciamento envolve a gestão de concessões de áreas para a instalação de parques eólicos e a integração dessas energias à rede elétrica.

⁴ <https://public.neats.nopta.gov.au/>

171. A DEA planeja e realiza as licitações, coordenando o processo ao nível de agências junto às autoridades relevantes, sendo também responsável por coletar as permissões necessárias após a licitação. Apesar de não haver um portal único, a DEA opera como *one-stop shop* em relação aos empreendedores.

172. O site da DEA disponibiliza estudos e orientações públicas sobre os requisitos de licenciamento para a construção de parques eólicos *offshore*, além de documentos abordando questões ambientais relevantes.

173. Entre os relatórios disponíveis, há um que trata da avaliação ambiental para licitações de parques eólicos *offshore*, detalhando o processo de Avaliação Ambiental Estratégica (SEA) e Avaliação de Impacto Ambiental (EIA) seguidos na Dinamarca. A SEA é realizada pela DEA antes da licitação e analisa os impactos ambientais gerais das instalações dos parques dentro das áreas propostas, antecipando possíveis desafios ambientais e estabelecendo diretrizes para os desenvolvedores. Já a EIA é conduzida pelos vencedores das licitações e investiga impactos ambientais específicos do projeto, sendo obrigatória para a obtenção da licença de construção.

174. Outro relatório relevante, elaborado pelo *Danish Centre for Environment and Energy* (DCE), avalia as pressões ambientais e o estado ecológico em três locais designados para novos parques eólicos offshore: *North Sea I, Kattegat e Kriegers Flak II*. O estudo analisa as principais pressões ambientais na área, considerando impactos associados à energia renovável, pesca comercial, tráfego marítimo e poluição. Este relatório sugere que projetos futuros incorporem designs inclusivos à natureza (*Nature Inclusive Design*) para mitigar impactos ambientais e fortalecer a biodiversidade.

Estados Unidos

175. A Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)⁵ é a principal agência federal para o licenciamento de áreas marinhas para a geração de energia renovável *offshore*, e responsável por gerenciar todas as atividades que antecedem a instalação e comissionamento do projeto. Como ilustrado na Figura 4, para qualquer desenvolvimento no *Outer Continental Shelf* (OCS) proposto, o BOEM avalia os impactos potenciais sobre os usuários do oceano, recursos históricos e culturais e o ambiente marinho. Esse processo é realizado de modo multifásico para conceder acesso a áreas oceânicas adequadas para o desenvolvimento de energia eólica *offshore*, que consiste nas seguintes fases: (1) Planejamento e Análise; (2) *Leasing*; (3) Avaliação do Local e (4) Plano de Construção e Operação (COP).

- **Planejamento e Análise**

- Gerenciamento de assuntos intergovernamentais;
- Gerenciar Estudos Ambientais de Energia Renovável;

⁵ <https://www.boem.gov/renewable-energy>

- Conduzir Análises relacionados à National Environmental Policy Act (NEPA) e Consultas Associadas;
- Publicar Solicitação de Interesse (NOI);
- Publicar Chamada para Informações e Nomeações;
- Identificar Áreas de Energia Eólica (WEA) ou área de arrendamento potencial;
- Publicar aviso de Área de Arrendamento Proposta e Solicitação de Interesse Competitivo.
- **Leasing**
 - Publicar aviso de Proposta e de Acordo Final;
 - Preparar termos e condições da operação *leasing*;
 - Firmar contrato;
 - Coletar e manter fianças/garantias gerais de locação;
 - Receber e processar solicitações de renovação;
 - Gerenciamento de adjudicação de locação em todos os estágios (por exemplo, termos de locação, fiança, transferências).
- **Avaliação do Local**
 - Receber e aprovar, desaprovar ou aprovar com modificações o Plano de Avaliação do Site (SAP) (arrendamento comercial) ou Plano de Atividades Gerais (GAP) (arrendamento limitado) e coordenar a revisão com o Bureau Of Safety And Environmental Enforcement (BSEE), conforme aplicável;
 - Fornecer experiência em incidentes ao BSEE, conforme solicitado.
- **Plano de Construção e Operação (COP)**
 - Receber e aprovar, desaprovar ou aprovar com modificações o Plano de Construção e Operações (COP) e coordenar a revisão com BSEE conforme aplicável.

176. O processo de licenciamento exige a colaboração de diversas agências. Para otimizar esse processo, o BOEM firmou memorandos de entendimento com outras agências federais, como a Guarda Costeira dos EUA, o Corpo de Engenheiros do Exército dos EUA, o Departamento de Defesa dos EUA e o Serviço de Pesca e Vida Selvagem dos EUA, de forma a definir as funções de cada agência na revisão de projetos de energia renovável *offshore*. Em

2023 a BOEM também publicou a NOI Checklist e Marine Acoustic Modeling and Measurement Guidelines”. A NOI Checklist tem por objetivo melhorar a eficiência das revisões de projetos eólicos *offshore* propostos, evitando atrasos na análise NEPA após a publicação da Solicitação de Interesse (NOI), e também descreve como o BOEM processará envios do Plano de Construção e Operação (COP) de modo a fornecer clareza e estabelecer o processo aos arrendatários e agências cooperantes. Juntamente com a NOI Checklist, o BOEM emitiu recomendações aos arrendatários à medida para o desenvolvimento de análise de impacto dos modelos acústicos e de exposição de cravação de estacas e para medições de campo sonoro, a serem incluídos em seu COP.

177. Atualmente o BOEM não utiliza nenhuma plataforma virtual que centraliza o envio e fluxo de análise dos processos sob sua gestão, apenas disponibiliza todos os formulários necessários às aplicações⁶.

178. Através do site do BOEM pode-se identificar áreas já concedidas para projetos, bem como aquelas com planejamento para geração de energia eólica *offshore*, através de mapas interativos. Além disso, o site disponibiliza estudos relacionados a pesca, fauna marinha e espécies ameaçadas, bem como o plano de desenvolvimento de estudos ambientais para apoiar a seleção de áreas destinadas a geração de energia renovável *offshore*. O BOEM também publica a lista de concessões e autorizações já realizadas, além de um calendário com as concessões planejadas para os próximos 5 anos, abrangendo diferentes regiões dos EUA.

179. O BOEM é o órgão responsável pela outorga de concessões para atividades na plataforma continental (OCS na sigla em inglês), conforme estabelecido pela Lei do OCS, emenda à Lei de Política Energética de 2005. De acordo com essa legislação, o Secretário do Interior dos EUA tem a autoridade para conceder arrendamentos, servidões ou direitos de passagem no OCS para atividades que produzam ou apoiem a produção, transporte ou transmissão de energia de fontes diferentes de petróleo e gás, que foi delegada ao BOEM. Desta forma, o BOEM não só gerencia as concessões para tais atividades, como também supervisiona todo o processo de outorga e desenvolvimento dos projetos.

⁶ <https://www.boem.gov/boem-ocs-operation-forms>

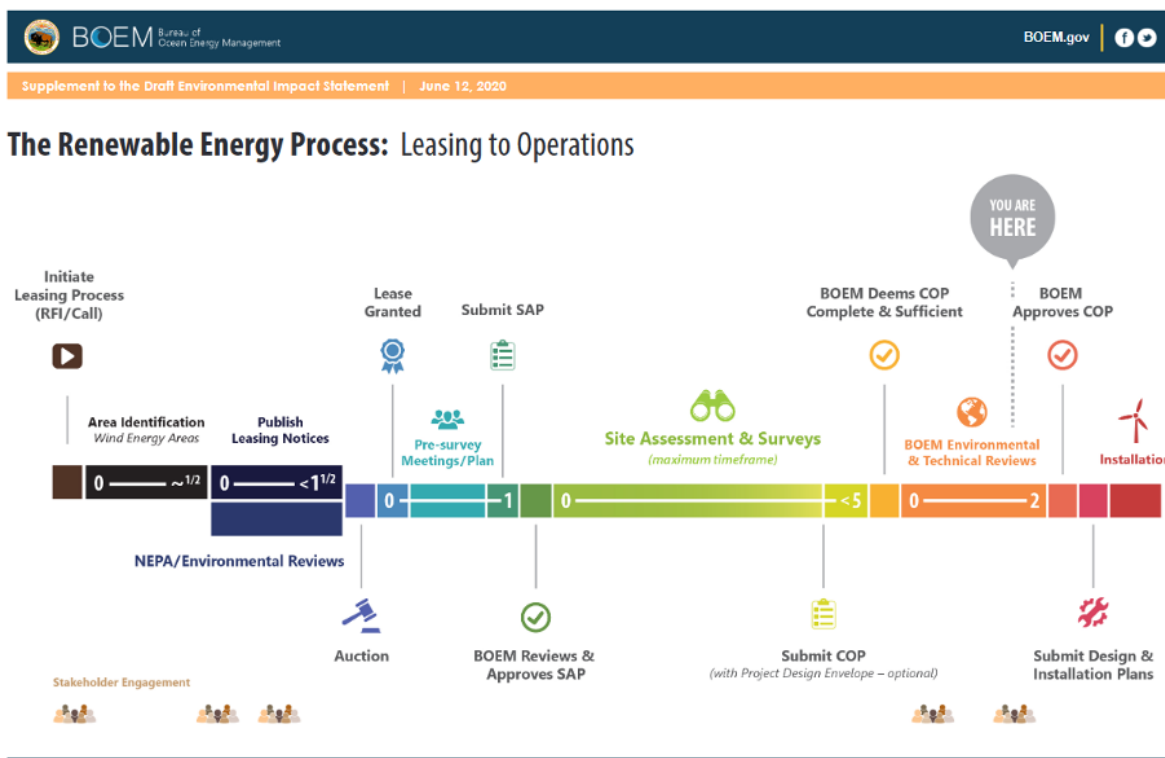


Figura 4 – Processo de outorga de energia renovável do BOEM (BOEM, 2020)

Reino Unido

180. No Reino Unido, há um sistema centralizado para o cadastro e solicitação de autorizações de projetos de geração de energia elétrica *offshore*, que é coordenado pela *Marine Management Organisation (MMO)*⁷, em conjunto com outras entidades reguladoras e governamentais. A MMO é responsável pela gestão de licenças para o uso do mar e do subsolo marinho, incluindo a aprovação de projetos de energia *offshore*.

181. Para o processo de obtenção de licença, os agentes interessados em desenvolver os projetos de geração de energia elétrica *offshore* devem submeter uma solicitação através do sistema de licenciamento da MMO, incluindo um plano de desenvolvimento e um estudo de impacto ambiental. O processo de licenciamento no Reino Unido também inclui consultas públicas e avaliações ambientais.

182. O portal da MMO permite o envio de documentos e acompanhamento do andamento das solicitações de licença, bem como fornece informações detalhadas sobre o processo de licenciamento, regulamentações e planos de uso marinho.

183. Além disso, o *Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS)* e a *Ofgem* (órgão regulador de energia) também são envolvidos no processo de licenciamento, sobretudo

⁷ <https://www.gov.uk/government/collections/planning-and-development-marine-licences>

quando se trata de implantação de políticas aplicadas à tecnologia e questões regulatórias relacionadas à conexão na rede elétrica.

184. Em resumo, as seguintes funcionalidades são oferecidas pelo portal do Reino Unido:

- **Solicitações de licenças:** desenvolvedores de projetos podem submeter pelo site da MMO aplicações para licenças de uso do espaço marinho, que podem incluir a instalação de turbinas eólicas, cabos de transmissão e outras infraestruturas necessárias. As licenças são emitidas tanto para a fase de desenvolvimento quanto para a operação do projeto, com base na avaliação do impacto ambiental e em conformidade com as regulamentações de uso do espaço marítimo. Para licenças ambientais, a MMO apenas oferece orientações para os agentes sobre os requisitos legais, procedimentos e órgãos responsáveis para a avaliação de impacto ambiental;
- **Gestão e Monitoramento de Licenças:** monitora o cumprimento das condições estabelecidas nas licenças de desenvolvimento e operação e permite a submissão de relatórios de progresso e de monitoramento, como os relatórios de impacto ambiental emitido durante a fase de operação de parques eólicos offshore.;
- **Consulta Pública:** organiza consultas públicas sobre propostas de projetos de geração de energia offshore para participação de agentes e demais interessados.;
- **Dados e informações:** disponibiliza mapas e informações geográficas e ambientais, além de documentos e guias sobre as leis e regulamentações aplicáveis.

Experiência nacional com gestão compartilhada de processos

Sistema Eletrônico de Informações (SEI)

185. O Sistema Eletrônico de Informações – SEI é uma plataforma digital utilizada pelo governo federal e por diversos órgãos públicos no Brasil para a produção, edição, assinatura e tramitação de documentos e processos administrativos de forma eletrônica. O SEI foi desenvolvido pelo Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-4) e cedido gratuitamente para instituições públicas desde 2013, com o objetivo de promover a eficiência administrativa.

186. O SEI permite, dentre outras, a tramitação eletrônica de processos em múltiplas unidades, o controle de prazos e a criação de modelos de documentos. As unidades responsáveis são notificadas automaticamente sobre o andamento dos processos.

187. Também, ele pode ser integrado com outros sistemas de gestão pública, proporcionando um fluxo contínuo de informações entre diferentes plataformas utilizadas pelos órgãos públicos.

188. Além disso, ele tem como público-alvo os servidores públicos vinculados a órgãos governamentais. No entanto, o SEI disponibiliza a possibilidade de cadastro para usuários externos, destinado a pessoas físicas que participem em processos administrativos junto ao Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos (MGI) ou demais órgãos integrantes de seu arranjo colaborativo.

189. O SEI está conectado ao módulo Tramita.GOV.BR – solução que permite a comunicação entre os órgãos públicos que utilizam o SEI ou outras soluções de processo eletrônico (desde que também estejam integrados à ferramenta). O Tramita.GOV.BR utiliza como base a estrutura do órgão cadastrada no Sistema de Organização e Inovação Institucional (SIORG). Dessa forma, há restrição em relação às unidades que podem enviar e/ou receber processos diretamente pelo módulo. As unidades definidas como protocolizadoras são aquelas que podem enviar processos diretamente para órgãos externos ao SEI por meio do Tramita.GOV.BR. As unidades não protocolizadoras devem encaminhar o processo para uma unidade protocolizadora do SEI realizar o trâmite externo. Já as unidades definidas como Receptoras são aquelas aptas a receber diretamente os processos enviados por órgãos externos pelo Tramita.GOV.BR, bem como as responsáveis por realizar os ajustes necessários e dar o devido encaminhamento à unidade de destino dentro do SEI.

