

Benchmark international sur le cadre de développement de l'éolien en mer

Version publique

Compass Lexecon

Mai 2023



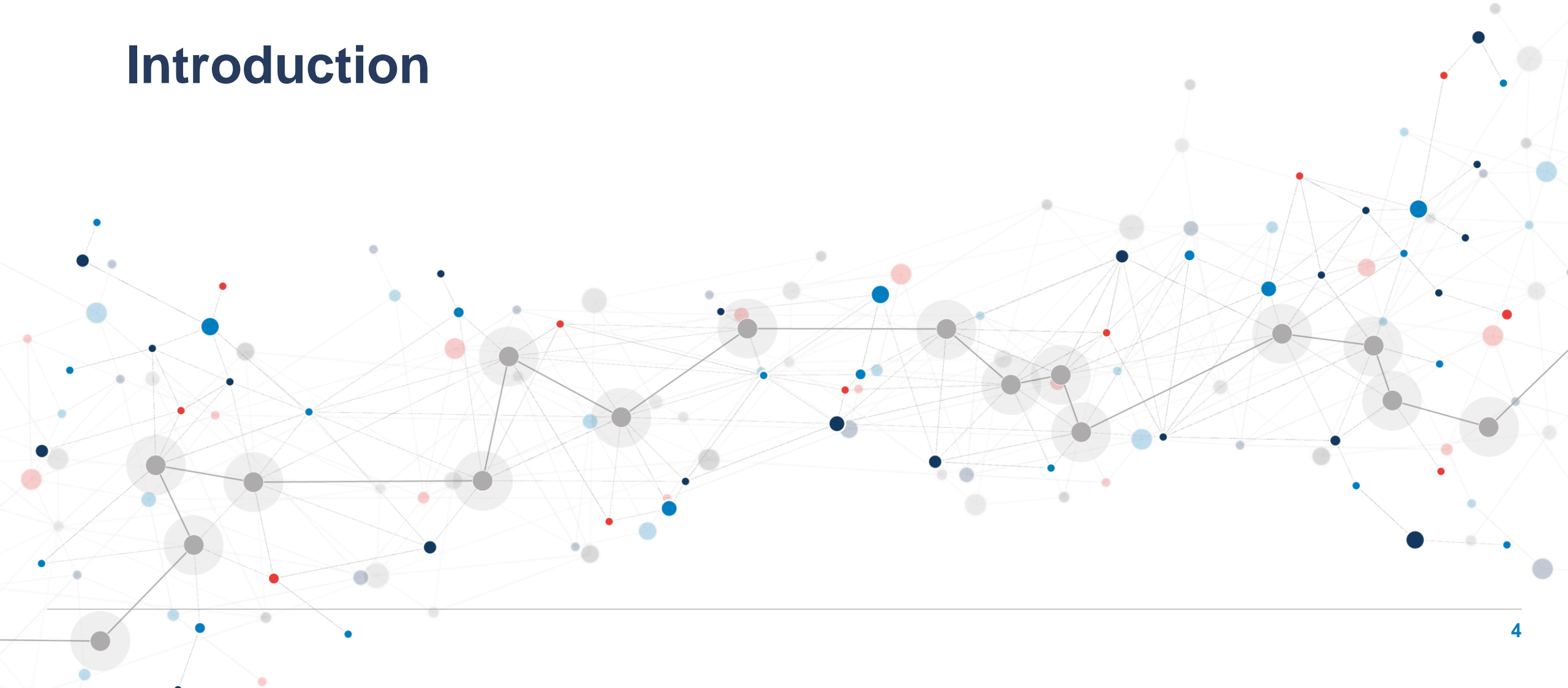
Sommaire

Introduction	4
Résumé exécutif	9
Contexte du développement de l'éolien en mer en France	20
Benchmark international – Fiches pays	23
Benchmark international – Analyse transverse	64
Enjeux, facteurs clefs du succès et recommandations pour la France	80

Liste des abréviations

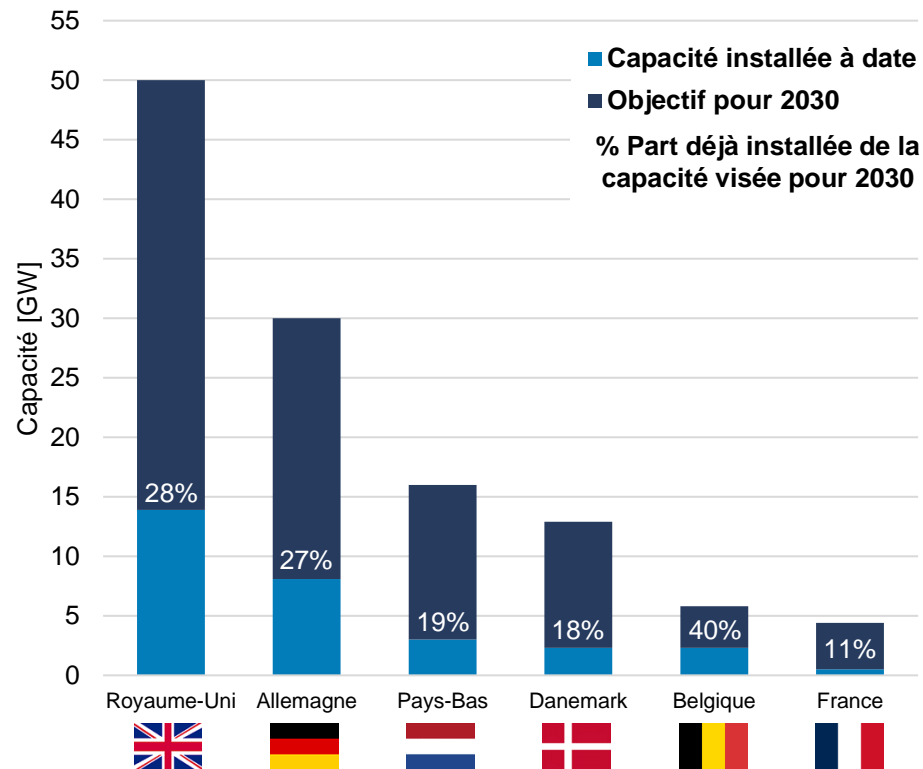
AO	Appel(s) d'offres	LCOE	Coût actualisé de l'énergie <i>(levelised cost of energy)</i>
CA	Courant alternatif	Loi APER	Loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables
CAPEX	Dépenses d'investissement <i>(capital expenditures)</i>	Loi ASAP	Loi d'accélération et de simplification de l'action publique
CCHT	Courant continu à haute tension	Loi ESSOC	Loi pour un État au service d'une société de confiance
CfD	Complément de rémunération à double sens <i>(contract-for-difference)</i>	MEET	Ministères Écologie Énergie Territoires
CNDP	Commission nationale du débat public	MOG	Réseau modulaire en mer <i>(Modular Offshore Grid)</i>
CR	Complément de rémunération	OFTO	Propriétaire de réseau de transport en mer <i>(Offshore transmission owner)</i>
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat	OPEX	Dépenses d'exploitation <i>(operational expenditures)</i>
EIE	Étude d'impact environnementale	PPA	Contrats d'achat d'électricité <i>(power purchase agreements)</i>
EnR	Énergies renouvelables	PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
ETP	(emploi) Equivalent temps plein	SGMer	Secrétariat général de la mer
GRT	Gestionnaire du réseau de transport	Transfo	Transformateur électrique
IPC	Indice des prix à la consommation	UE	Union européenne
IRA	Loi américaine sur la réduction de l'inflation <i>(inflation reduction act)</i>		
ISO	Gestionnaire indépendant du système <i>(independent system operator)</i>		

Introduction



Contexte de l'étude

Éolien en mer – capacité installée et objectifs pour 2030



Source: Analyse Compass Lexecon à partir des objectifs définis dans la déclaration multilatérale de la plateforme des pays de la Mer du Nord pour la coopération dans l'énergie (septembre 2022) et des données de GRIP RCG.

- L'Union européenne et les États membres ont de fortes ambitions pour l'éolien en mer. Dans un contexte de crise énergétique, les objectifs de développement de cette filière clef pour l'atteinte de la neutralité carbone ont été considérablement réhaussés.
- Le rythme de déploiement de l'éolien en mer reste très hétérogène en Europe. En France, l'éolien en mer a connu un développement plus lent que ses voisins, malgré un gisement de premier plan et des objectifs ambitieux.
- Les retards en France sont notamment dus à un processus d'autorisation relativement long et complexe, ralenti par des contestations et des recours. Le calendrier d'appels d'offres jusqu'en 2023 n'a été que partiellement accompli.
- Des évolutions législatives récentes (lois ESSOC, ASAP et APER) visent une accélération du développement de l'éolien en mer mais pourraient s'avérer insuffisantes pour assurer un développement à la hauteur des objectifs.

Compte tenu des retards observés pour les premiers parcs mis en service en France, il est utile de réinterroger le cadre réglementaire en s'appuyant sur les retours d'expérience et les pratiques notables dans différents pays en Europe et à l'international.

Objectifs de l'étude

- La CRE a mandaté Compass Lexecon afin de **produire une analyse comparative** (*benchmark*) de huit pays visant à identifier :
 - **Les enjeux et facteurs clefs de succès** pour le développement de l'éolien en mer dans les différents pays, et
 - **Les axes d'évolution pertinents**, au travers de recommandations, compte tenu des spécificités du contexte français.
- Cette étude vise à explorer les enjeux stratégiques et les leviers suivants :

Enjeux stratégiques

Accélérer le rythme de déploiement de l'éolien en mer pour atteindre les cibles définies par l'État

En cas de soutien public, maîtriser le coût pour les finances publiques et contrôler la rémunération des producteurs

Préparer l'intégration d'un développement massif de l'éolien en mer (et autres énergies intermittentes) dans le système énergétique

Leviers

1. Procédures efficaces
permettant un développement rapide de projets

2. Soutien financier adéquat
permettant notamment une prévisibilité suffisante sur les revenus et une allocation des risques optimale

3. Accès au réseau prévisible et robuste
favorisant le développement de projets et minimisant les contraintes

Questions clés abordées dans le cadre de l'étude

1. **Rationaliser les procédures**, longues, complexes et rigides, faisant notamment l'objet de contestations

- **Organisation entre administrations** : Quelles interactions et relations pour assurer une coordination efficace, y compris avec les développeurs ?
- **Acceptabilité** : Comment accélérer le rythme de développement tout en favorisant l'adhésion du public ?
- **Différentiation technologique** : Convierait-il d'envisager des modalités spécifiques pour l'éolien flottant, étant donné le moindre niveau de maturité et les spécificités de cette filière ?

2. **Réinterroger les modalités d'attribution et la forme du soutien** pour un partage efficace et juste des risques et opportunités

- **Périmètre des appels d'offres** : Serait-il pertinent de regrouper des appels d'offres ? D'octroyer le soutien séparément des droits fonciers, à l'image du Royaume-Uni ?
- **Critères de sélection** : Faut-il faire évoluer les critères qualitatifs existants et/ou leur poids ? Convierait-il d'en ajouter d'autres ou d'en remplacer certains par des obligations ?
- **Evolution du rôle, de la forme et de la part du soutien** : Dans un contexte de maturation de la filière, que doit viser le soutien ? Quelle forme de soutien serait la plus adaptée ? Quelle articulation avec les PPA privés ?

3. **Assurer une intégration efficace au système et au réseau** et une répartition adéquate des responsabilités et risques

- **Intégration de l'éolien en mer** : Comment assurer la pleine intégration dans le système énergétique, dans une optique de massification ?
- **Développement du réseau** : Quelle prévisibilité apporter sur le développement du réseau ? Quels engagements de la part du GRT sur la disponibilité du réseau ?
- **Responsabilités entre développeur et GRT concernant le raccordement** : Quel partage ? Quelles pénalités et incitations pour une mise en service rapide du raccordement ?

Périmètre géographique, approche et points d'attention

- Compass Lexecon a conduit **une analyse comparative** approfondie, en se focalisant sur les huit pays suivants :

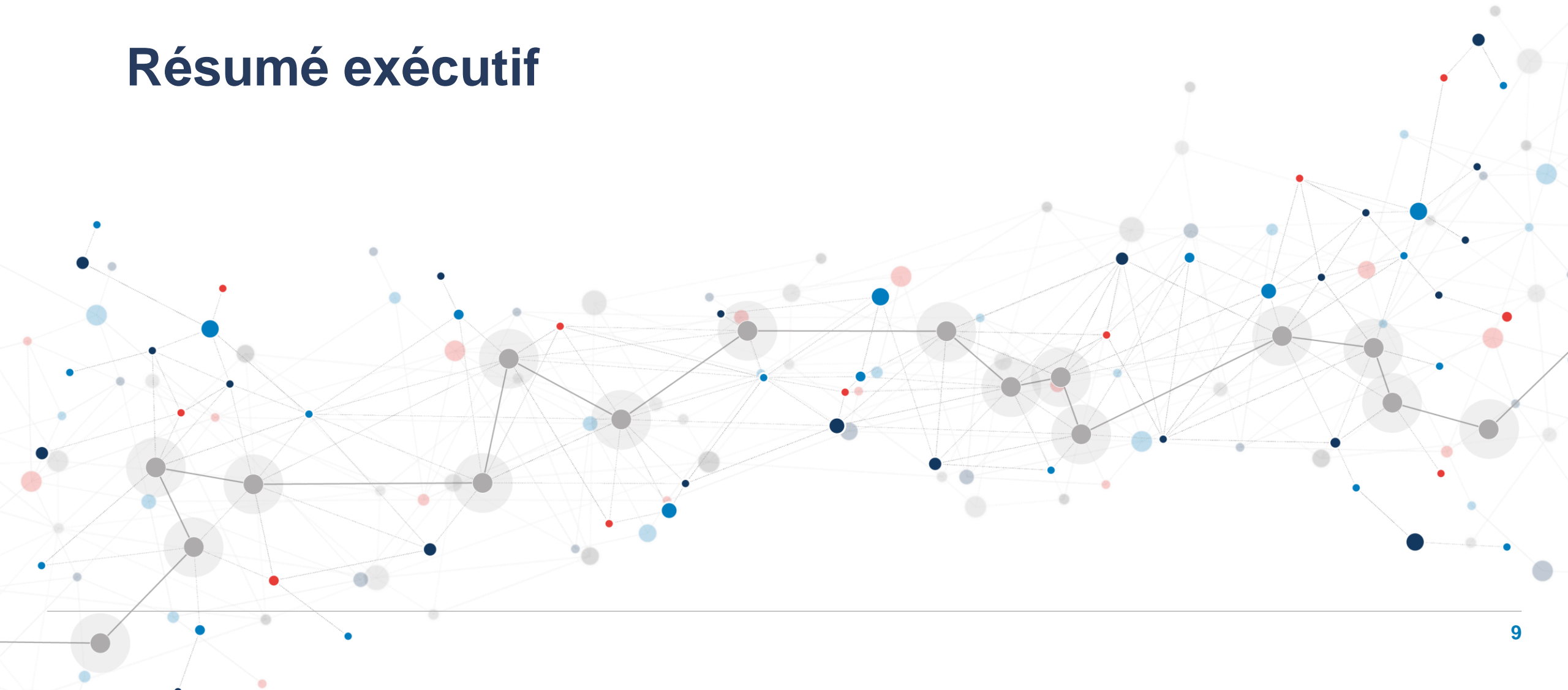
Liste des pays analysés dans le cadre du benchmark	Pays-Bas	Allemagne	Royaume-Uni	Danemark	Belgique	États-Unis (New York)	Irlande	Norvège
								