190. Assim, o envio de processo pode se dar para unidades que fazem parte do SEI, ou ainda, usuários externos.

191. Quanto ao gerenciamento do SEI, ele envolve uma estrutura colaborativa entre diversas esferas do governo. O Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos (MGI) é responsável pelo desenvolvimento colaborativo e pela cessão do direito de uso do SEI, seus módulos e sistemas complementares e suporte, com exclusividade para os órgãos do Poder Executivo Federal e, a partir do Programa Nacional de Processo Eletrônico (ProPEN), passou a distribuir também para órgãos ou entidades da esfera estadual ou municipal.

192. O SEI é desenvolvido e mantido pelo Serpro (Serviço Federal de Processamento de Dados), que presta o suporte técnico necessário para a infraestrutura e atualizações da plataforma. Por sua vez, cada órgão ou entidade que utiliza o SEI possui equipes responsáveis pela administração local do sistema, que inclui o gerenciamento de usuários, a configuração do sistema e a definição de fluxos de trabalho internos. Os gestores locais têm a responsabilidade de garantir que o SEI seja utilizado adequadamente pelos servidores públicos. Cada órgão também possui sistemas de controle interno e auditoria que monitoram o uso do SEI, assegurando que os processos e documentos estejam sendo gerenciados de acordo com as normativas legais e administrativas.

Sistema de Gestão de Outorgas – GO e Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL

193. Em dezembro de 2022 entrou em operação o Sistema de Gestão de Outorgas – GO da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tem como objetivo a solicitação e instrução dos pedidos de outorga de autorização de geração.

194. Em paralelo, para autorização de centrais geradoras eólicas, deve ser analisada a região de interferência causada pelos aerogeradores do requerente, o que ocorre mediante sistema georreferenciado disponível na página da ANEEL na internet (SIGEL – Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico)⁸.

⁸ <http://sigel.aneel.gov.br/validadoreol>

195. A partir dos dados informados pelos agentes, o SIGEL emite relatório que descreve se existem parques interferidos pelo projeto inserido e quais parques interferem nele; se há sobreposição entre os polígonos de outras centrais geradoras aprovadas e a área da usina em análise; se há intersecção entre linhas de transmissão aprovadas e os aerogeradores da usina em análise.

Recomendações para a implantação do Portal Único de Gestão

196. A partir das experiências observadas, nota-se uma tendência internacional de criação de plataformas digitais centralizadas que facilitam o acesso à informação e simplificam o processo de requerimento e análise de licenças e autorizações, especialmente os procedimentos relacionados com licenciamento ambiental e identificação de áreas com viabilidade e com restrições técnicas e econômicas. Isso porque o processo de licenciamento e autorizações envolve uma forte integração entre múltiplos órgãos governamentais e reguladores. Ademais, destaca-se também a promoção de consultas públicas durante os processos de licenciamento para envolver as partes interessadas, como comunidades locais e organizações ambientais e de monitoramento contínuo após a concessão das licenças para garantir o cumprimento das normas ambientais, técnicas e de segurança dos projetos.

197. Assim, essas práticas de centralização, transparência e colaboração entre órgãos e *stakeholders* podem servir como referência para aprimorar o processo de licenciamento e autorizações de projetos *offshore* no Brasil.

198. O SEI, por ser uma plataforma digital já implantada para a tramitação de processos administrativos eletrônicos usada por órgãos públicos federais e alguns estaduais e municipais, pode servir como referência na gestão de documentos e processos relacionados às emissões de DIP e demais licenças e autorizações.

199. Da mesma forma, o futuro Portal Único pode ser desenvolvido a partir da experiência da ANEEL com o GO e SIGEL.

200. Quanto à hospedagem do Portal, vislumbra-se que a ANEEL deverá coordenar sua criação e manutenção, garantindo sua funcionalidade, segurança e acessibilidade para os usuários. Além disso, o portal pode ser integrado com outros sistemas de gestão pública que sejam necessários ao processo de solicitação e emissão de DIP e demais licenças e autorizações (como o GO e SIGEL da ANEEL para solicitações de outorga e emissão de declaração de interferência, por exemplo).

201. Nesses termos, apresenta-se a seguir a proposta de gestão, bem como o esboço do fluxo de informações entre diferentes órgãos.

Responsável pela manutenção do portal

202. Propõe-se que o desenvolvimento, gestão e manutenção do Portal Único de Gestão para aproveitamento do potencial energético *offshore* sejam coordenadas pela ANEEL. Essa responsabilidade inclui a supervisão geral do conteúdo e o gerenciamento das informações apresentadas no Portal, bem como a destinação de orçamento específico. Considerando que as taxas arrecadadas, como os bônus de assinatura, a taxa de ocupação e 50% da participação

proporcional serão destinadas à União, conforme disposto na Lei nº 15.097, de 2025, é requerido que a União direcione recursos para o desenvolvimento das ferramentas necessárias à operacionalização do aproveitamento do potencial energético *offshore*, devendo tal previsão constar na Lei Orçamentária da União.

203. Ainda, os órgãos governamentais responsáveis por manter as informações atualizadas no portal deverão ser avisados automaticamente sobre a necessidade de acessar o sistema periodicamente para verificar e confirmar a atualização dos dados sob sua responsabilidade. Cabe, portanto, à ANEEL apontar a necessidade para essas atualizações e, em caso de atraso ou identificação de dados desatualizados, requerer a regularização junto aos respectivos órgãos. Vale ressaltar que, neste caso, a ANEEL seria um instrumento para operacionalizar e gerenciar os regramentos vigentes, não cabendo a definição dos prazos a serem cumpridos pelas instituições governamentais, mas apenas realizando a supervisão dos processos do portal.

204. Por fim, é importante ressaltar que a disponibilização de uma tradução para o inglês do portal, assim como de todos os documentos acessórios necessários para participação no leilão, contribui para ampliar a concorrência. Essa medida facilita a participação de empresas estrangeiras e permite a contratação de especialistas com experiência internacional para a avaliação dos projetos.

Processo de cadastramento de prismas

205. Além da documentação necessária para o cadastramento dos prismas, é fundamental incorporar boas práticas no desenvolvimento do portal, com o objetivo de tornar o processo de validação mais rápido e eficaz. Tais dispositivos são detalhados a seguir.

a. Documentos para cadastramento do prisma

206. No contexto de oferta permanente, a manifestação de interesse para o cadastramento de prismas energéticos *offshore* exigirá a apresentação de uma série de documentos descritos nos itens a seguir.

207. O interessado deverá fornecer os dados relativos aos limites e coordenadas georreferenciadas do prisma pretendido.

1. Adicionalmente, é necessário apresentar estudos que fundamentem a escolha da área, considerando requisitos técnicos mínimos para a geração *offshore*, distância da costa e limitações visuais, sociais e ambientais. Esses estudos também devem avaliar a disponibilidade ou planejamento de infraestrutura portuária e o impacto potencial na manutenção de atividades humanas e na conservação da natureza. Devem ser analisadas, ainda, unidades de conservação, áreas prioritárias para conservação, fauna marinha ameaçada e atividades de pesca artesanal na região pretendida.

208. Outro requisito é a apresentação de estimativas do potencial de produção de energia (MWh/ano), realizada por uma certificadora independente e da densidade de capacidade instalada (MW/km²).

209. Ainda, o interessado deve apresentar estudo sobre a disponibilidade de conexão e a capacidade de escoamento da rede futura, conforme o planejamento energético coordenado pelo MME.

210. O interessado também deve apresentar suas credenciais técnicas, econômicas, jurídicas e financeiras, demonstrando capacidade de realizar os estudos e desenvolver o projeto.

211. Por fim, será exigido do interessado um comprovante da garantia financeira de manifestação de interesse, cujo valor será devolvido nas seguintes condições: após a emissão da outorga de autorização; se o prisma for indicado para oferta planejada; ou em caso de desistência por restrições apontadas durante a emissão das Declarações de Interferência Prévia (DIPs).

212. O nível de detalhamento da documentação e estudos requeridos no cadastramento dos prismas na oferta permanente pode ser um meio de coibir corridas especulativas, de forma que um maior detalhamento requerido nos estudos, acarreta em maior custo de submissão do cadastramento.

213. Já no contexto de oferta planejada, o cadastramento do prisma deve se dar pela EPE, podendo ser requerido inclusão de mesma documentação, com exceção do comprovante de credenciais técnicas, econômicas e financeiras e da obrigação de aporte de garantia financeira de manifestação de interesse.

b. Validação automática de conformidade

214. O portal deve ser capaz de utilizar de ferramentas automatizadas para verificar conformidade do cadastramento, tanto na completude da documentação, bem como na integração de mecanismos que sinalizem inconsistências ou sobreposições.

215. O sistema deve sinalizar automaticamente inconsistências ou impedir o cadastramento de prismas que se sobreponham a áreas restritivas (como unidades de conservação, áreas tombadas ou blocos de exploração de petróleo e gás) ou a outros prismas já cedidos. Cabe destacar que deve ser permitido que haja sobreposição com prismas cadastrados, mas ainda não cedidos, uma vez que esta redefinição dos prismas com sobreposição parcial deve ocorrer por ocasião da negociação a ser realizada no caso de haver mais de um interessado pela mesma área. As restrições deverão ser baseadas nos mapas atualizados disponibilizados no portal.

216. Ainda, caso se opte apenas pela sinalização, os órgãos responsáveis deverão ser automaticamente alertados pelo sistema sobre as restrições identificadas. Essa funcionalidade permitirá que as entidades competentes analisem e proponham as devidas soluções.

Processo de emissão de DIPs

217. Após o cadastramento adequado do prisma no Portal Único de Gestão, o sistema deverá automaticamente criar um processo específico para o prisma e solicitar a emissão das

DIPs pelos órgãos responsáveis. Esse mecanismo formaliza o início do processo, estabelecendo as datas e prazos que cada órgão terá para realizar suas respectivas análises e emitir suas DIPs.

218. O detalhamento do processo de emissão de DIPs e as respectivas atribuições propostas às agências e órgãos será abordado de forma mais aprofundada na Nota Técnica II.

Gestão documental

219. O sistema de gestão deve centralizar toda a comunicação e documentação formal relacionada aos processos, assim como permitir a consulta aos agentes interessados.

220. Devem ser adotadas melhores práticas para aprimorar a experiência do usuário, como permitir a edição ou exclusão de documentos cadastrados antes do envio definitivo ou do fim do prazo estipulado, fornecer confirmação de envio bem-sucedido por e-mail ou notificação, e disponibilizar uma alternativa para o envio da documentação em caso de falha no portal, entre outras medidas.

a. Registro de documentação

221. É essencial que toda a comunicação formal entre os órgãos envolvidos no processo seja registrada no sistema de gestão. Isso inclui ofícios, pareceres, notificações e outros documentos relacionados à análise e emissão das DIPs. Além disso, as atas de reuniões realizadas entre os órgãos e os interessados devem ser registradas no sistema, garantindo maior transparência e rastreabilidade em todas as etapas do processo.

222. Após inclusão de documentos em que outro agente se torna responsável pelo andamento do processo o sistema deve emitir notificação para os agentes interessados. Por exemplo, ao incluir novo cadastramento de prisma, o sistema deverá notificar os órgãos responsáveis para que iniciem a emissão da DIP. Da mesma forma, quando uma DIP com restrição for emitida, o agente responsável será notificado para realizar os ajustes necessários no prisma.

223. Ainda, caso seja pertinente, os mapas disponibilizados no portal poderiam incluir as coordenadas dos projetos cadastrados que estão em processo de obtenção de autorização ou outorga. Esses mapas também poderiam indicar o status correspondente de cada processo, facilitando o acompanhamento e dando maior transparência sobre as áreas em desenvolvimento.

b. Consulta processual

224. O sistema deverá oferecer uma funcionalidade de consulta processual, permitindo que os usuários, de acordo com seus níveis de acesso, acompanhem o andamento das análises, verifiquem prazos e visualizem os documentos registrados. Pode-se tomar como exemplo o próprio sistema de gestão da ANEEL.

225. As consultas no sistema devem, no mínimo, permitir que o agente interessado acompanhe o status do processo, as datas de inclusão de documentação e os prazos estabelecidos para a realização de novas etapas. Além disso, deve ser possível acessar e consultar os documentos incluídos no processo.

Estrutura do Portal

226. O Portal Único de Gestão deve ser estruturado para centralizar todas as demandas do setor de energia *offshore*. Para isso, propõe-se uma organização baseada em tópicos, divididos entre essenciais, que garantem a funcionalidade mínima do portal, e adicionais, que ampliam seu alcance, oferecendo informações complementares e suporte aos usuários.

Tópicos essenciais

a. Visão Geral e Detalhamento dos Processos

227. O tópico deve oferecer uma descrição abrangente de todas as etapas envolvidas no desenvolvimento de projetos de energia *offshore*, destacando os principais marcos, como a indicação inicial de prismas, a emissão das DIPs, a realização de leilões, a obtenção de outorgas, os estudos técnicos, a fase de construção e, finalmente, o descomissionamento dos empreendimentos.

228. Além disso, cada etapa deverá ser detalhada em páginas específicas, acessíveis a partir do portal, onde os usuários encontrarão informações completas sobre os procedimentos, prazos, responsabilidades e requisitos necessários para cada fase do processo. Essas páginas também deverão indicar onde os documentos necessários ao andamento do processo devem ser adicionados, direcionando os usuários diretamente para a página de **Gestão Documental** correspondente.

b. Mapas

229. O tópico deve apresentar uma ferramenta interativa que permita aos usuários visualizarem, em formato georreferenciado, as áreas relacionadas aos projetos de energia elétrica *offshore* outorgados ou com solicitações em análise.

230. Os mapas devem incluir informações atualizadas sobre prismas cadastrados, *status* dos processos e áreas restritivas. Para facilitar a consulta e análise, devem ser disponibilizados filtros específicos que permitam identificar áreas de interesse, incluindo:

- a. blocos licitados para produção de petróleo e gás natural, com atualização sob responsabilidade da ANP;
- b. áreas tombadas como paisagem cultural nos sítios turísticos, com atualização sob responsabilidade do Ministério do Turismo;
- c. áreas protegidas pela legislação ambiental, com atualização sob responsabilidade do IBAMA e ICMBio; e
- d. áreas de Termo de Autorização de Uso Sustentável (TAUS), com atualização sob responsabilidade do IBAMA e ICMBio.
- e. áreas reservadas para a realização de exercícios pelas Forças Armadas;
- f. rotas de navegação marítima, fluvial, lacustre ou aérea.

c. Gestão Documental

231. O tópico deverá centralizar todos os documentos relacionados aos processos dos projetos de energia elétrica *offshore*. O sistema deverá permitir o registro e armazenamento de ofícios, pareceres técnicos, atas de reuniões, registro de comunicação e outros documentos formais.