- Une série d'entretiens a été menée avec un **panel d'experts internationaux** (GRT, administrations publiques, développeurs, experts académiques etc.).
- Ce rapport public est un extrait de l'étude et de l'ensemble des travaux réalisés par Compass Lexecon pour la CRE. Il ne vise pas à couvrir de manière exhaustive l'ensemble des aspects analysés mais à en synthétiser les points clefs et recommandations.

Points d'attention


- L'ambition n'est pas de fournir un modèle clef en main pour la France mais de signaler des améliorations cohérentes avec les enjeux et objectifs de développement de l'éolien en mer, tout en mettant en évidence les prérequis et équilibres à trouver entre les différents objectifs.
- Il convient de veiller à la cohérence de l'ensemble des évolutions envisagées. Les différents enjeux et recommandations présentent des interdépendances fortes et ne doivent pas être considérés de manière isolée.
- Le benchmark est fondé sur notre analyse économique et réglementaire des politiques publiques susceptibles de favoriser le développement de l'éolien en mer. Une évaluation juridique approfondie permettra d'identifier les prérequis à leur mise en œuvre.

Résumé exécutif







État des lieux de l'éolien en mer en France

Aperçu et points saillants

Pays	Contexte
France 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 0,5 GW / Objectif 2030 : 4,4 GW • Calendrier d'appels d'offres publié en amont (en 2020 jusqu'en 2023) • Gisement éolien en mer de premier plan, notamment pour l'éolien en mer flottant
	<h3 data-bbox="1047 565 1786 605">Éléments de design clefs / points saillants</h3> <p data-bbox="435 648 614 676">Procédures</p> <ul style="list-style-type: none"> • Concernant la planification des sites, les responsabilités et les ressources sont réparties entre plusieurs administrations. Le calendrier d'AO jusqu'en 2023 a été partiellement accompli. • Le lauréat de l'AO a le droit de réaliser et d'exploiter le projet, et est chargé de demander l'autorisation environnementale unique. En cas de recours, le Conseil d'État est compétent en premier et dernier ressort. <p data-bbox="435 839 695 868">Soutien financier</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mécanisme de CfD (CR symétrique), s'appuyant sur des prix de marché de référence à des mailles plus ou moins larges selon l'AO. • Indexation pour 70% du montant jusqu'à la mise en service, correspondant aux CAPEX, et indexation pour 30% du montant pendant la durée du contrat de soutien, correspondant aux OPEX. • Le cadre réglementaire pour l'éolien en mer flottant est très proche de celui de l'éolien en mer posé et la différenciation des modalités de soutien n'est pas envisagée à date. <p data-bbox="435 1068 797 1096">Raccordement / Réseau</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le GRT (RTE) est responsable du raccordement. • RTE transmet les contraintes relatives au réseau aux autorités en amont pendant la planification. • Des solutions de raccordement <i>optimisées</i>, où RTE ne s'engage que sur une disponibilité du réseau limitée, sont disponibles pour l'éolien terrestre mais pas pour l'éolien en mer.





État des lieux international de l'éolien en mer

Aperçu et points saillants

Pays	Contexte	Éléments de design clefs / points saillants
Pays-Bas 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 3 GW / Objectif 2030 : 16 GW • Gisement éolien en mer important • Calendrier d'appels d'offres publié très en amont, jusqu'en 2027 	<ul style="list-style-type: none"> • Planification et autorisation centralisées au sein d'une autorité en guichet unique (transition récente depuis un modèle décentralisé) • Permis unique et flexible octroyé à l'issue d'AO sans soutien (avec critères innovants d'intégration au système et rétribution financière versée à l'État) • Raccordement par le GRT sur le fondement d'un modèle standardisé
Allemagne 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 8,1 GW / Objectif 2030 : 30 GW • Gisement éolien significatif, mais espace maritime et réseau à risque de saturation • Calendrier d'appels d'offres publié très en amont, jusqu'en 2027 	<ul style="list-style-type: none"> • Planification et autorisation centralisées au sein d'une autorité en guichet unique (valable pour la voie de développement centralisée) • AO sans soutien, autorisant le versement de rétributions financières à l'État • Nouvelle voie de développement non-centralisée, transférant la responsabilité de certaines études des autorités au développeur
Royaume-Uni 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 13,6 GW / Objectif 2030 : 50 GW (dont 5 GW flottant) • Chef de file dans le développement de la filière • Gisement éolien en mer de premier plan • Enjeu d'exploiter le savoir-faire de l'offshore pétrolier 	<ul style="list-style-type: none"> • AO distincts pour le foncier et le soutien, exclusivement en prix • Développement relativement décentralisé, notamment pour le choix et les études des sites, ainsi que l'octroi des autorisations • Mécanisme de CfD (CR symétrique), couvrant tout ou partie du parc • Raccordement maritime construit par le développeur et exploité par un tiers
Danemark 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 2,3 GW / Objectif 2030 : 12,9 GW • Pionnier dans le développement de la filière • Gisement éolien en mer important • Projets d'îles énergétiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Développement centralisé : une seule autorité rassemblant planification, attribution et autorisation, en guichet unique • Mécanisme de CfD avec transferts plafonnés • Raccordement maritime construit et exploité par le développeur

État des lieux international de l'éolien en mer

Aperçu et points saillants

Pays	Contexte	Éléments de design clefs / points saillants
Belgique 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 2,3 GW / Objectif 2030 : 5,8 GW • Espace maritime contraint et problématiques d'équilibre liées à la concentration de la production • Mise en service du prochain parc prévue après 2028 	<ul style="list-style-type: none"> • Centralisation des responsabilités de planification des sites • Permis unique et soutien octroyés à l'issue d'AO conjoints foncier et soutien • Soutien sous la forme de CfD avec transferts plafonnés, permettant la signature de PPA privés pour une partie de la production • Raccordement maritime mutualisé à travers le MOG, établi par le GRT
États-Unis 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 0,04 GW / Objectif 2030 : 30 GW • Potentiel massif, particulièrement pour l'éolien flottant • Compétences réparties entre niveau fédéral et étatique • Filière en plein essor grâce aux subventions de l'IRA 	<ul style="list-style-type: none"> • AO fonciers organisés au niveau fédéral, distincts des AO soutien organisés au niveau de chaque État • New-York : AO proposant un menu d'options de soutien • Coûts de renforcement du réseau terrestre à la charge du développeur
Irlande 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 0,02 GW / Objectif 2030 : 7 GW • Gisement et positionnement unique, pour l'éolien posé et flottant • Contraintes de réseau structurelles et sensibilité du système aux perturbations 	<ul style="list-style-type: none"> • Transition prévue d'un modèle décentralisé vers un modèle centralisé (au niveau de la planification, des autorisations et du raccordement) • Mécanisme de CfD • Raccordements dont la disponibilité peut être temporairement réduite, dans l'attente de la résolution des contraintes structurelles du réseau
Norvège 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance installée : 0 GW / Objectif 2030 : 4,5 GW • Potentiel massif, particulièrement pour l'éolien flottant • Enjeu de tirer parti de l'expertise de l'industrie pétrolière offshore 	<ul style="list-style-type: none"> • Modèle de développement centralisé • Pour l'éolien posé : AO conjoint pour foncier et soutien (CfD plafonnés) • Pour l'éolien flottant : AO pour l'octroi du foncier (basé exclusivement sur des critères qualitatifs) suivi de l'AO pour l'octroi du soutien (CfD à préciser) • Développeur responsable du raccordement maritime

Enjeux et facteurs clés du succès

Planification et Autorisation

Enjeux et facteurs clés du succès

**A**

L'arbitrage optimal entre une planification de l'espace maritime pour l'éolien en mer centralisée (par la puissance publique) ou décentralisée (menée en partie par les développeurs des projets) dépend du potentiel à développer, du stade de développement de la filière et des moyens dont dispose la puissance publique.

B

Une stratégie de développement apportant une visibilité élevée sur les objectifs, les moyens engagés (financiers et humains) et le séquençage chronologique est de nature à favoriser la coordination et la massification. Il convient également de s'appuyer sur le secteur privé pour minimiser les asymétries d'information et favoriser l'innovation, notamment pour les filières en voie de maturation telles que l'éolien flottant.

C

L'octroi des autorisations au moyen d'un guichet unique, où une seule autorité agit en tant que point de contact du développeur pour toutes les démarches, peut limiter les échecs et retards, à condition que l'autorité désignée dispose de pouvoirs, compétences, moyens et d'un cadrage institutionnel suffisant pour internaliser les contraintes au sein des administrations et gérer les arbitrages efficacement.

D

Des processus de planification (sélection des sites) et d'autorisation (octroi des permis) fortement articulés peuvent générer des gains d'efficacité et réduire les délais de mise en service. En particulier dans un espace contraint, la coordination par les autorités de certaines études, telles que l'étude d'impact environnemental, peut contribuer à lever certains risques et renforcer la robustesse juridique du processus. Pourtant, cela pourrait réduire les marges de manœuvre laissées aux développeurs pour optimiser le design des parcs et pour innover.

Recommandations pour la France

Planification et Autorisation

Recommandations pour la France



1

Explorer l'opportunité de confier la planification de l'espace maritime pour l'éolien en mer à une seule entité publique, à l'image du Danemark et de l'Allemagne, dotée des compétences nécessaires et des ressources suffisantes.

2

Améliorer la visibilité à moyen-long terme pour la filière dans le cadre de la prochaine PPE 24-33, avec un échéancier d'AO politiquement engageant pour la décennie à venir, à l'image des Pays-Bas, précisant notamment les modalités envisagées pour développer l'éolien en mer flottant, d'éventuels projets innovants et le rôle de l'initiative privée.

3

Explorer la mise en œuvre d'un guichet unique, où une seule autorité agit en tant que point de contact pour toutes les démarches, à l'image des Pays-Bas, du Danemark et de l'Allemagne. Elle interagit avec les autres administrations en interne et est en mesure d'arbitrer sur les procédures afférentes à l'éolien en mer au niveau national.

4

En commençant par l'éolien en mer posé, mettre en œuvre un permis unique flexible pour le parc purgé de tout recours, octroyé au développeur dans la foulée des résultats de l'AO, à l'image des Pays-Bas et de la Belgique. Cela nécessite l'anticipation de certaines études par les autorités, notamment l'étude d'impact environnemental.

Enjeux et facteurs clés du succès

Octroi du soutien et modalités financières

Enjeux et facteurs clés du succès

**E**

L'inclusion de critères qualitatifs dans les appels d'offres permet de prendre en compte des externalités positives difficilement monétisables, notamment environnementales, sociales et relatives à l'innovation, à condition de publier en amont des métriques et méthodes d'évaluation objectives et robustes qui limitent l'interprétation et la place laissée à l'arbitraire. La standardisation des AO permet de réduire le temps d'instruction et de massifier le développement, à condition que la filière ait atteint un niveau de maturité suffisant.

F

L'octroi des sites simultanément au soutien permet une meilleure sécurisation du développement des projets et une coordination efficace par la puissance publique, ce qui est particulièrement adapté pour les bassins à espace contraint. Pour les bassins dont les contraintes sont moindres, l'octroi des sites séparément du soutien pourrait offrir plus de flexibilité aux développeurs pour optimiser le séquençage de leurs projets dans le temps et dans l'espace. Des garde-fous concurrentiels doivent être prévus pour éviter la préemption de sites par des acteurs dominants.

G

Dans un contexte d'évolution du design des marchés de l'énergie, il convient de distinguer les deux intérêts des mécanismes de soutien : d'un côté, la maîtrise de l'exposition aux risques des développeurs, notamment les risques marché, et d'un autre côté, le contrôle de leur juste rémunération. Le degré d'exposition aux risques n'est pas neutre d'un point de vue concurrentiel, étant donné que les différents types d'investisseurs industriels et financiers ont des profils d'appétence aux risques variables qui conditionnent leur participation aux processus.

H

Des modèles hybrides offrant un « menu » de modalités ou de niveaux de soutien (notamment pour permettre la mise en œuvre de PPA privés), sont possibles mais nécessitent des outils de comparaison des implications financières et budgétaires transparents, objectifs et bien calibrés. Cette analyse comparative reporte en partie la complexité de l'évaluation sur l'entité en charge de l'instruction des AO.

Recommandations pour la France

Octroi du soutien

Recommandations pour la France



5

Revisiter les critères qualitatifs retenus en complément du critère prix dans les AO, pour prendre en compte d'autres externalités peu monétisables. Ils doivent être clairs, quantifiables et robustes. En fonction du retour d'expérience, évaluer la pertinence de faire évoluer les critères et seuils utilisés (voire de les remplacer par des obligations) et de passer d'une instruction en « dialogue concurrentiel » à des AO standardisés pour l'éolien posé, filière technologiquement mature.

6

Pour les technologies peu contraintes spatialement, évaluer l'opportunité de conduire des AO distincts pour le foncier et le soutien, à l'image du Royaume-Uni, de la Norvège (pour l'éolien en mer flottant) et des États-Unis. Étant donné le gisement très important pour l'éolien en mer flottant en France, le traitement différencié de l'éolien en mer flottant au moyen d'AO distincts pour le foncier et le soutien, comme en Norvège, pourrait contribuer à massifier les efforts de prospection, à ouvrir des options de développement et à révéler les meilleurs sites méritant un soutien public.

7

Faire évoluer le modèle de soutien pour l'éolien en mer posé, filière mature pour laquelle le besoin de soutien public a diminué compte tenu notamment du développement des PPA privés, et concentrer le soutien public sur l'éolien flottant pour favoriser la maturation de la filière.

8

Un éventail d'approches hybrides est possible en France, combinant des options sans et avec soutien public (y compris soutien partiel), ainsi que plusieurs types de mécanismes de soutien. Pourtant, la flexibilité dans le design et le choix des options (reflétant différentes appétences au risque), doit être accompagnée de modalités de comparaison des offres transparentes, objectives et bien calibrées.