232. Para garantir a integridade e a segurança dessas informações, o desenvolvimento do portal deve seguir as melhores práticas de cibersegurança e proteção de dados sigilosos, realizando criptografia tanto para usuários externos como internos do sistema.

233. Ainda, deve oferecer consulta organizada para usuários autorizados, com identificação das datas de inclusão dos documentos, o status dos processos e as atualizações realizadas. Além disso, por meio deste tópico que serão realizados processos de cadastramento, emissão de DIPs, emissão de cessão de uso da área para etapa de avaliação, inclusão de estudos realizados na etapa de avaliação e emissão de outorga para geração.

Tópicos adicionais

a. Visão Geral do Aproveitamento Energético Offshore

234. O tópico deve apresentar uma visão ampla e introdutória sobre o setor de geração de energia elétrica *offshore*, abordando os principais aspectos que o definem, bem como as possíveis formas de aproveitamento energético *offshore*.

235. Essa seção deve explicar do que se trata a geração de energia no ambiente marítimo, destacando sua complexidade técnica, que envolve questões regulatórias, ambientais e de infraestrutura.

236. Além disso, deve enfatizar os benefícios dessa fonte de energia, como a elevada capacidade de geração e a contribuição para a transição energética, ao mesmo tempo em que aponta os riscos associados, como desafios de compatibilidade com usos múltiplos do espaço marítimo e desafios técnicos e logísticos para uma operação *offshore*.

b. Estudos relacionados

237. O tópico deve reunir informações e materiais relevantes que contribuam para o avanço do conhecimento técnico e científico no setor de energia elétrica *offshore*. Essa seção incluirá trabalhos acadêmicos, artigos científicos, estudos de caso, relatórios técnicos e projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) relacionados ao tema.

c. Notícias

238. O tópico deve funcionar como um canal atualizado de comunicação, reunindo informações relevantes sobre o setor de energia elétrica *offshore*. Essa seção incluirá anúncios oficiais, como novos leilões, mudanças regulatórias, lançamentos de projetos e eventos técnicos, além de coberturas sobre avanços tecnológicos e tendências globais.

d. FAQ (Perguntas Frequentes)

239. O tópico deve reunir respostas claras e objetivas para as dúvidas mais comuns dos usuários sobre os processos e funcionalidades do portal. Essa seção deve ser organizada em categorias temáticas, como cadastramento de prismas, emissão de DIPs, requisitos

documentais, leilões, outorgas e outros aspectos relevantes do setor de energia elétrica *offshore*.

240. O objetivo da FAQ é oferecer uma solução prática e acessível para questões recorrentes, reduzindo a necessidade de suporte direto e otimizando a experiência do usuário no portal.

e. Suporte

241. O tópico deve oferecer aos usuários um canal direto para esclarecer dúvidas, solicitar informações adicionais ou relatar dificuldades relacionadas ao uso do portal. Essa seção deve disponibilizar diferentes formas de contato, como endereços de e-mail, telefones e, preferencialmente, um formulário eletrônico ou chat integrado ao portal, permitindo uma comunicação eficiente e rastreável.

DIRETRIZES PARA LICITAÇÃO DE PRISMAS

242. No Brasil, o desenvolvimento da tecnologia de eólicas offshore representa uma oportunidade estratégica, dada a extensa costa do país com potencial energético inexplorado e contínuo crescimento da demanda de energia, com destaque aos planos para instalação de plantas de hidrogênio verde com vistas a explorar a exportação de energia renovável.

243. Os prismas para o desenvolvimento de projetos eólicos offshore são limitados e devem ser alocados para exploração de forma gradual. Nesse contexto, o processo de licitação das áreas de desenvolvimento de geração offshore será crucial para definir de maneira competitiva os vencedores.

244. Entretanto, a escolha dos vencedores pode não ser baseada exclusivamente em critérios financeiros. Diversos fatores podem ser considerados, tanto para a habilitação dos participantes quanto para avaliar os atributos do projeto e do empreendedor, desempenhando um papel fundamental na definição dos vencedores.

245. Ademais, leilões de eólicas *offshore* têm aspectos peculiares bem distintos daqueles usuais nos leilões de eólicas *onshore*, a saber: (i) necessidade de observação de um plano marítimo que considere a multiplicidade de uso das áreas offshore (navegação, pesca, energia, extração de recursos, defesa etc.); (ii) necessidade de estudos detalhados, dispendiosos e demorados referentes aos regimes de ventos e de correntes marítimas, aos prismas do leito do mar e às possíveis interferência entre áreas contíguas; (iii) necessidade de coordenação com o planejamento da rede de transmissão elétrica, por conta dos montantes expressivos de potência injetada; (iv) possibilidade de cobrança pelo uso do bem público; e (v) possibilidade de contribuição para a modicidade e estabilidade das tarifas de uso dos sistemas de transmissão.

246. Por outro lado, ao injetar valores de potência consideráveis e necessitar de prazos para desenvolvimento e implantação alongados, o ritmo de licitações para eólicas offshore deve seguir *pari passu* o incremento da demanda que lhe venha a ser atribuída, seja por conta da política energética, seja pela parcela que lhe seria alocada no processo de expansão da geração em regime concorrencial do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

247. Ademais, considerando a existência de significativas economias de escala no desenvolvimentos de projetos eólicos *offshore*, é muito provável que a expansão desta modalidade de oferta se dê por meio de grandes blocos de energia, que demandariam investimentos antecipados na ampliação e reforço da rede de transmissão, de modo a assegurar a adequada margem de escoamento e mitigar os riscos de cortes de geração (*curtailment* e *constrained-off*) das centrais de geração *offshore* e das demais geradoras *onshore*.

248. Na mesma linha, o desenvolvimento dos projetos e a implantação de centrais de geração *offshore* requer a utilização de infraestrutura de logística de navegação e infraestrutura portuária, sendo este aspecto relevante na eventualidade de ser conveniente estabelecer prioridade entre propostas de desenvolvimento de eólica offshore.

249. Portanto, os parâmetros mais amplos a serem considerados na licitação de eólicas *offshore* são balizados pelo inventário dos setores promissores para demarcação de prismas marítimos para implantação de projetos, considerando simultaneamente o potencial energético, e a disponibilidade de infraestrutura portuária e de transmissão de energia elétrica, além da demanda incremental que poderia ser capturada pelas eólicas *offshore* no planejamento da expansão do setor elétrico.

250. Sendo assim, o ritmo de crescimento da demanda por energia elétrica concomitantemente com a perspectiva de implantação de projetos e consolidação da indústria nacional devem cadenciar as licitações das áreas de exploração e desenvolvimento de geração *offshore* de forma a propiciar a eficiência alocativa dos investimentos.

251. Fixado o requisito de energia elétrica passível de ser atendido por meio de geração *offshore* ao longo do horizonte de análise, a etapa seguinte será identificar preliminarmente, dentre os setores disponíveis, aqueles mais promissores para delimitação dos prismas que sejam passíveis de licitação, observando: (i) o plano marítimo de uso do mar territorial nos seus diversos usos navegação, pesca, energia, extração de recursos, defesa etc.; (ii) o regime dominante de ventos; (iii) as características do leito do mar; (iv) as alternativas de conexão com a rede de transmissão; e (v) a disponibilidade de infraestrutura portuária e logística de navegação.

Experiência internacional na licitação de Prismas

252. A experiência internacional permite a identificação de três sistemáticas principais para a identificação do vencedor: (i) critério puramente financeiro, através de um lance de preço; (ii) conjugação de critérios financeiro e não-financeiros, através de uma ponderação do lance de preços e uma pontuação dos critérios não-financeiros, em uma abordagem semelhante ao método dos pesos de programação multicritério; (iii) uma pontuação exclusiva de critérios não financeiro, no que se denomina *beauty contest*. Porém, nestas três abordagens sempre são exigidos requisitos de qualificação jurídica, econômica e técnica que, como visto acima, possuem caráter eliminatório.

253. Atualmente, a Alemanha utiliza dois critérios para identificação do vencedor. Para os leilões de cessão planejada o critério é uma ponderação com 60% para o lance de preço e 40% para os critérios qualitativos: contribuição para descarbonização, contratação de PPA, impacto ambiental e expertise. Para os leilões de cessão independente, o critério exclusivo é o lance de preço. A Dinamarca usa o lance de preço como único critério de avaliação, mas os requisitos de pré-qualificação incluem responsabilidade social, sustentabilidade, inclusão ambiental. No Reino Unido, os potenciais empreendedores devem comprovar que cumprem requisitos legal, técnico e financeiro, mas o critério de seleção é estritamente financeiro⁹.

254. Nos Estados Unidos, se não houver competição, com um único interessado pelo prisma, o *Bureau Of Ocean Energy Management* (BOEM) negocia diretamente com o

⁹ Swedish Government Inquires: Regulation and procedures for offshore wind power in Denmark, Finland, Germany and the United Kingdom / England (Revised version 2024-02-23). GWEC, Position paper a global wind energy industry perspective on integrating non-price criteria into auction frameworks, April 2024.

interessado. Porém se houver competição com mais de um interessado, é realizado um leilão com o preço de lance sendo o único critério de seleção¹⁰.

255. A Austrália recentemente processou um procedimento de alocação de licenças para desenvolvimento de eólica offshore considerando apenas critérios não financeiros na fase de competição. Em linhas gerais, o processo compreendia os seguintes passos: 1) o governo indica preliminarmente a área a ser desenvolvida; 2) a sociedade civil manifesta seus interesses nesta área; 3) o governo ajusta a área a ser desenvolvida, considerando a manifestação da sociedade civil; 4) os empreendedores apresentam propostas detalhadas de projetos para a área indicada pelo governo após o ajuste; 5) o governo avalia o mérito das propostas submetidas e seleciona aquelas que recebem licença, considerando os critérios de mérito.

256. Neste procedimento, a avaliação do mérito de cada proposta considera: 1) capacidade técnica e financeira; 2) viabilidade aparente do projeto; 3) adequação do proponente; 4) interesse nacional. No entanto, estes critérios não contemplam qualquer ponderação ou pontuação¹¹. Porém, a alocação final das licenças é atribuição exclusiva do governo, que pode ser exercida com elevado grau de discricionariedade. Na realidade, a Austrália relativiza os critérios objetivos de competição em troca de maior intervenção governamental.

257. Algo semelhante ocorre no Reino Unido, com o governo decidindo ao final licitação se os resultados serão aceitos, se a licitação será refeita, ou se os resultados da licitação serão descartados.

*Secretary of State undertakes a review of the Auditors report and Delivery Body's Results, and will decide whether to Proceed, Re-run or Cancel the Allocation Process.*¹²

258. Quanto aos parâmetros para definição dos prismas, observa-se na Europa as seguintes médias de área para os prismas marítimos: 406 km² para a Inglaterra, País de Gales e Irlanda do Norte (3,4 MW/km²); 432 km² para a Escócia (3,8 MW/km²); 343 km² para os Estados Unidos (5,3 MW/km²); 112 km² para a Holanda (6,9 MW/km²).

259. Por sua vez, os Estados Unidos tendem à definição de uma grande área reticulada, com os prismas marítimos sendo conformados pela competição entre os empreendedores que disputam os retículos simultaneamente, em arranjo que mais se aproxima do que é praticado na exploração de petróleo e gás natural *offshore*.

260. Nestes estudos, além do regime dominante de ventos, deve-se também considerar que as perdas associadas ao efeito sombreamento entre turbinas subsequentes em longitude são mais acentuadas em projetos *offshore* por conta da menor rugosidade de superfície marítima, que deduz o efeito de turbulências, possibilitando a mistura do escoamento de diversas camadas.

¹⁰ BOEM, Wind Energy Commercial Leasing Process, Fact Sheet, 2021.

¹¹ Australian Government, Offshore Infrastructure Registrar (www.offshoreregistrar.gov.au).

¹² Department for Energy Security & Net Zero. *Introduction to Allocation Round 6 Online event 22 February 2024*

261. Portanto, as perdas crescem quando o escoamento tiver natureza laminar mais acentuada, o que está sujeito a ocorrer no Brasil pela dominância dos ventos alísios. Estudos recentes da *Danish Energy Agency* e da *Energinet* avaliaram a influência da esteira de vento para distanciamento entre turbinas na faixa de 5D a 15D (D o diâmetro do rotor)¹³. Simulações teóricas indicam que a redução do bloqueio com o maior espaçamento: -1,23 % para 5D, -0,6 % para 6,67D e 0,1% para 10D.

262. Portanto, para um distanciamento entre prismas de 20D, admite-se que o efeito esteira seja negligenciável. A Escócia admite um espaçamento mínimo entre prismas de 5 km, que corresponderia a 25D para rotores de 200 m

263. O efeito esteira de um parque eólico depende tanto do espaçamento longitudinal quanto do lateral das turbinas. No entanto, simulações numéricas sugerem que para um espaçamento lateral acima de 10D a esteira do parque reproduz as esteiras de cada turbina. Isto é, não ocorre um efeito cumulativo¹⁴. Fotografias do efeito esteira em parques eólicos *offshore* já instalados e que são revelados pelo *fog* parecem comprovar estes resultados numéricos para ventos com velocidade da ordem de 6 m/s¹⁵.

264. No entanto, se por um lado o maior espaçamento aumenta o aproveitamento energético do parque *offshore*, por outro, ele onera a interconexão elétrica entre as turbinas. Portanto, o espaçamento ótimo considera o compromisso entre o valor de oportunidade da energia gerada e o custo da interconexão entre as turbinas.

265. Além de afetar a densidade de potência (MW/km²) aproveitável, o efeito sombreamento deve ser levado em conta na definição de prismas marítimos adjacentes, usualmente observa-se distanciamentos de 1 a 3 km em alguns países da Europa onde a disponibilidade de áreas para desenvolvimento é reduzida. Já a Escócia considera um espaçamento mínimo de 5 km entre projetos. Tais parâmetros, todavia, podem não servir como referência adequada para o Brasil, que dispõe de condições de rugosidade distintas e de áreas maiores para o desenvolvimento do potencial *offshore*, de modo que o tema será mais bem avaliado na Nota Técnica III.

266. Concluído os estudos preliminares, procede-se a licitação da exclusividade por tempo limitado para realização dos estudos detalhados para implantação dos projetos de geração. No caso da Alemanha, para as áreas previamente estudadas o critério de seleção contempla lance financeiro (com peso de 60%) e quatro critérios não financeiros (com peso de 40%), sejam eles: (i) descarbonização; (ii) associação de PPA aos contratos de venda; (iii) impacto ambiental; (iv) consolidação de expertise técnica.