Recommandations pour la France

Modalités financières

Recommandations pour la France



9

Maintenir un cadre de régulation stable et robuste pour le financement des projets, assurant une visibilité *ex ante* sur les modalités de contrôle de la rémunération des projets. Cela évite le recours à des mesures *ex post* susceptibles de détériorer la confiance des investisseurs.

10

Si un soutien public est conservé (pout tout ou partie du parc), l'option la plus adaptée est la pérennisation du CfD (symétrique sans plafonnement), mécanisme clair et lisible garantissant *ex ante* la prévisibilité des revenus et la gestion des profits « exceptionnels » dans un contexte de marché incertain. Il est à compléter par des incitations à la réponse à la demande, notamment via un prix de marché de référence à une maille suffisamment large.

11

Dans un contexte fortement inflationniste, en cas de soutien public, l'indexation des valeurs de référence doit avoir pour objectif la minimisation des risques associés au projet, tout en évitant qu'elle porte des incitations biaisées au décalage de la mise en service. L'incitation à la mise en service rapide peut notamment être gérée au moyen de pénalités de retard efficaces.

Enjeux et facteurs clés du succès

Accès au réseau

Enjeux et facteurs clés du succès

**I**

La responsabilité du raccordement maritime peut être placée sur le GRT ou sur le développeur, le choix dépendant des contraintes spatiales ainsi que de la maturité du GRT et des risques qu'il est prêt à prendre. Le choix du monopole n'est pas évident : Le GRT pourra assurer une meilleure coordination dans des espaces maritimes contraints et mettre en œuvre des solutions standardisées, tandis qu'un modèle centré sur le développeur peut contribuer à stimuler l'innovation et minimiser les coûts.

J

Le plan de développement du réseau et l'engagement du GRT sur sa réalisation et disponibilité doivent résulter d'un arbitrage entre d'une part l'apport d'une prévisibilité élevée à moyen terme aux développeurs sur la capacité du réseau et le régime de compensation, et d'autre part la flexibilité nécessaire pour faire face aux incertitudes auxquelles le système électrique est soumis, notamment en matière de mix énergétique et d'évolution de la demande.

Recommandations pour la France

Accès au réseau

Recommandations pour la France



12

La responsabilité du raccordement maritime portée par le GRT semble adaptée aux défis liés à la massification de l'éolien en mer, qui nécessitera des raccordements fortement mutualisés voire le développement d'îles énergétiques, et pourrait favoriser la conception de solutions de raccordement standardisées réduisant les risques et délais de mise en œuvre. Des cas d'exemption au monopole du GRT pourraient toutefois être envisagés, pour l'éolien en mer flottant notamment.

13

Lorsque le réseau terrestre est l'élément limitant pour le développement d'un site éolien en mer, permettre que le GRT puisse s'engager sur un raccordement *optimisé* et/ou *anticipé*, ce dernier prévoyant une disponibilité réseau temporairement réduite qui tient compte des contraintes structurelles et de l'horizon de levée de celles-ci.

Contexte du développement de l'éolien en mer en France





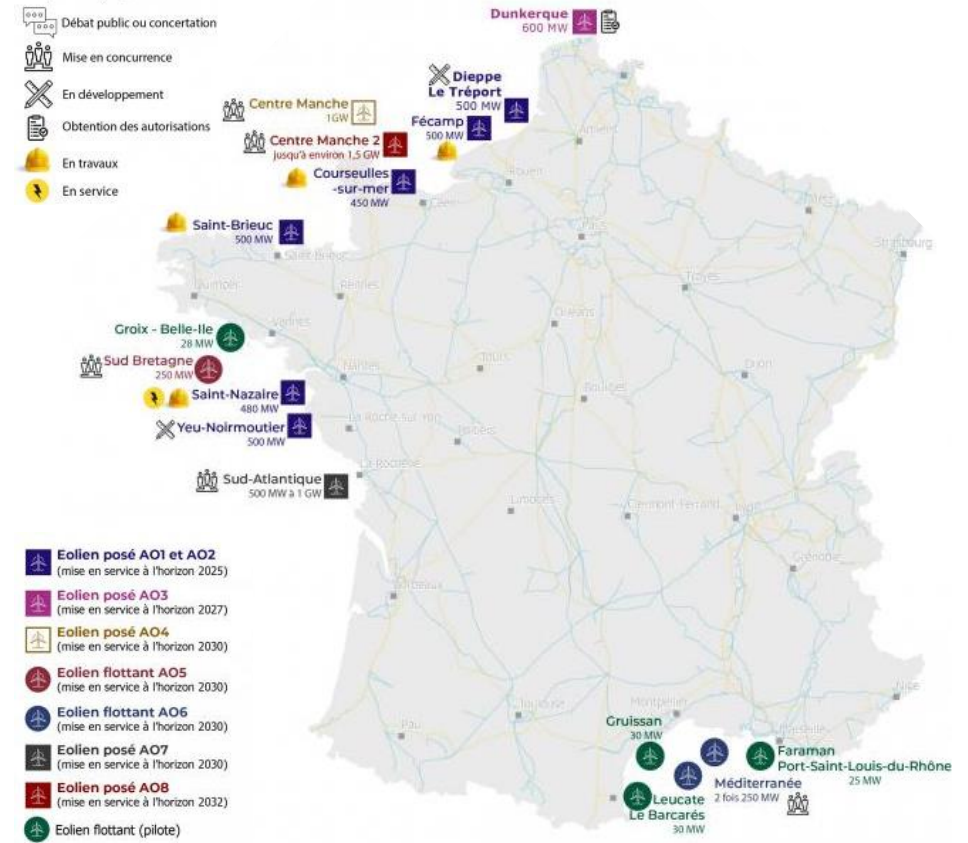
Le développement de l'éolien en mer en France reste en retard par rapport aux objectifs, en dépit des réformes successives du cadre réglementaire

- La France dispose d'une vaste façade maritime et d'un gisement éolien en mer important, en particulier pour l'éolien en mer flottant.
- La France a vu sa première éolienne en mer installée en 2018, et son premier parc éolien en mer, d'une capacité d'environ 500 MW, mis en service en 2022.
- L'objectif d'une puissance cumulative installée de 4,4 GW d'éolien en mer en 2030 reste en deçà de ceux de ses voisins donnant sur la mer du Nord.
- Les projets éoliens en mer développés ou octroyés à date ont connu des retards importants, notamment dus à un processus d'autorisation relativement long et complexe, ralenti par des contestations et des recours.
- Le calendrier d'appels d'offres prévus jusqu'en 2023 n'a été que partiellement accompli.
- Les évolutions législatives récentes en France, telles que le permis à caractéristiques variables (loi ESSOC), la compétence du Conseil d'État en premier et dernier ressort dans le cas de recours (loi ASAP) et la mutualisation des débats publics sur la planification maritime et sur le développement de l'éolien en mer (loi APER) visent une accélération du déploiement de l'éolien en mer mais pourraient s'avérer insuffisantes.

État du parc éolien en mer français à fin 2022

Étapes du projet

- Debat public ou concertation
- Mise en concurrence
- En développement
- Obtention des autorisations
- En travaux
- En service



Source : DGEC



État des lieux du cadre réglementaire en France

Points saillants

Procédures

- **Planification** : Les responsabilités et les ressources sont réparties entre plusieurs acteurs au sein des administrations : CNDP, préfets départementaux et maritimes, DGEC et SGMer, entre autres.
- Le calendrier d'AO jusqu'en 2023 a été partiellement accompli.
- **Autorisations** : Le développeur doit mener les démarches auprès des préfectures départementale et maritime, et répondre directement aux sollicitations de plusieurs autorités associées pour avis.
- Le lauréat de l'AO a le droit de réaliser et d'exploiter le projet, et est chargé de demander l'autorisation environnementale unique. En cas de recours, le Conseil d'État est compétent en premier et dernier ressort.