267. No entanto, as áreas *open door* na Europa são geralmente licitadas considerando unicamente o critério financeiro. No caso do Reino Unido, por exemplo, os critérios não

¹³ Danish Energy Agency, Technology Data for Generation of Electricity and District Heating, 21 Wind Turbines, Offshore – Annex, 2022.

¹⁴ 2023, Flaszynski et al., Numerical simulations for a parametric study of blockage effect on offshore wind farms; *Wind Energy*, Wiley, pag.53-74; DOI: 10.1002/we.2878.

¹⁵ 2023, Hasager et al., Wind Farm Blockage Revealed by Fog: The 2018 Horns Ver Photo Case; *Energies*, MPDI; DOI:10.3390/en16248014

financeiros constituem restrições que devem ser atendidas para qualificação, dando-se a disputa exclusivamente por lance financeiro.

The leasing process for Round 5 consists of several stages. In the first two stages, potential bidders must demonstrate that they can meet necessary legal, technical and financial eligibility criteria and satisfy all other requirements. When bidders have demonstrated that they meet these criteria, the final decision on PDA allocation is strictly financial via an ascending clock auction, where bids are based on annual Option Fee Bids offered.¹⁶

268. Cabe ressaltar que a licitação que ocorre no Reino Unido difere da licitação de área proposta para o Brasil. No Reino Unido o desenvolvimento das áreas através dos estudos aprofundados é realizado no processo *open door* ou por órgão do governo, e a licitação se dá para garantir um preço de venda energia que viabilize a usina, através de *contracts for difference* (CfDs) explicados mais adiante. Já a licitação de área tem o objetivo de definir os responsáveis por realizar o desenvolvimento do prisma com direito a posterior implantação da usina, sendo alocado aos próprios empreendedores o risco da venda de energia. A figura abaixo exibe o fluxograma do processo para geração de eólica *offshore*.

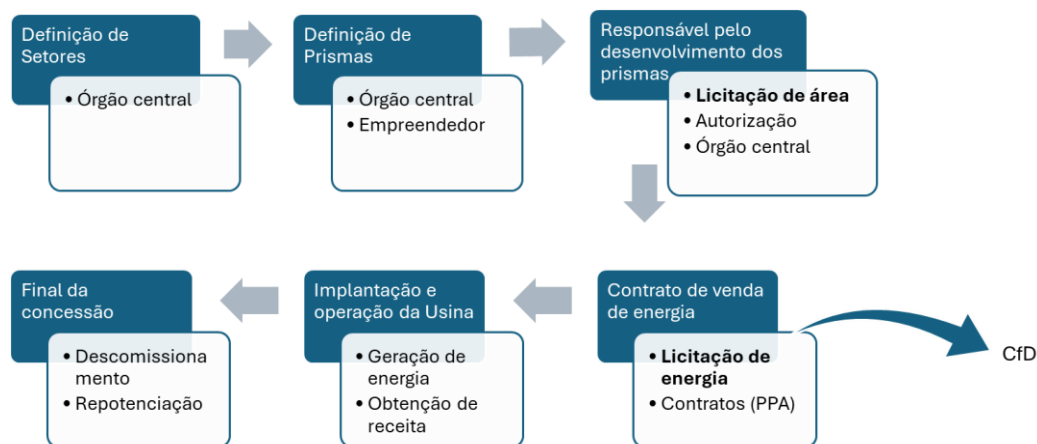


Figura 5 - Fluxograma do processo para geração de eólica offshore

269. Vislumbrada como uma forma de reduzir prazos nas licitações, cabe assinalar que a experiência *open door* não tem sido exatamente exitosa. Na Dinamarca ela foi modificada no leilão de 2023 para limitar em 15 km a distância até a linha de praia (*shore line*). Ainda assim, ela resultou num grande volume de novos projetos submetidos (44 projetos, sendo oito dele com capacidade superior a 1GW) o que congestionaria o sistema de transmissão e certamente resultaria em futuros *curtailments*. Finalmente, a rota *open-door* foi suspensa no leilão de 2024.

270. No Reino Unido, a rota *open door* vem estressando o sistema de transmissão, inclusive pelo fato de o acesso à rede ser processado por ordem de chegada (*first-come, first-served*). Lá observou-se um comportamento muito similar à denominada corrida do ouro por margem de acesso que ocorreu muito recentemente no Brasil. Aventa-se atualmente no Reino Unido a

¹⁶ Regulations and procedures for offshore wind power in Denmark, Finland, Germany and the United Kingdom / England (Revised version 2024-02-23), Swedish Inquiry Commission on Offshore Wind Power.

possibilidade de anistia sem penalidade para empreendimentos que não devam conseguir a conexão com a rede, um arranjo que bem conhecemos.

271. Por mais vantajosas que aparente ser, deve-se ter em mente que algumas iniciativas podem resultar ao final contraproducentes, conduzindo a resultados antagônicos àqueles pretendidos. No Brasil, a oportunidade perseguida na corrida do ouro induziu a ocorrência dos *curtailments*, que ora são praticados e que muito estresse vem causando a alguns empreendedores.

272. O Reino Unido optou por remunerar as eólicas *offshore* através de *contracts for difference* (CfDs) firmados entre os empreendedores e a *Low Carbon Contract Company* (LCCC), uma empresa estatal.

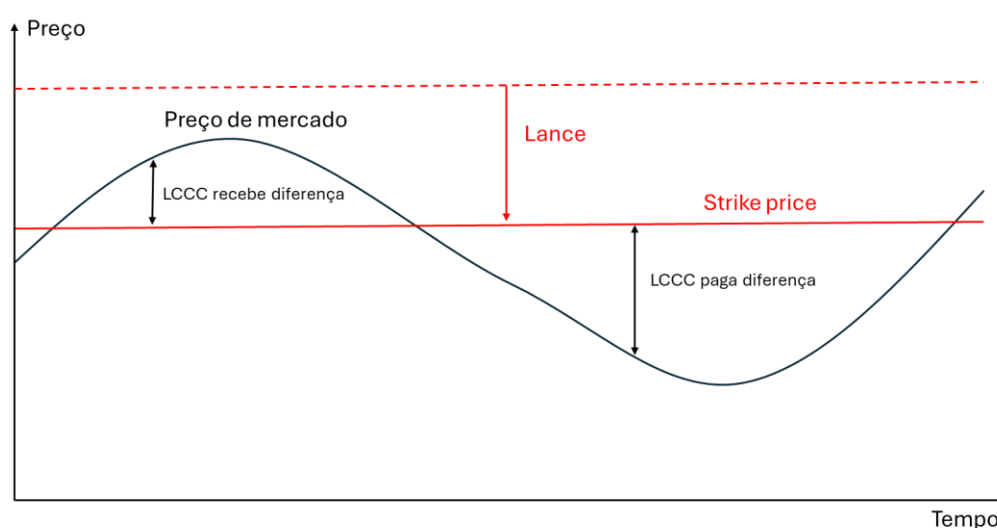


Figura 6 - Funcionamento do CfD

273. Após obter a licitação da área, o empreendedor participa de um leilão para alocação de geração através de *Contract for Difference* (CfD) a ser firmado com a *Low Carbon Contract Company* (LCCC). O leilão é aberto com um preço de referência (R) e o participante oferece em lance fechado seu *strike price* ($K < R$). Vence o leilão que oferecer o menor lance. Então, o vencedor liquida sua geração ao *spot price* (S), e simultaneamente recebe da LCCC a diferença calculada ao preço ($K - S$) se $K > S$. No caso contrário com $K < S$, ela paga à LCCC a diferença calculada ao preço ($S - K$). Portanto, o CfD funciona como um *swap* que garante ao vencedor o *strike price* K .

274. Os leilões de energia do ACR, no quais a outorga juntamente com a alocação da geração em contratos a termo de longa duração se davam simultaneamente, favoreciam a estruturação de *Power Purchase Agreements* (PPAs), o que será mais raro no futuro. Porém, ao garantir um *hedger* no preço da energia gerada no longo prazo (mas não da quantidade), o CfD poderia de alguma maneira servir de lastro de um PPA para eólica *offshore*.

275. Por se tratar de procedimentos de prazo alongados e que produzem desdobramentos que devem ser implantados simultaneamente, é usual a previsão garantia de fiel cumprimento para projetos de eólica *offshore*. Na eventualidade de desistência justificada de implantação

do projeto, as garantias aportadas são devolvidas ao empreendedor, mas todos os dados brutos coletados durante os estudos detalhados são abertos e tornados públicos pelo poder concedente.

276. Esta maior complexidade enfrentada na realização de estudos e obtenção de licenças vem sendo contrabalançada pela tendência (não plenamente alcançada) de centralizar toda interlocução do empreendedor em uma única entidade (*one-stop shop*).

277. A licitação dos prismas marítimos, na sua totalidade como é praticado na Europa, se processa usualmente em leilão fechado com possibilidade de seguimento com uma fase a viva-voz. A competição pode se dar por lance exclusivamente financeiro ou por combinação de lance financeiro com uma pontuação de critérios qualitativos.

278. No entanto, os requisitos qualitativos sempre são considerados na habilitação dos empreendedores com destaque para: (i) estruturação da cadeia de suprimento; (ii) existência de *off-taker* ou de *Power Purchase Agreement* (PPA); (iii) atingimento de meta ambiental; e (iv) experiência e expertise técnica.

279. Nos Estados Unidos a sistemática de leilão é mais elaborada. A área em questão é subdividida em retículos que são licitados simultaneamente. Um empreendedor pode oferecer lance simultâneo em vários retículos não considerados como um pacote. A sistemática de licitação é um *clock auction* ascendente de segundo preço simultâneo, com regras de atividade¹⁷. Portanto, o processo conforma e aloca os prismas marítimo ao licitar simultaneamente os retículos. O lance financeiro é o critério exclusivo de competição, enquanto a habilitação contempla critérios qualificativos necessários.

280. Finalmente, cabe destacar que é necessário ter cautela com a alternativa pura de *beauty contest*, pois ela tende a deslocar a competição para a redação dos editais, o que pode resultar na imposição de barreiras aos novos entrantes, discricionárias e de motivação subjetiva. Ela foi usada na Austrália, mas o governo manteve um grau elevado de intervenção em todo o processo licitatório: definição preliminar das áreas, atenção às reivindicações da sociedade civil, ajustamento das áreas, e principalmente na seleção dos vencedores.

Definição do produto leiloado

281. O produto licitado será a exclusividade por tempo limitado para desenvolvimento de prismas no leito marinho. O vencedor da licitação terá o privilégio de coletar dados e realizar estudos detalhados para decidir até o final do prazo se implanta ou não o empreendimento de geração.

282. Formalmente, o produto é uma opção que pode ser exercida em um prazo pré-estabelecido: optando pela implantação do empreendimento, o vencedor terá a concessão de uso do bem público também por tempo determinado; optando pela não implantação

¹⁷ Nesta modalidade, o leilão se inicia com um preço baixo que é majorado progressivamente pelo leiloeiro (preço ascendente), cabendo aos participantes decidirem se aceitam pagar o novo preço ou se desistem da licitação (*clock*). O processo se encerra quando restar apenas um proponente, que pagará o preço da rodada anterior, quando ainda havia outros competidores (segundo preço).

justificadamente, o vencedor terá direito a receber as garantias aportadas, do contrário ele será penalizado. Em qualquer hipótese de desistência, os dados dos estudos detalhados serão abertos e tornados públicos.

283. Os prismas marinhos devem contemplar setores promissores identificadas no Planejamento Espacial Marinho (PEM), quando houver, e caracterizados como: (i) oferta planejada, se acompanhados de estudos prévios do poder concedente; (ii) oferta permanente (*open door*), se não acompanhados de estudos prévios do poder concedente.

284. Os prismas marinhos podem ser conformados de duas formas: (i) o poder concedente define os prismas, cada um deles sendo licitado na totalidade (*e.g.* prática europeia); (ii) o poder concedente define uma área reticulada e os empreendedores conformam os prismas competido pelos retículos da área (*e.g.* prática dos Estados Unidos). Para o Brasil recomenda-se que cada prisma seja licitado na sua totalidade.

285. A tendência recente é distribuir as licitações em rodadas anuais, para melhor equilibrar os incrementos de oferta e demanda, recordando que excesso de oferta sempre resultará em *curtailments*.

286. No caso específico do Brasil, a necessidade de equilíbrio entre oferta e demanda pode eximir os leilões de uma segunda fase para alocação dos contratos de energia, admitido que não se vislumbre no horizonte futuro a necessidade de alocação de contratos ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Isto significa que o vencedor do leilão de área assume o risco de alocar sua geração no mercado de energia.

287. Recomenda-se que a exclusividade para o desenvolvimento dos prismas por tempo limitado seja de 10 anos de forma a permitir realização dos estudos necessários, a obtenção das licenças ambientais e o desenvolvimento do modelo de negócios para viabilização da implantação da central geradora, considerando que a outorga dos prismas não assegura a contratação de energia elétrica.

Formato do leilão

288. Vislumbram-se duas possibilidades de sistemáticas a serem utilizadas para o leilão de área:

- a. Leilão padrão híbrido com os prismas licitados sequencialmente. Cada rodada contempla uma fase fechada que, a depender da competição, pode ser seguida por uma fase viva-voz. Este formato assemelha-se aos atuais leilões de transmissão e aos leilões de partilha do Pré-Sal.
- b. *Clock* padrão simultâneo¹⁸. O *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) dos Estados Unidos passou a usar muito recentemente um *clock* padrão

¹⁸ No leilão *clock* padrão simultâneo os participantes fazem lances para múltiplos itens ao mesmo tempo, em várias rodadas. Em cada rodada, o preço de cada item aumenta progressivamente até que a demanda dos participantes se iguale à quantidade disponível, indicando o fim do leilão. Esse formato permite uma competição transparente e eficiente, ajustando os preços com base na demanda atual.

simultâneo de segundo preço. Este formato assemelha-se em alguma medida aos atuais leilões de energia existente que possibilitam a migração de lances entre prisms com precificação mais eficientes.

289. Recomenda-se que seja utilizada a sistemática *clock* padrão simultâneo de segundo preço. Uma vez que a seleção de prisms tem característica de bem substituto, a sistemática indicada é a que permite melhor revelação de preço através da indicação de preferências a cada rodada.

Definição da responsabilidade dos pré-estudos

290. No caso de oferta planejada, os estudos prévios dos prisms marítimos devem ser realizados por um ente governamental para garantir uma coordenação centralizada. No caso brasileiro, muito provavelmente este ente seria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para oferta permanente, estes estudos prévios seriam da iniciativa e da responsabilidade dos empreendedores.

Responsabilidade pelas linhas de transmissão

291. Devido ao montante expressivo de potência injetada por parque eólico *offshore*, o impacto no sistema de transmissão ocorre em dois níveis: (i) local, pela conexão do parque eólico com a rede de transmissão, responsabilidade do empreendedor; e (ii) sistêmico, pela perspectiva de expansão da rede de transmissão para garantir o escoamento da potência injetada, o que contempla o planejamento da transmissão e necessidade eventual de licitações futuras de ativos de transmissão que sejam oportunas e tempestivas.

292. Os estudos detalhados realizados pelos vencedores devem contemplar aspectos exclusivos da implantação e conexão do empreendimento no prisma marinho, com indicação do ponto de conexão e realização dos estudos convencionais para este fim. Para avaliação da expansão da transmissão (efeito sistêmico), a responsabilidade do estudo deve ser da EPE e/ou ONS, devendo o agente vencedor disponibilizar/contratar consultoria em apoio à essas instituições.

293. Todavia, a responsabilidade pelo planejamento de reforços e ampliações na rede de transmissão deve permanecer com o poder concedente e ser realizada com base nos procedimentos de planejamento centralizado e determinativo, através de leilões públicos, de modo a assegurar a solução de mínimo custo global e a restringir o risco regulatório e econômico-financeiro do desenvolvimento do potencial *offshore*.

Prazo de outorga do direito de uso de bens da União para aproveitamento de potencial *offshore*

294. O prazo de outorga pode ser desdobrado nas seguintes etapas: estudo detalhado e desenvolvimento, 10 anos; execução com prazo de 35 anos, abrangendo etapas de construção, operação e descomissionamento. Ao final da vida útil, pode-se renovar a outorga com repotenciação das unidades, ou processar o descomissionamento com a completa desocupação do prisma marítimo.

Garantias financeiras

295. Garantias financeiras são ferramentas essenciais para assegurar a efetividade dos processos de licitação e não permitir a constituição de uma reserva de mercado não onerosa, entretanto também não deve se tornar uma barreira de entrada impedindo competição.

296. É comum utilizar uma garantia de proposta para incentivar a participação apenas de interessados comprometidos, garantindo seriedade no processo. Além disso, as garantias podem servir como uma forma de onerar o cadastramento de projetos na oferta permanente, de modo a fomentar que apenas projetos com real viabilidade sejam incluídos.

297. As garantias financeiras também desempenham um papel importante para assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos pelos vencedores após a realização da licitação, podendo ser estabelecidos marcos intermediários a serem cumpridos.

298. O privilégio de estudar e desenvolver um prisma marítimo tem valor econômico e deve ser precificado. Após a fase de estudo e desenvolvimento, **caso o empreendedor decida pela implantação do parque eólico**, será desencadeada uma série de ações para expandir a rede de transmissão, o que também justifica imputar uma garantia de fiel cumprimento, não necessariamente de valor igual àquela estipulada após a licitação dos prismas. Finalmente, deve se prever a garantia de fiel cumprimento de descomissionamento ao final da outorga.

299. As garantias financeiras, entretanto, devem ser exigidas e aportadas de forma sequencial, acompanhando a maturação dos estudos e o desenvolvimento do empreendimento, inclusive com substituição de garantias quando cabível de modo a não onerar demasiadamente os projetos.

300. Sendo assim, recomenda-se estipular garantia financeiras para manifestação de interesse de prisma de oferta permanente, e garantia de proposta para participação na licitação. Ainda, após sagrar vencedor da área, recomenda-se o aporte de garantias de fiel cumprimento da fase de avaliação, de comissionamento e de descomissionamento, de acordo com a fase em que o projeto se encontra.

Incentivos governamentais

301. Os incentivos governamentais foram essenciais para o desenvolvimento da tecnologia de geração eólica *onshore*, hoje já consolidada. Apesar da implantação de parques eólicos *offshore* ser relativamente recente, a tecnologia usada na construção de estruturas de exploração de petróleo e gás natural em águas territoriais e de exclusividade econômica também já é madura.

302. Portanto, a justificativa que restaria para reivindicar incentivos seria o atingimento de metas ambientais, de alcance limitado no caso do Brasil, ou o desenvolvimento da indústria nacional, relevante no caso brasileiro.

303. Já os incentivos fiscais poderiam ser desdobrados a partir das seguintes iniciativas;

- a. Desoneração tributária da cadeia de equipamentos, produtos, insumos e serviços necessários para a fase de avaliação do potencial *offshore*;
- b. Desoneração tributária da cadeia de equipamentos, produtos, insumos e serviços necessários para a fase de execução do potencial *offshore* e implantação das centrais geradoras;
- c. Desoneração tributária da energia elétrica ou de hidrogênio e derivados produzidos a partir do aproveitamento do potencial *offshore*;
- d. Desoneração financeira por meio do oferecimento de linhas de crédito especiais pelo Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) e outras órgãos e instituições de fomento econômico;
- e. Desoneração financeira por meio da realização de chamadas de projetos estratégicos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) pela ANEEL, permitindo a destinação de recursos reservados pela Lei nº 9.991/2000 para os estudos necessários na fase de avaliação do potencial *offshore*;
- f. Mitigação do risco de *curtailment* por meio da realização de estudos de planejamento da rede básica de transmissão específicos para o desenvolvimento do potencial *offshore*;
- g. Mitigação do risco de *off taker* e viabilização econômica, por meio da realização de leilões regulados para atendimento do Ambiente de Contratação Regulada ou aquisição de energia de reserva, no caso de haver demanda.

304. Ademais, por ocasião dos leilões dos prismas, os critérios não financeiros, quando atendidos, podem ser tratados como bonificações a serem abatidas do lance financeiro, como será discutido na seção de critérios de julgamento das ofertas. Neste arranjo, quando atendidos, os critérios não financeiros desoneram o Bônus de Assinatura dos prismas.

Definição de matriz de risco, penalidades e garantias

305. Investimentos em infraestrutura são caracterizados por significativas despesas iniciais, que são feitas durante as fases de desenvolvimento e construção. Essas despesas devem ser cobertas por capital próprio e financiamento, e serão recuperadas apenas no futuro com as receitas geradas durante a fase de operação.

306. Portanto, o fluxo de caixa de novos empreendimentos será negativo durante as fases de desenvolvimento e construção — exatamente o momento em que o projeto está sujeito a maiores riscos.

307. Sendo assim, é importante que as obrigações e direitos emergentes da licitação de áreas para desenvolvimento de geração *offshore* sejam bem definidos no edital da licitação e nos contratos que serão firmados pelos vencedores, especificando as penalidades cabíveis e as garantias exigíveis.

308. Considerando as penalidades previstas na legislação de licitações e comumente praticadas no setor de energia elétrica, destaca-se:

- a. a aplicação de penalidades de multa por atraso na implantação de projetos;
- b. a revogação de atos de outorga e a rescisão de contratos;
- c. a aplicação de penalidade de suspensão de participar de licitações e de contratar com a administração pública (restrita a casos de infrações graves e reiteradas).

309. Ademais, a administração pública também deve exigir o aporte de garantias financeiras para assegurar o fiel cumprimento do contrato e o pagamento de penalidades aplicadas, tais como fiança bancária ou seguro garantia.

310. Por outro lado, é preciso reconhecer que os contratos a serem celebrados serão intrinsecamente complexos e incompletos, sendo impossível prever expressamente todas as possibilidades de eventos que possam afetar as condições objetivas originalmente pactuadas.

311. Deste modo, o contrato deve prever uma matriz de risco abrangente, com a alocação dos principais riscos comumente verificados em projetos de infraestrutura e contratos de longo prazo, bem como previsão para enquadramento e tratamento de eventos que possam ser caracterizados como caso fortuito, força maior, excludente de responsabilidade ou pertencentes a “álea econômica extraordinária”.

312. Como regra geral, a matriz de riscos é estipulada considerando a capacidade de previsão, de precificação dos efeitos dos riscos (considerando a classificação de ordinários e extraordinários) e a capacidade de mitigação dos efeitos econômicos e regulatórios, em termos de eficácia e eficiência, da sua limitação ou compensação.

313. Em termos práticos, o que se pretende com a estipulação da matriz de risco, é criar as condições para que, primeiro, o valor esperado do risco inerente seja minimizado e, segundo, que o risco remanescente seja alocado ao agente com melhor capacidade de gestão e precificação do risco, especialmente em relação às suas consequências sistêmicas.

314. Sendo assim, recomenda-se a adoção da seguinte matriz de riscos:

Tabela 5 – Matriz de riscos recomendada

Categoria	Risco	Álea	Responsável
Regulatório	Atraso não justificado na emissão de licenças e autorizações	Extraordinária	Poder concedente
	Alteração unilateral do contrato e das obrigações regulatórias	Extraordinária	Poder concedente
	Alteração tributária sobre a renda e o lucro	Extraordinária	Investidor
	Outras alterações tributárias	Extraordinária	Poder concedente
Ambiental	Eventos climáticos	Ordinária	Investidor
	Caso fortuito e força maior	Extraordinária	Poder concedente
Técnico	Desenvolvimento de logística e infraestrutura local	Ordinária	Investidor
	Desempenho de equipamentos e instalações	Ordinária	Investidor

	Resultados dos estudos	Ordinária	Investidor
	Obtenção de licenças e autorizações	Ordinária	Investidor
	Obtenção de Parecer de Acesso para conexão à rede elétrica	Ordinária	Investidor
Econômico	Variações de custo de capital próprio e de terceiros	Ordinária	Investidor
	Variações de taxa de câmbio	Ordinária	Investidor
	Inflação	Ordinária	Investidor
	Disponibilidade de <i>funding</i> e <i>financing</i>	Ordinária	Investidor
	Variações de CAPEX e OPEX	Ordinária	Investidor
	Viabilização econômica e financeira do projeto, após etapa de estudos e desenvolvimento	Ordinária	Investidor
	Obtenção de <i>off-taker</i> e PPA para implantação do projeto, após etapa de estudos e desenvolvimento	Ordinária	Investidor

Qualificação e habilitação dos participantes

315. A exigência de requisitos de habilitação e qualificação em licitações de projetos eólicos *offshore* é motivada pela necessidade de garantir a capacidade técnica, jurídica, econômico-financeira, fiscal e trabalhista dos participantes e, em última instância, proteger o interesse público ao minimizar o risco de os empreendimentos de geração não serem implantados tempestivamente. Tal exigência também tem por objeto evitar inadimplências no que é auxiliada pelas garantias de fiel cumprimento. Entretanto, devem também atentar para a não inclusão de barreiras que restrinjam a competição do mercado e imponham barreiras à entrada desnecessárias.

316. Sendo assim, os requisitos buscam assegurar que apenas empreendedores com adequada capacidade e intenção genuína de prosseguir com o objeto da licitação estejam concorrendo no leilão. A definição mais formal é apresentada no Art. 62 da Lei nº 14.133, de 1º de abril de 2021, ou Lei das Licitações.

Art. 62. A habilitação é a fase da licitação em que se verifica o conjunto de informações e documentos necessários e suficientes para demonstrar a capacidade do licitante de realizar o objeto da licitação, dividindo-se em:

- I - Jurídica;
- II - Técnica;
- III - Fiscal, social e trabalhista;
- IV - Econômico-financeira

317. De modo a evitar a análise de documentos que atestem todos os requisitos dos participantes da licitação, é razoável a simplificação do processo para participação, com os proponentes devendo realizar a inscrição e aportar uma garantia de proposta. Esta garantia visa proteger do não cumprimento das condições estabelecidas, como não atendimento dos critérios de habilitação, ou de desistências injustificadas. Desta forma, os proponentes já têm percepção de custo para participação da licitação, o que incentiva participação apenas daqueles comprometidos, enquanto a administração reduz custos, verificando a habilitação e qualificação apenas dos proponentes vencedores do processo licitatório.

318. Os requisitos de habilitação **jurídica** garantem que as empresas participantes estejam juridicamente aptas a assumir as responsabilidades contratuais associadas ao desenvolvimento e operação dos projetos. A análise desses documentos visa identificar e

evitar a participação de empresas que possam enfrentar problemas jurídicos que comprometam a execução do contrato, além de assegurar que os representantes legais tenham poder suficiente para agir em nome da empresa durante o processo de licitação e execução do projeto.

319. Como exemplo dos documentos a serem apresentados na habilitação jurídica, no edital do 2º Leilão de Reserva de Capacidade foi necessário apresentar:

- a. Ato constitutivo da empresa com comprovação dos poderes do Representante legal;
- b. Ficha cadastral ou certidão simplificada emitida pela Junta Comercial;
- c. Diagrama do grupo econômico, que detalha o quadro de acionistas;
- d. No caso de consórcio, Contrato de Constituição de Consórcio além da comprovação dos poderes do representante legal;
- e. Documentos específicos para caso de FIP e entidade aberta ou fechada de previdência; e
- f. Termo de Ratificação do Lance.

320. Recomenda-se que, sejam mantidos requisitos rigorosos de habilitação jurídica para garantir que as empresas participantes estejam legalmente aptas a assumir as responsabilidades contratuais relacionadas ao desenvolvimento, operação e descomissionamento dos projetos.

321. Os requisitos de habilitação **fiscal e trabalhista** têm como finalidade garantir que as empresas participantes de um leilão ou licitação estejam em conformidade com suas obrigações, assegurando que elas operem de forma regular e dentro da legalidade.

322. Como exemplo dos documentos a serem apresentados na habilitação fiscal e trabalhista, no edital do 2º Leilão de Reserva de Capacidade foi necessário apresentar:

- a. Certificado de Regularidade do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS);
- b. Certidão Conjunta Negativa de Débitos Relativos aos Tributos Federais e à Dívida Ativa da União;
- c. Certidão Negativa de regularidade fiscal com a Fazenda Estadual/Distrital e da Fazenda Municipal da sede da proponente; e
- d. Certidão Negativa de Débitos Trabalhistas (CNDT).

323. Recomenda-se a manutenção dos requisitos de habilitação jurídica, fiscal e trabalhista, uma vez que são critérios consolidados e já foram aprimorados para assegurar a regularidade das empresas nessas áreas.

324. Já em relação ao requisito **econômico-financeiro** tem como objetivo garantir que as empresas participantes de um processo de licitação possuam condições financeiras adequadas para cumprir as obrigações contratuais associadas ao projeto. Esse critério visa assegurar que as empresas tenham capacidade econômica para arcar com os custos e os riscos do desenvolvimento e da operação do projeto, evitando inadimplência ou falhas na execução.

325. Como exemplo dos documentos a serem apresentados na habilitação econômico-financeiro, no edital do 2º Leilão de Reserva de Capacidade foi necessário apresentar:

- a. Nada consta em Certidão Civil de Falência e Recuperação Judicial e Extrajudicial;
- b. Cópia do Balanço Patrimonial do último exercício social; e
- c. Documento comprovando adimplência setorial.