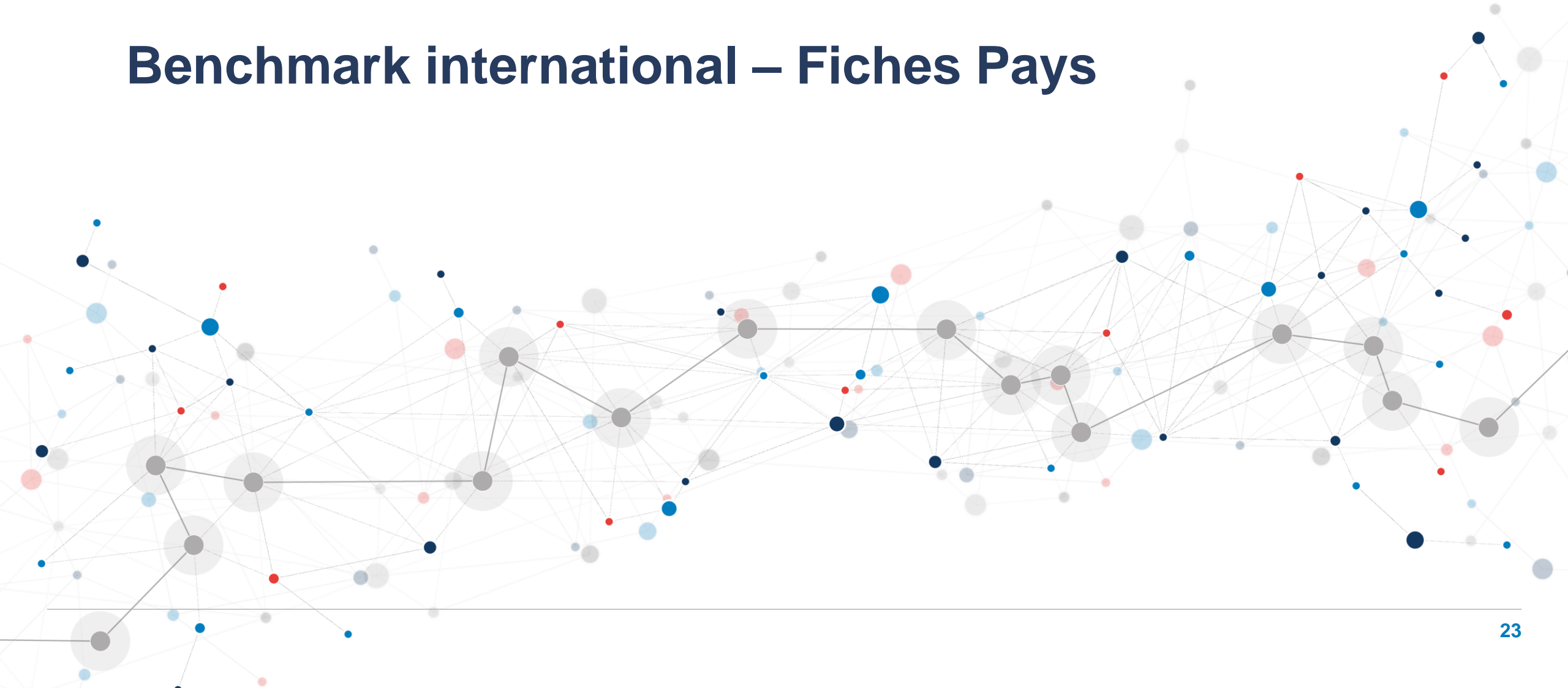
Soutien financier

- **Mécanisme de soutien** : Complément de rémunération à double sens (CfD), s'appuyant sur des prix de marché de référence à des mailles plus ou moins larges selon l'AO.
- Le cadre réglementaire pour l'éolien en mer flottant est très proche de celui de l'éolien en mer posé et la différenciation des modalités de soutien n'est pas envisagée à date.
- Indexation pour 70% du montant jusqu'à la mise en service, correspondant au CAPEX, et indexation pour 30% du montant pendant la durée du contrat, correspondant aux OPEX.
- Les interventions *ex post* dans le secteur ces dernières années et les réflexions au niveau politique sur la réforme des marchés de l'énergie sont de nature à accroître l'incertitude réglementaire.

Raccordement / réseau

























- **Responsable du raccordement** : GRT (RTE)
- RTE transmet les contraintes relatives au réseau aux autorités en amont pendant la planification, afin de prendre en compte les coûts de renforcement du réseau de transport dans la sélection des sites.
- Des solutions de raccordement *optimisées*, où RTE ne s'engage que sur une disponibilité du réseau limitée, sont disponibles pour l'éolien terrestre mais pas pour l'éolien en mer.

Benchmark international – Fiches Pays

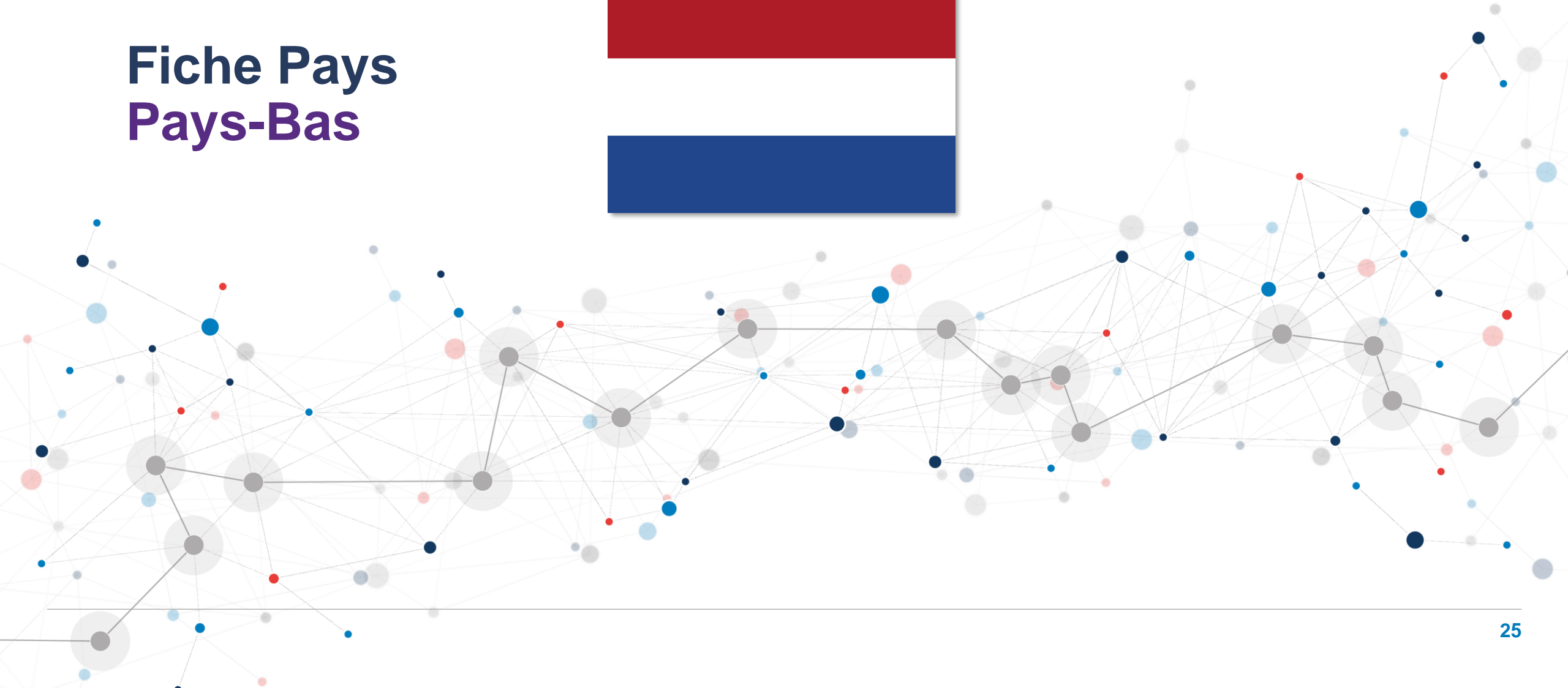


Contenu et structure des fiches pays

- Les fiches pays visent à mettre en évidence les pratiques et les points saillants de chaque pays concernant le développement de l'éolien en mer.
- Elles couvrent :