326. É usual ainda se especificar a necessidade de apresentar Patrimônio Líquido maior ou igual a 10% do valor do investimento declarado para o empreendimento, a partir do Balanço Patrimonial.

327. Julga-se como adequada a habilitação econômico-financeira, dada que a comprovação de Patrimônio Líquido já corresponde ao máximo valor estipulado no § 4º, Art. 69 da Lei das Licitações. Ademais outros critérios já são consolidados na realização das licitações.

328. Finalmente, o requisito **técnico** em um processo de licitação visa garantir que os participantes tenham capacidade técnica necessária para executar o projeto de forma eficiente, atendendo aos padrões exigidos de qualidade, segurança, ambientais além de cumprir cronograma de implantação.

329. É comum requisitar documentos que comprovem experiência anterior para avaliar a capacidade da empresa com base em projetos semelhantes já realizados, principalmente quando se trata de projetos de grande porte e de grande complexidade, como é o caso de projetos eólicos *offshore*.

330. O uso da capacidade técnica como requisito de habilitação é uma prática comum em diversos países. Na Colômbia, por exemplo, empresas interessadas em participar de leilões de energia eólica *offshore* devem comprovar que já participaram de algumas fases de desenvolvimento de projetos similares, como planejamento, projeto, seleção e contratação de fornecedores e construção de parques eólicos offshore. Além disso, é exigido que a empresa demonstre possuir uma capacidade instalada mínima, comprovando que tem experiência prática e condições técnicas para operar o projeto.

331. Quanto aos requisitos, no Reino Unido os projetos com capacidade de 300 MW ou mais e todos os projetos flutuantes de eólicas *offshore* devem preencher um questionário completo do Plano da Cadeia de Suprimento.

332. Ainda referido aos requisitos, no caso dos Estados Unidos, as empresas interessadas devem demonstrar experiência prévia em projetos de energia renovável, tanto internacionais quanto nacionais. Devem identificar a equipe responsável pelo gerenciamento do projeto,

incluindo nomes, cargos e experiência. Também devem ser descritos os consultores que serão envolvidos no projeto, incluindo suas experiências em projetos semelhantes. Além disso, é necessário informar quaisquer ações legais movidas contra o solicitante nos últimos 5 anos, bem como a resolução dessas questões, entre outros (BOEM, 2020).

333. O histórico recente de implantação de outros empreendimentos também pode ser exigido como requisito, para garantir que a empresa não tenha sofrido caducidade de concessão ou revogação de autorização em projetos anteriores, bem como para enumerar as penalidades por atraso na implantação. A análise do histórico recente da empresa permite verificar se ela não está impedida de participar por ter sido ineficiente na execução de outros projetos.

334. Como exemplo dos documentos a serem apresentados como requisito na habilitação técnica, no edital do 2º Leilão de Reserva de Capacidade foi necessário apresentar:

- a. Histórico na implantação de empreendimento(s) de geração nos últimos 36 meses;
- b. Para empreendimentos com potência superior a 300 MW, comprovar experiência anterior, no Brasil ou no exterior, de implantação de central geradora similar com pelo menos 1/3 (um terço) da capacidade instalada;
- c. Documento indicando profissional de nível superior para exercer a função de Responsável Técnico pelo empreendimento;
- d. Cronograma físico de implantação do empreendimento

335. Em relação à transmissão, os empreendedores devem ter experiência comprovada em instalações de transmissão para a conexão do parque eólico à rede elétrica. No que diz respeito ao descomissionamento, é necessário que os empreendedores possuam a expertise adequada para descomissionar todas as instalações, cabos, dutos, entre outros, bem como limpar o fundo do mar de quaisquer obstruções decorrentes das atividades realizadas na área arrendada, dentro de um prazo definido após o término do arrendamento. Nos Estados Unidos, o descomissionamento deve ser concluído dentro de dois anos após o término do arrendamento, seja por expiração, cancelamento ou renúncia. Na Colômbia, deve ser apresentado um Plano de Descomissionamento três anos antes do fim do período de concessão. Além disso, tanto na Colômbia quanto nos Estados Unidos, deve ser fornecida uma garantia financeira para o descomissionamento.

336. Recomenda-se que, além dos documentos atualmente exigidos para comprovar os requisitos, seja estabelecido um critério técnico adicional de experiência comprovada com a implantação e descomissionamento empreendimentos de geração, de transmissão *onshore* e *offshore* e de estruturas *offshore*, bem como com o desenvolvimento de estudos para o aproveitamento de potencial *offshore* de geração de energia elétrica.

Critérios de julgamento das ofertas

337. Além dos requisitos necessários para qualificação, recomenda-se a inclusão de critérios não financeiro de seleção, restringindo-se àqueles que não imputam ônus econômico ou

financeiro ao desenvolvimento, implantação e operação do projeto. Estes critérios não financeiros podem ser conjugados com o critério financeiro como uma bonificação percentual cumulativa a ser abatida do Bônus de Assinatura. Dentre eles pode-se considerar a contribuição presumida da proposta para o desenvolvimento da indústria nacional para propostas que atendam aos requisitos estabelecidos pelo CNPE.

338. Em outros países os critérios não financeiros estão sendo utilizados para julgamento das ofertas e seleção dos vencedores. Na Colômbia, por exemplo, a qualificação técnica é mensurada por meio da quantidade de potência em fase de projeto e em operação de usinas eólicas *offshore*, além de quantidade de quilômetros de linhas de transmissão, construídas ou operadas, com tensão superior a 100 kV.

339. Nos EUA são considerados dois critérios não financeiros no julgamento das ofertas: treinamento de força de trabalho e/ou desenvolvimento da cadeia de suprimentos e mitigação compensatória para pesca. Os proponentes devem enviar uma Estratégia Conceitual sobre os fatores que são considerados de forma binária, ou atende ou não atende, sendo atribuídos créditos no julgamento da oferta.

340. Ademais, o texto da Lei nº 15.097/2025 estabelece o pagamento de participações governamentais que poderão ser definidas pelo poder concedente em cada termo de outorga de prisma.

Art. 8º O regulamento definirá os requisitos obrigatórios de qualificação técnica, econômico-financeira e jurídica e de promoção da indústria nacional a serem cumpridos pelo interessado em prisma energético resultante de oferta permanente e de oferta planejada.

§ 1º Caberá ao poder concedente definir o valor das respectivas participações governamentais no termo de outorga de cada prisma.

...

Art. 9º A outorga de prisma sob oferta planejada será precedida de processo licitatório.

...

§ 3º O edital será acompanhado da minuta básica do respectivo termo de outorga e indicará, obrigatoriamente:

...

III - as participações governamentais referidas no art. 13 desta Lei;

...

§ 4º No julgamento, será considerado como critério, além de outros que o edital expressamente estipular, o maior valor ofertado a título de participações governamentais, nos termos do art. 13 desta Lei, conforme disposto em edital.

...

Art. 13. O instrumento convocatório e o termo de outorga dele resultante disporão sobre as seguintes participações governamentais obrigatórias:

I - bônus de assinatura, que terá seu valor estabelecido no edital e no respectivo termo de outorga e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da outorga;

II - taxa de ocupação da área, calculada em real por quilômetro quadrado (R\$/km²), cujo pagamento será realizado anualmente;

III - participação proporcional, que será paga mensalmente, a partir da data de entrada em operação comercial, correspondente a percentual, a ser estabelecido no edital, do valor da energia gerada pelo empreendimento, calculado conforme o regulamento.

§ 1º O regulamento disporá sobre a apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais devidas pelos outorgados.

§ 2º O pagamento do valor correspondente ao bônus de assinatura deverá constar do edital ou do ato convocatório.

341. Adicionalmente, a Lei de Licitações permite que seja realizado o julgamento com critérios não financeiros, desde que especificados de forma objetiva tanto os parâmetros para pontuação quanto a ponderação da pontuação para julgamento.

Art. 33. O julgamento das propostas será realizado de acordo com os seguintes critérios:

I - menor preço;

II - maior desconto;

III - melhor técnica ou conteúdo artístico;

IV - técnica e preço;

V - maior lance, no caso de leilão;

VI - maior retorno econômico.

(...)

Art. 36. O julgamento por técnica e preço considerará a maior pontuação obtida a partir da ponderação, segundo fatores objetivos previstos no edital, das notas atribuídas aos aspectos de técnica e de preço da proposta.

342. No entanto, conforme o Decreto nº 10.946, de 2022, a prioridade é dada ao benefício econômico advindo da concessão do espaço. O Art. 11 estabelece que o critério de julgamento da licitação será o de maior retorno econômico pela cessão do prisma.

Art. 11. Sem prejuízo do cumprimento de outras exigências previstas na legislação, os editais de licitação para a cessão de uso de que trata este Decreto deverão observar:

I - a exigência de apresentação de credenciais técnicas, operacionais, econômico-financeiras e jurídicas que assegurem a viabilidade e a efetivação da implantação, da operação e do descomissionamento das instalações; e

II - o critério de julgamento da licitação, que será o de maior retorno econômico pela cessão do prisma.

343. É importante fixar o princípio da exigência dos requisitos necessários para qualificação e da conveniência em incluir critérios não financeiros adicionais na seleção das propostas licitadas. Ainda que se tenha de fazer ajustes ulteriores na forma detalhada como eles serão incluídos na sistemática do leilão, em decorrência da tramitação dessas iniciativas legislativas.

344. Considerando o rito de inversão de fases, o proponente declara na submissão da documentação de qualificação para adesão à licitação que cumpre todos os requisitos necessários e quais os critérios não financeiros que ele atende. Estas qualificações são verificadas posteriormente apenas para os vencedores do leilão: sendo verificados os requisitos necessários, os vencedores são confirmados; dos lances vencedores serão abatidas cumulativamente as bonificações correspondentes aos critérios não financeiros atendidos.

345. Na Colômbia, podem participar do processo de habilitação aqueles interessados que comprovem capacidade financeira e técnica. A capacidade financeira deve ser demonstrada por pelo menos duas das seguintes opções:

a) Linha de Crédito

Tabela 6 – Avaliação Linha de Crédito. Fonte: (ANH, 2023)

Agência Avaliadora	Avaliação Mínima Escala Internacional
Standard & Poor's	BBB
Moody's	Baa2
Fitch Ratings	BBB

Fonte: (ANH, 2023)

b) Classificação de Crédito

Tabela 7 – Avaliação Classificação de Crédito.

Agência Avaliadora	Avaliação Mínima Escala Internacional
Standard & Poor's	BBB-
Moody's	Baa3
Fitch Ratings	BBB-
A.M Best	B+
Weiss Rating	B

Fonte: (ANH, 2023)

c) Indicadores Financeiros.

Tabela 8 – Avaliação Indicadores Financeiros.

Indicador	Mínimo Indicador
Patrimônio Líquido	Patrimônio registrado nas Demonstrações Financeiras igual ou superior a 20% do custo de um projeto de geração de energia eólica <i>offshore</i> com capacidade instalada igual ou superior a 200 MW, considerando um valor de três (3) milhões de dólares dos Estados Unidos da América por MW
Capacidade Patrimonial	Patrimônio Total / Ativos Totais > 20%
Indicador de Endividamento	Dívida Líquida / Patrimônio Líquido >0 e <1

Fonte: (ANH, 2023)

346. A capacidade técnica pode ser comprovada pela participação em fases de desenvolvimento de projetos de energia eólica *offshore* (estruturação, projeto, seleção e contratação de fornecedores, construção e controle de qualidade), exigindo-se experiência em 3 fases com 200 MW de capacidade instalada ou em 2 fases com 1 GW, dependendo da natureza dos projetos.

347. Em relação com critérios não financeiros de seleção dos vencedores, a Colômbia, estabeleceu que as ofertas serão qualificadas com base em um sistema de pontos, atribuídos conforme os seguintes parâmetros e pesos:

Tabela 9 – Fatores de pontuação.

Fator	Elementos da Oferta	Ponderação
1	Experiência em trâmite satisfatório de licenças ou autorizações ambientais para projetos eólicos <i>offshore</i> que permitam a construção desses projetos. Essa experiência pode ser quantificada em termos de capacidade instalada acumulada e/ou quantidade de projetos.	20%

2	Experiência em pelo menos duas (2) das seguintes fases de desenvolvimento de Projetos de Geração de Energia Eólica <i>Offshore</i> : i) estruturação, ii) design, iii) seleção e contratação de fornecedores, iv) construção. Essa experiência pode ser quantificada em termos de capacidade instalada acumulada e/ou quantidade de projetos eólicos offshore em construção ou em operação, sendo atribuída uma pontuação mais alta àqueles que comprovem experiência em projetos que estejam em operação.	60%
3	Experiência na construção e/ou operação de projetos de transmissão (nível de tensão de 110 kV ou superior) ou geração de energia elétrica a partir de Fontes de Energia Renovável Não Convencionais (FNCER) com capacidade mínima de 20 MW em mercados emergentes, definidos como países que ingressaram na OCDE a partir de 2010 ou que não são membros da OCDE.	15%
4	Experiência na execução de Programas de Transferência de Capacidades Técnicas, conhecimentos ou experiências da indústria eólica <i>offshore</i> para a indústria nacional, regional ou local, ou comunidades, no valor mínimo de Cem Mil Dólares dos Estados Unidos da América (USD 100.000).	5%

Fonte: (ANH 2023)

348. Sendo assim, de acordo com a metodologia empregada na Colômbia, a cada oferta será atribuído um número de pontos com base no tamanho, na fase em que se encontra ou no fator acreditado do projeto em que o proponente tenha demonstrado experiência, de acordo com a seguinte fórmula:

$$PF = (P1 * 20\%) + (P2 * 60\%) + (P3 * 15\%) + (P4 * 5\%)$$

Onde, P1 é a pontuação do fator 1; P2 é a pontuação do fator 2; P3 é a pontuação do fator 3 e; P4 é a pontuação do fator 4.

349. Em caso de empate na pontuação total obtida de 2 ou mais proponentes para a mesma área, o primeiro critério desempate será a maior pontuação no fator de avaliação 3.

350. No caso dos Estados Unidos, o BOEM publica o documento “diretrizes de qualificação para adquirir e manter arrendamentos e concessões de energia renovável e concessões de uso alternativo na plataforma continental exterior dos EUA”. De acordo como o (BOEM 2020), para comprovar as capacidades técnicas, as entidades devem fornecer a documentação que descreva qualquer experiência internacional ou doméstica com projetos de energia renovável ou outros projetos relacionados à energia elétrica.