Contexte et objectifs	Procédures																									
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Description de l'état du parc éolien en mer et des développements en cours ▪ Objectifs chiffrés de développement ▪ Contraintes et enjeux ▪ Développeurs principaux 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Chronologie et durée des étapes de développement d'un projet éolien en mer ▪ Rôles des différents acteurs ▪ Enjeux et pratiques notables 																									
Soutien financier	Raccordement / Réseau																									
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Type et forme du soutien ▪ Éléments clefs de la formule déterminant le niveau de soutien ▪ Evolution du soutien et des prix ▪ Aperçu des parcs hors soutien et des PPA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Allocation des responsabilités et des risques liés au raccordement au réseau ▪ Types de raccordement ▪ Financement du raccordement ▪ Enjeux et pratiques notables 																									
		<table border="1"> <tbody> <tr> <td></td> <td>Pays-Bas</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Allemagne</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Royaume-Uni</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Danemark</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Belgique</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td></td> <td>États-Unis (New York)</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Irlande</td> <td>55</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Norvège</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table>		Pays-Bas	25		Allemagne	30		Royaume-Uni	35		Danemark	40		Belgique	45		États-Unis (New York)	50		Irlande	55		Norvège	60
	Pays-Bas	25																								
	Allemagne	30																								
	Royaume-Uni	35																								
	Danemark	40																								
	Belgique	45																								
	États-Unis (New York)	50																								
	Irlande	55																								
	Norvège	60																								

Fiche Pays Pays-Bas



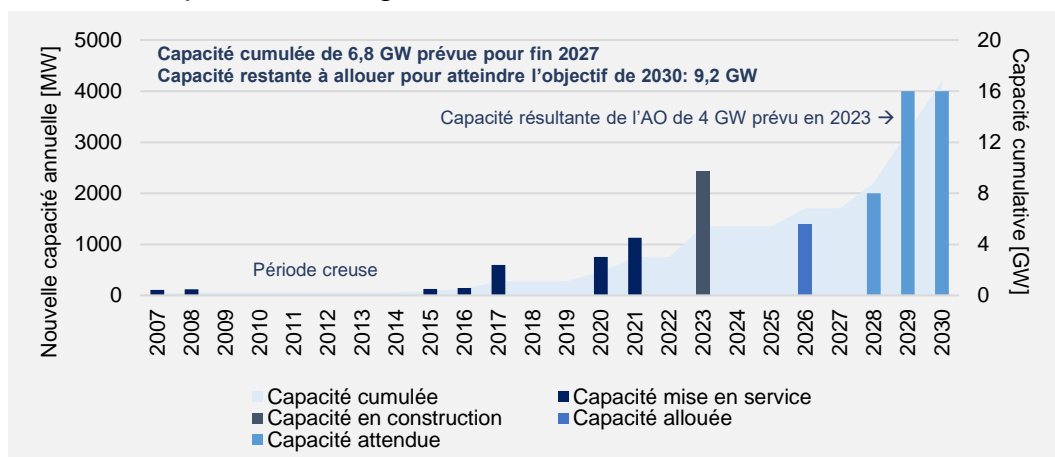
Des objectifs ambitieux, soutenus par un cadre réglementaire réformé depuis 2015

Objectifs chiffrés



Développement de l'éolien en mer

- Part de l'éolien en mer dans le mix électrique en 2022 : 7% en énergie.
- Usage clé : production d'électricité et ambitions sur l'hydrogène.
- Le Pays-Bas s'est doté de cibles ambitieuses pour 2030 et au-delà.
- La loi sur l'énergie éolienne en mer introduite en 2015 a adapté le cadre de régulation pour le développement de la filière, qui est désormais une composante essentielle de la stratégie visant la sortie du charbon et une moindre dépendance au gaz naturel.



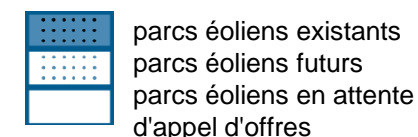
Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Capacité cumulée mise en service : 3 GW (12 parcs)
- Capacité allouée (mise en service jusqu'à 2026) : 1,4 GW (2 parcs)
 - Capacité à allouer dans les AO prévus entre 2023 et 2026 (mise en service jusqu'à 2030) : 10 GW (8 parcs)
- Développeurs principaux : *Shell (NL)*, *Vattenfall*, *RWE*, *Ørsted*, *Eneco (NL)*
- Gisement éolien en mer important (vaste espace maritime relativement peu profond).
- Les parcs éoliens en mer sont installés relativement loin de la côte, ce qui contribue à minimiser les conflits avec les riverains.