351. Para demonstrar capacidade financeira, é necessário fornecer documentação que comprove acesso a capital suficiente para executar as atividades planejadas. Isso inclui um plano de financiamento detalhado, explicando como serão financiadas a aquisição da concessão e as atividades iniciais, além de descrever as fases subsequentes do desenvolvimento do projeto. Também é preciso apresentar experiência na captação de recursos para projetos similares, o perfil da empresa, sua estrutura corporativa, referências bancárias, demonstrações financeiras auditadas e informações sobre processos financeiros adversos nos últimos 5 anos, se aplicável.

352. Em relação com critérios não financeiros, nos Estados Unidos se utiliza um modelo de múltiplos fatores, com uma oferta monetária (dinheiro) e até dois fatores não monetários

(créditos de licitação). Esses créditos incentivam programas de treinamento de mão de obra e desenvolvimento da cadeia de suprimentos da indústria de energia eólica *offshore*, além de um Fundo de Mitigação para Pesca, que compensa os impactos negativos à pesca. Para se qualificar, os licitantes devem submeter uma Estratégia Conceitual. O crédito para treinamento e cadeia de suprimentos corresponde a 20% do lance, enquanto o crédito de mitigação para pesca equivale a 10%, podendo totalizar até 30%. Nesse sentido, se um licitante se qualificar para ambos os créditos de licitação, o total combinado será de 30% do lance em dinheiro. O cálculo da oferta em dinheiro, é feito da seguinte forma:

$$\text{Cash bid} = (\text{asking price}) / (1 + \text{Credit}\%)$$

353. Por exemplo, se o *asking price* for de US\$ 50 Milhões e o licitante se qualificar para ambos os créditos, o lance em dinheiro seria (US\$ 50 Milhões)/(1+30%) = US\$38,46 Milhões. Os restantes US\$11,54 Milhões correspondem ao crédito de licitação, com 7,7 Milhões para treinamento de força de trabalho e desenvolvimento da cadeia de suprimento e US\$ 3,84 Milhões para mitigação compensatório para pescarias (BOEM, 2023).

354. Referente ao esquema proposto pela Global Wind Energy Council (GWEC)¹⁹ mostrado em seguida, cabe apontar que a abordagem que propomos atinente à licitação de prismas contempla as duas caixas destacadas no quadro vermelho: os requisitos necessários para qualificação; o modo de seleção conjugando critério financeiro e critérios não financeiros. A terceira caixa, de alocação de geração, não será incluída. Porém, ela é mencionada na discussão da experiência internacional, como no caso do Reino Unido onde ela corresponde ao leilão de CfD.

Onshore Wind Auctions		Offshore Wind Auctions		
Pre-Qualification Stage Ensure project feasibility and quality bids Sets out technical specifications and minimum-level competencies required for participation in an auction.	Offtake Bidding Stage Foster effective price discovery through a competitive process Qualified bidders enter a primarily price-based competition for capacity and offtake agreements.	Pre-Qualification Stage Ensure project feasibility and quality bids Sets out technical specifications and minimum-level competencies required for participation in an auction.	Seabed Lease Bidding Stage Allocate seabed rights based on price and project value Qualified bidders enter a competition based on price and, if NPC are applied, project value. It is beneficial to introduce NPC at an earlier stage to allow for project preparation.	Offtake Bidding Stage Award offtake contract through a competitive price-based process Qualified bidders holding seabed rights enter a primarily price-based competition for offtake agreements.
Supply Chain and Industrial Strategy Unlock supply chain investment and capture long-term local value creation It is most effective to foster supply chain development through a wider industrial growth strategy, created in collaboration between government and industry, and aligned with anticipated schedules and volumes for procurement over a long term. This process of consultation, coordination and forward-planning provides visibility and certainty to investors and the wind value chain, unlocking investment and value creation over a long horizon. An industrial growth strategy should build on existing competitive advantages, drive innovation and complement auction design and criteria.				

Figura 7 – Comparação entre leilões *onshore* e *offshore* (GWEC, April 2024)

355. Como mencionado anteriormente, o rito de inversão de fase permite que a comprovação do atendimento tanto dos requisitos necessários de qualificação, quanto dos critérios não financeiros de seleção, seja realizada apenas para os vencedores finalizado o leilão.

¹⁹ GWEC Position paper a global wind energy industry perspective on integrating non-price criteria into auction frameworks, April 2024.

356. No mesmo documento citado anteriormente, a GWEC compilou diferentes abordagens que consideram critérios não financeiros no processo de seleção como indicado nos dois quadros seguintes.

MARKET	AUCTION ROUND	PRE-QUALIFICATION	PRICE CRITERIA	NPC
UK	Offshore Wind AR5 , 2023 ¹²	<ul style="list-style-type: none"> Statements in relation to supply chains Applicable planning consents Connection agreements Non-receipt of other funds under Government support schemes Certificate of incorporation Private networking CID agreements Advanced conversion technology plant will comply with physical separation requirement Specific requirements for Floating Offshore Wind 	100% on price	<p>The UK government is in the process of introducing NPC by 2025.¹³</p> <p>NPC ideas to be introduced through different models¹⁴:</p> <ol style="list-style-type: none"> ‘Top-up’ to the CID strike price Bid re-ranking Other mechanisms <p>NPC should address deployment capacity, sustainability, skills, and innovation.</p>
DENMARK	Thor Offshore Wind Farm , 2020 ¹⁵	<ul style="list-style-type: none"> Economic and financial capability Technical and professional capability 	100% on price	Sustainability and social responsibility -related NPC were introduced in May 2023 for the upcoming 9 GW offshore wind tender extending up to 2030. ¹⁶
FRANCE	Centre Manche 1 Normandy (AO4), 2023 ¹⁷	<ul style="list-style-type: none"> Technical capability Financial capability 	75% on price	<p>25% on NPC¹⁸</p> <ol style="list-style-type: none"> 15% on environmental impact <ul style="list-style-type: none"> a 2%: the number of turbines b 5%: how much money the bidder is committing: (a) to avoiding, reducing and in the last resort compensating impacts plus the decommissioning plan; and (b) to funds aimed at preserving biodiversity impacted by the project and at improving knowledge of the relevant biodiversity; c 8%: the recycling/reuse rate of the blades 10% on economic development <ul style="list-style-type: none"> a 5%: the share of installation work and studies the bidder intends to procure from SMEs b 3%: the share of Operation and maintenance procurement that will go to SMEs c 2%: the amount of community financial participation
GERMANY	Offshore wind tender, 2023	<ul style="list-style-type: none"> A bid bond of €200,000/MW of installed capacity is required. This bond secures compliance by the successful bidder with various development milestones set out in the WindSeeG and ultimately the timely commissioning of the offshore wind farm. 	60% on price	<p>40% on NPC¹⁹</p> <ol style="list-style-type: none"> 10% on contribution to decarbonisation for offshore wind energy 10% on the amount of energy produced 10% on noise reduction during foundation installation and seabed area with foundation structure 10% on contribution to skilled workforce
MARKET	AUCTION ROUND	PRE-QUALIFICATION	PRICE CRITERIA	NPC
THE NETHERLANDS	Offshore wind, Hollandse Kust (west) Wind Farm Zone VI & VII, 2019	<p>Point allocation in the form of:</p> <ul style="list-style-type: none"> Technical feasibility Economic feasibility Financial feasibility Timely realisation Conformity with regulations in the Wind Farm Site Decision 	50% on price	<p>50% on NPC²⁰</p> <ol style="list-style-type: none"> 50% on ecology innovation for the latest Hollandse Kust West Site VI 50% on system integration for the latest Hollandse Kust West Site VII
JAPAN	Round 3 tender ²¹ , 2023	<ul style="list-style-type: none"> Submit an occupancy plan Must be a Japanese entity if not a shareholding member of a Special Purpose Company (SPC) Should not violate any rules and regulations during the period of application 	50% on price	<p>Projects will be evaluated based on ‘price’ and ‘project feasibility’ in 1:1 evaluation ratio and NPC is being presented as part of project feasibility requirement²²:</p> <ol style="list-style-type: none"> 40% on project implementability 10% on community coordination and spillover economic effects
TAIWAN (CHINA)	Offshore wind Zonal Development Round, 2021	<p>Average of 70 points in their technical and financial capabilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> Technical capability (60%) <ul style="list-style-type: none"> Construction capacity, 25% Engineering design, 20% O&M plan, 15% Financial capability (40%) <ul style="list-style-type: none"> Financial integrity, 25% Capital capacity of shareholders, 15% 	100% on price, only after developers are technically and financially qualified, and have fulfilled NPC.	<p>NPC takes the form of local content requirements within the Phase 1 qualification review stage (pre-qualification stage) prior to the Phase 2 competitive auction process.²³</p> <ol style="list-style-type: none"> Industry relevance - Bidders have to meet 60% of the 26 critical development items under 4 categories and obtain at least 10 points for the 57 optional items under 5 categories.

Figura 8 – Comparação de critérios de seleção entre países (GWEC, April 2024)

357. Cabem as seguintes observações: na França o processo de seleção é na realidade um diálogo competitivo, conjugando aspectos de leilão e de barganha; na Alemanha os critérios não financeiros são usados apenas na rota planejada, com a seleção na rota *open door* decidida exclusivamente por critério financeiro; na Holanda os critérios não financeiros são

dominantemente de natureza ecológica e decisivos, sendo os vencedores usualmente anunciados meses após o encerramento leilão.²⁰

358. Como já mencionado, a Austrália²¹ recentemente aplicou um procedimento de alocação de licenças para desenvolvimento de eólica *offshore* desconsiderando qualquer critério financeiro na fase de competição. Em linhas gerais, o processo compreende os seguintes passos: (i) o governo indica preliminarmente a área a ser desenvolvida; (ii) a sociedade civil manifesta seus interesses nesta área; (iii) o governo ajusta a área a ser desenvolvida, considerando a manifestação da sociedade civil; (iv) os empreendedores apresentam propostas detalhadas de projetos para a área indicada pelo governo após o ajuste; (v) o governo avalia o mérito das propostas submetidas e seleciona aquelas que recebem licença, considerando os critérios de mérito.

359. Neste procedimento, a avaliação do mérito de cada proposta considera: (i) capacidade técnica e financeira; (ii) viabilidade aparente do projeto; (iii) adequação do proponente; (iv) interesse nacional. No entanto, a estes critérios não contemplam qualquer ponderação ou pontuação. Na realidade eles são propositalmente definidos de uma maneira ampla para garantir bastante flexibilidade ao governo na atribuição das licenças.

Frequently Asked Questions: Feasibility Licence Process. All information should be read in conjunction with the Offshore Electricity Infrastructure Act 2021 (the OEI Act), Offshore Electricity Infrastructure Regulations 2022 (the OEI Regulations) and the relevant guidelines and policies available on the Offshore Infrastructure Registrar's website²².

Merit Criteria Assessment

*This FAQ describes the Offshore Infrastructure Registrar (the Registrar)'s approach to assessing applications and providing advice to the Minister. **The Minister is the ultimate decision maker regarding the offer of licences***

Is each merit criteria weighted?

*The merit criteria have been **designed to be broad** to allow for **flexibility** and are **not intended to be weighted or scored**. Competitive considerations of higher or lower merit are intended to apply where there are overlapping applications. The Guideline provides examples to indicate how an application may be assessed as of higher merit than another.*

360. A Escócia realizou um leilão em 2021 que conjugava critérios financeiros e não financeiros tendo em vista dois objetivos: ter suficiente confiança no sucesso do projeto e hierarquizar as propostas para identificar os vencedores. As informações coletadas são revisadas via o processo de auditoria por amostragem, que são realizadas enquanto se processa as avaliações. Também pode ser identificadas informações que necessitem de clarificação. Porém, tal clarificação não permite modificar detalhes da proposta²³.

²⁰ *Offshore Wind Development Program, Scenarios for offshore wind development in Brazil, World Bank Group.*

²¹ Australian Government, Offshore Infrastructure Registrar (www.offshoreregistrar.gov.au).

²² Australian Government, Offshore Infrastructure Registrar (www.offshoreregistrar.gov.au).

²³ ScotWind Leasing, Seabed leasing for new offshore wind farms, Offer Document April 2021.

361. Um formulário de aplicação deve ser respondido, e as respostas são utilizadas para um ordenamento grosseiro (*coarse grading*) das propostas. Também é realizada uma pontuação detalhada de cada proposta. E um número aleatório é gerado na submissão de cada proposta.

362. As propostas são ordenadas considerando a seguinte hierarquia de critérios:

- a. Ordenamento grosseiro;
- b. Lance financeiro;
- c. Pontuação detalhada;
- d. Número aleatório.

363. A seleção das propostas é processada seguindo o ordenamento obtido, sendo descartadas as propostas que estiverem situadas a menos de 5 km de alguma proposta já selecionada.

Recomendações para a licitação de Prismas no Brasil

364. No desenvolvimento de prismas no leito marinho no Brasil, recomenda-se a adoção de um modelo de licitação que conceda exclusividade temporária ao vencedor, com duração de 10 anos, com possibilidade da opção de prosseguir com o projeto. Esse período permitirá a realização de estudos detalhados antes da decisão sobre a implantação do projeto, o que aumentaria o prazo de ocupação da área para construção, operação e descomissionamento, com possibilidade de renovação.

365. A realização de pré-estudo para definição de setores poderá ocorrer por meio de oferta planejada, realizada pela EPE, ou de forma independente, através da proposição de setores pelos interessados. Recomenda-se a adoção de sistemática de leilão *clock* padrão simultâneo de forma a permitir a revelação de preços através da indicação de preferência de áreas a cada rodada. Os critérios não financeiros atendidos serão incluídos como bonificações percentuais a serem abatidas do preço de lance.

366. Ademais, recomenda-se que as licitações ocorram em rodadas anuais para equilibrar a oferta e a demanda, mitigando o risco de *curtailments* e acompanhando a curva de maturidade e aprendizado da tecnologia no contexto nacional. Isto é crucial, se o leilão de área não for seguido por um leilão para alocar a geração dos projetos.

367. Também, o planejamento da geração e transmissão devem ocorrer de forma conjunta, sendo importante considerar a capacidade de escoamento da rede ao selecionar as áreas. Entretanto, é responsabilidade do vencedor da área a realização de estudos mais aprofundados para considerar a viabilidade do escoamento local, e dar apoio a EPE e/ou ONS para realizar a análise do efeito sistêmico antes de decidir pelo prosseguimento da implantação do projeto eólico.

368. Garantia de fiel cumprimento é uma ferramenta importante para evitar que haja uma reserva de mercado sem custo, sendo relevante a requisição de garantias nas fases de estudo, de implantação (até que ocorra a entrada em operação) e para garantir o

descomissionamento. Ainda é necessário que se estabeleça as respectivas penalidades de forma a dar o correto incentivo financeiro para execução de todas as etapas do projeto.

369. O edital e os contratos de áreas de projetos *offshore* devem estabelecer uma matriz de risco abrangente de modo a minimizar o valor esperado do risco inerente e, posteriormente, alocar o risco remanescente ao agente com melhor capacidade de gestão e precificação do risco.

370. Ainda, entende-se que as tecnologias necessárias para desenvolvimento de parques eólicos *offshore* já são dominadas, pois conjugam expertise tanto em eólicas *onshore* quanto em petróleo e gás *offshore*. Portanto, restaria reivindicar incentivos governamentais para o atingimento de metas ambientais, de alcance limitado no caso do Brasil, ou para o desenvolvimento da indústria nacional, relevante no caso brasileiro, que poderiam ser materializados a partir das seguintes alternativas:

- a. Desoneração tributária da cadeia de equipamentos, produtos, insumos e serviços necessários para a fase de avaliação do potencial *offshore*;
- b. Desoneração tributária da cadeia de equipamentos, produtos, insumos e serviços necessários para a fase de execução do potencial *offshore* e implantação das centrais geradoras;
- c. Desoneração tributária da energia elétrica ou de hidrogênio e derivados produzidos a partir do aproveitamento do potencial *offshore*;
- d. Desoneração financeira por meio do oferecimento de linhas de crédito especiais pelo Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) e outras órgãos e instituições de fomento econômico;
- e. Desoneração financeira por meio da realização de chamadas de projetos estratégicos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) pela ANEEL, permitindo a destinação de recursos reservados pela Lei nº 9.991/2000 para os estudos necessários na fase de avaliação do potencial *offshore*;
- f. Mitigação do risco de *curtailment* por meio da realização de estudos de planejamento da rede básica de transmissão específicos para o desenvolvimento do potencial *offshore*;
- g. Mitigação do risco de *off taker* e viabilização econômica, por meio da realização de leilões regulados para atendimento do Ambiente de Contratação Regulada ou aquisição de energia de reserva, no caso de haver demanda.
- h. Inclusão dos critérios não financeiros como bonificações percentuais a serem abatidas do preço de lance

371. Convém estabelecer diretrizes para o estabelecimento de requisitos necessários para habilitar e qualificar participantes, e de critérios não financeiros adicionais que contribuam na seleção dos vencedores da licitação:

- a. Os **requisitos** especificam condições necessárias para habilitar e qualificar os proponentes a participar da licitação.
- b. Os **critérios** não financeiros especificam aspectos adicionais que contribuem para a seleção dos vencedores da licitação

372. A adoção de requisitos obrigatórios de habilitação nas licitações de projetos eólicos *offshore* visa garantir que os participantes atendam a parâmetros técnicos, jurídicos, econômico-financeiros, fiscais e trabalhistas mínimos. Os requisitos de habilitação devem garantir a competitividade sem criar barreiras. Recomenda-se, portanto, a consideração de requisitos obrigatórios de habilitação.

373. Além dos requisitos obrigatórios de habilitação, recomenda-se estabelecer critérios não financeiros que contribuam para a seleção das propostas vencedoras no processo licitatório.

374. Estes critérios podem reconhecer a experiência do proponente em desenvolvimento de infraestrutura *offshore* ou parque eólicos. Também, reconhece a contribuição da proposta para o desenvolvimento da indústria nacional. Especificamente, estes critérios podem ser internalizados como uma bonificação percentual a ser abatida do Bônus de Assinatura, contribuindo assim para a desoneração da proposta.

375. Destaca-se que a utilização de metodologia similar a utilizada pelo BOEM para ponderação do lance permite que seja feita a inversão de fases do leilão, onde o proponente apenas declara atender os critérios de habilitação e critérios não financeiros de julgamento, que serão verificados após final do leilão e apenas para os proponentes vencedores.

376. Na minuta de portaria de diretriz e sistemática de leilão, apresentada mais adiante, detalha-se a recomendação para a inclusão dos critérios não financeiros diretamente na fórmula do preço de lance:

$$\text{Preço de Lance} = \frac{BA}{(1 - QT - IN)}$$

onde:

BA – Bônus de assinatura ofertado pelo proponente;

QT – critério de seleção qualitativo não financeiro referente à qualidade técnica do proponente, aplicado de forma cumulativa a diferentes aspectos de expertise que pode chegar ao limite de 20% do preço de lance.

IN – critério de seleção qualitativo não financeiro referente ao incentivo à indústria nacional, igual a 10% do preço de lance, caso a proposta atenda aos requisitos estabelecidos pelo CNPE.

377. Como proposto, eles resultariam numa ponderação de 70% para o critério financeiro e de 30% para os critérios não financeiros, no que estaria alinhada com o proposto pelo Banco Mundial²⁴.

378. Do ponto de vista legal, a Lei das licitações prevê expressamente a possibilidade de utilização de critérios não financeiros no julgamento dos lances. Entretanto, o Decreto nº 10.946, que regulamenta a cessão de área para implantação de empreendimento *offshore*, deixa expresso que o critério para julgamento deve ser o de maior retorno econômico, que pode ser entendido como o maior valor pago pela área ou como uma combinação de fatores econômicos, tecnológicos e socioambientais que resultem em retorno econômico pela cessão do prisma. Porém, para inclusão de critérios não financeiros que não trazem retorno econômico, o decreto precisa de alterações.

²⁴ *Offshore Wind Development Program, Scenarios for offshore wind development in Brazil, World Bank Group.*

CONCLUSÃO

379. O presente relatório tem como objetivo principal propor um modelo regulatório robusto e eficiente para a outorga de empreendimentos de geração de energia elétrica *offshore* no Brasil, visando impulsionar o desenvolvimento sustentável e a segurança jurídica do setor, cuja relevância tem se tornado crescente com o amadurecimento da tecnologia e dos modelos de negócios. Seguindo tendência mundial, o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* terá necessariamente uma grande repercussão no Brasil, que conta oportunidades diferenciadas por conta, dentre outros, da grandiosidade da costa brasileira, bem como da maturidade de exploração da energia eólica onshore e de petróleo e gás em águas profundas.

380. Ao longo deste estudo, demonstrou-se a importância da definição criteriosa dos prismas de áreas para aproveitamentos *offshore*, considerando tanto o potencial técnico quanto as restrições ambientais, de navegação e de defesa nacional.

381. Nesse sentido, considerando a experiência brasileira de crescente complexidade e conflitos de interesses nos processos de licenciamento ambiental, o estudo também ressalta a relevância de prover maior racionalidade na aprovação de Declaração de Interferência Prévia – DIP anteriormente a definição dos prismas marítimos a serem ofertados no processo de outorga de empreendimentos *offshore*. Nesta direção, a implantação de um portal único é de extrema relevância.

382. A implementação de um processo de Declaração de Interferência Prévia (DIP) eficiente e centralizado em um Portal Único de Gestão, emerge como um elemento crucial para garantir a compatibilidade entre os diferentes usos do espaço marítimo e agilizar o licenciamento dos projetos.

383. Além disso, foram apresentadas diretrizes detalhadas para a licitação dos prismas, incluindo a definição clara das responsabilidades dos investidores, a necessidade de garantias financeiras e a importância de critérios de julgamento que valorizem tanto o retorno econômico quanto a qualidade técnica e a sustentabilidade dos projetos.

384. A rota de oferta antevista para os prismas marítimos contempla duas modalidades: oferta planejada, objeto de licitação pelo governo; oferta permanente, de iniciativa privada, objeto de licitação apenas quando houver múltiplos interessados não conciliados em um mesmo prisma. A oferta de prismas planejada deve ser intrinsecamente coerente quanto às DIPs, em decorrência dos estudos que antecedem o próprio processo de planejamento. Porém, na oferta permanente podem aflorar incoerências até por conta da celeridade em se buscar capturar oportunidades.

385. Haverá conveniência das licitações, quando for o caso, buscarem conciliar critérios financeiros e não financeiros, além dos requisitos técnicos necessários para habilitação dos projetos. Poderá ser vantajoso ter um leilão aberto simultâneo que incorpore o critério não financeiro como uma bonificação aplicada ao critério financeiro. Isto resulta numa sistemática muito próxima dos leilões de energia existente realizados no Brasil, o que permite aproveitar uma experiência já disseminada no país.

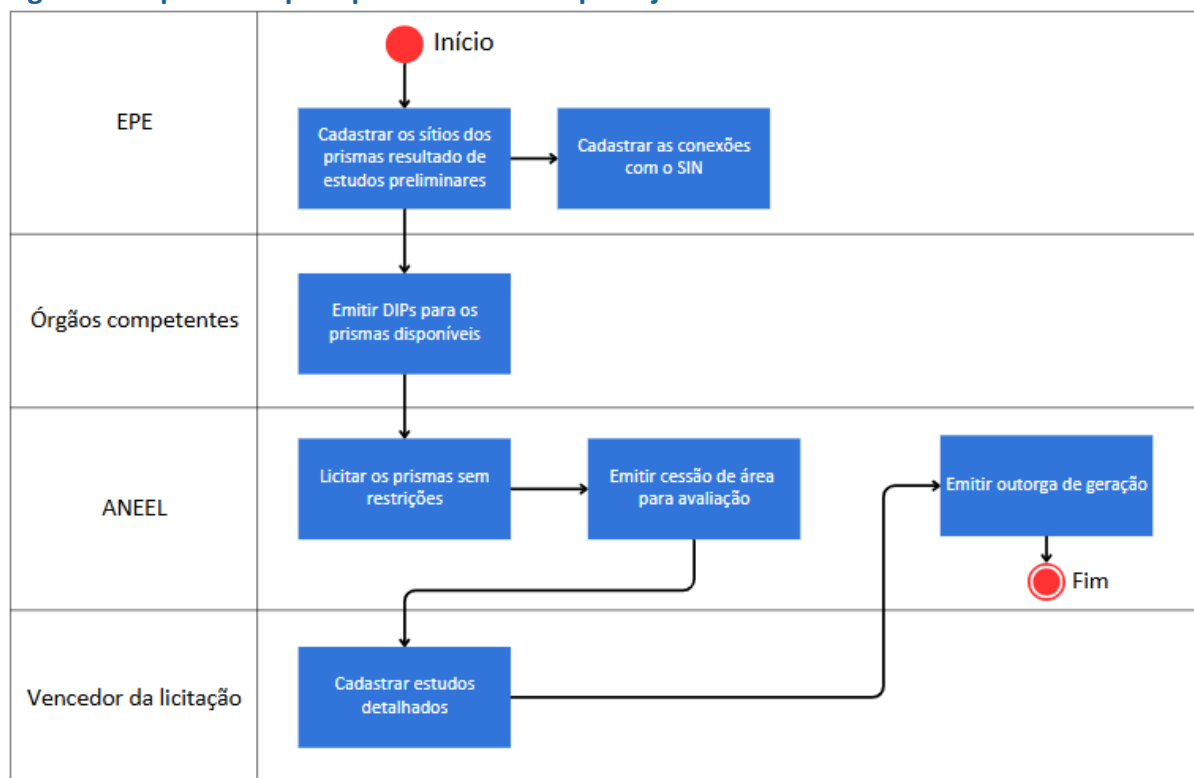
386. Os projetos eólicos offshore tendem a ser superlativos, em escala, em custos, em prazos, e, conseqüentemente, também em risco. Portanto, é de suma importância ter uma matriz de alocação de risco clara. O pior risco é aquele não identificado e não precificado, que frequentemente será não gerenciável ao se materializar.

387. A implementação das recomendações aqui propostas tem o potencial de atrair investimentos significativos para o setor eólico *offshore* brasileiro, promover o desenvolvimento tecnológico nacional e garantir a sustentabilidade ambiental e social dos projetos. A adoção de práticas internacionais bem-sucedidas, adaptadas à realidade brasileira, pode acelerar o desenvolvimento do setor e garantir a sua competitividade no longo prazo.

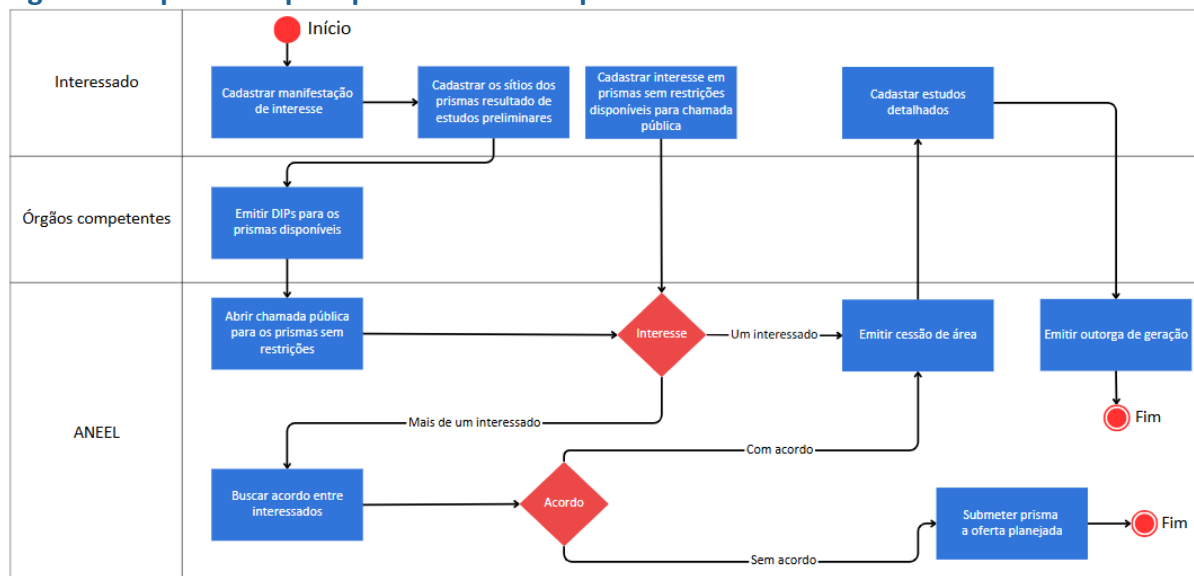
388. Em suma, um marco regulatório claro e eficiente é fundamental para o desenvolvimento do setor eólico *offshore* no Brasil. O monitoramento contínuo e a adaptação das regulamentações para acompanhar a evolução tecnológica e as mudanças no cenário energético são essenciais para garantir o sucesso e a sustentabilidade do setor a longo prazo, contribuindo para a diversificação da matriz energética nacional e para o cumprimento das metas de descarbonização do país.

ANEXO 1 – FLUXOGRAMAS DOS PROCESSOS DE OFERTA DO PRISMA

Fluxograma do processo para prisma de oferta planejada



Fluxograma do processo para prisma de oferta permanente



ANEXO 2 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE DIP