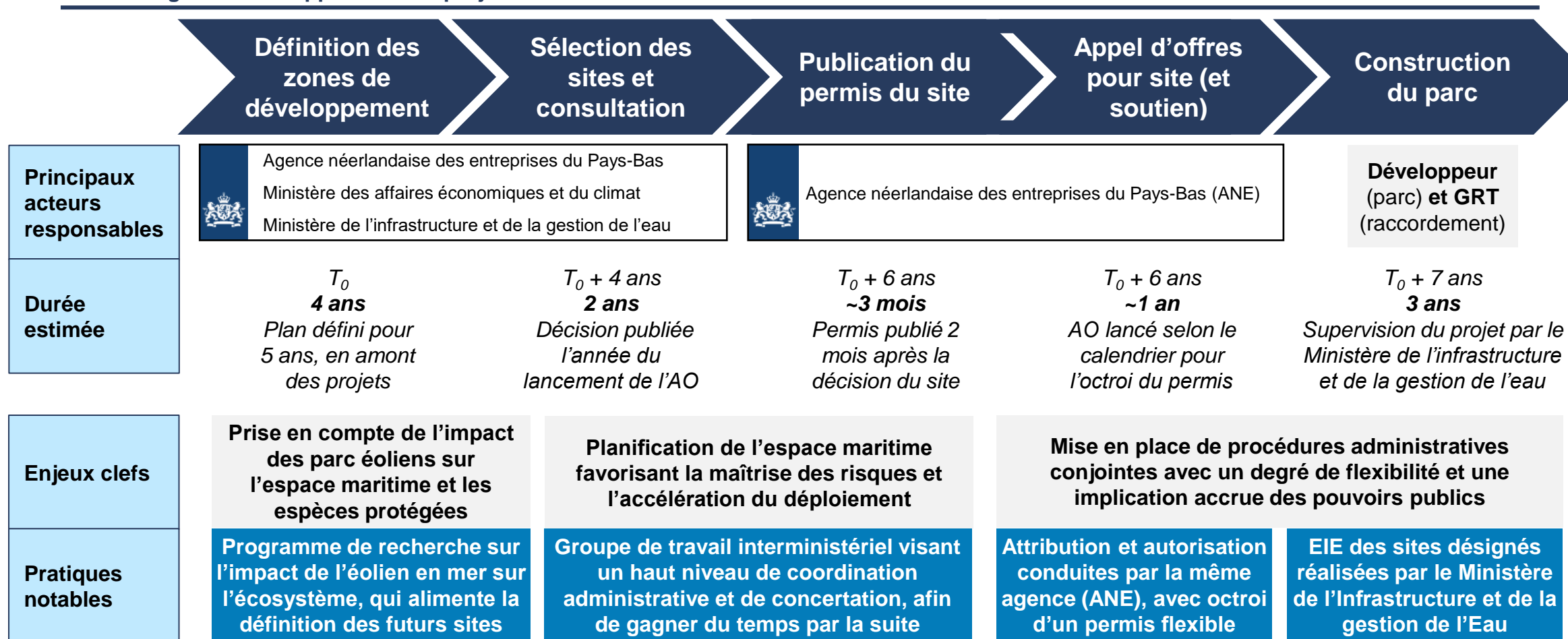
Source: Gouvernement néerlandais



Les Pays-Bas ont réformé le cadre de régulation pour l'éolien en mer afin d'accélérer le développement des projets et de réduire le besoin de soutien public. Les Pays-Bas se sont dotés d'objectifs ambitieux pour les décennies à venir.

Les Pays-Bas ont mis en œuvre des procédures d'attribution et d'autorisation conjointes, accélérées grâce à une planification exhaustive

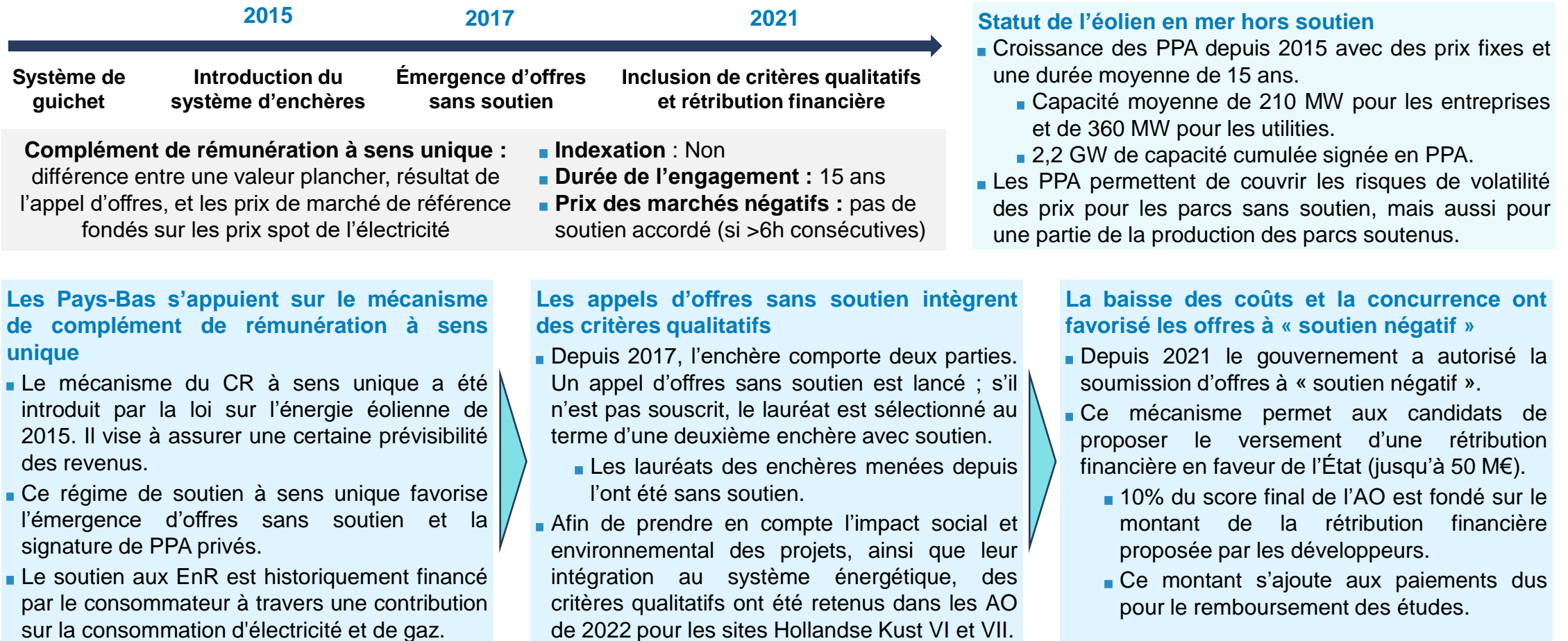
Chronologie de développement des projets éoliens en mer



La coordination en amont des administrations ainsi que la gestion par une seule agence des procédures d'attribution et d'autorisation visent à simplifier la gestion et réduire les délais.

La concurrence et le type de mécanisme de soutien favorisent les offres sans soutien, voire avec rétribution en faveur de l'État, et les PPA privés

Formes de soutien pour l'éolien en mer



Les Pays-Bas ont mis en place un mécanisme de soutien permettant des offres sans soutien et même avec rétribution financière au bénéfice de l'Etat, de nature à réduire l'exposition financière de la collectivité et à favoriser le développement des PPA privés.

Le GRT porte la responsabilité du raccordement, ce qui vise à faciliter la coordination et la mutualisation du réseau

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éoliens en mer

Acteurs	Raccordement maritime		Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Construction	Financement	Construction	Financement
GRT : TenneT	Responsable en aval du transfo (inclus)	Responsable en aval du transfo (inclus)	Responsable	Responsable	Responsable	Responsable
Développeur du projet	Responsable en amont du transfo	Responsable en amont du transfo	-	-	-	-

Types de raccordement

Zone	Mer du Nord
GRT	TenneT (NL)
Type de raccordement	Système CA (ou CCHT possible dans le futur) avec raccordement à terre mutualisé

Le GRT favorise les raccordements mutualisés, avec des plateformes en mer standardisées de 700 MW (CA) ou de 2 GW (CCHT), selon la distance des sites à la côte. Ceci permet de réduire les coûts ainsi que l'impact environnemental sur les zones maritimes.

Financement des coûts de raccordement

- Le GRT néerlandais, TenneT, est devenu l'opérateur du réseau en mer en 2016.
- Les coûts de construction et d'exploitation du raccordement maritime sont répercutés sur le consommateur final et financés via une taxe sur la consommation d'électricité et de gaz, qui sert aussi à financer le soutien aux EnR. Les montants associés sont déterminés par le régulateur de l'énergie (ACM).

Enjeux clefs	Anticipation des besoins de raccordement et de renforcement réseau pour accueillir les nouvelles capacités d'éolien en mer	Réduction des coûts de raccordement et usage efficace de l'espace maritime
Pratiques notables	Décisions sur le raccordement prises lors de la planification et de la définition des zones, permettant le lancement des procédures d'autorisation associées très en amont	Mutualisation du raccordement maritime pour optimiser le développement du réseau et réduire les coûts

La responsabilité du raccordement portée par le GRT favorise la planification du réseau en mer en amont, l'anticipation des travaux et le développement de raccordements mutualisés.

Fiche Pays Allemagne





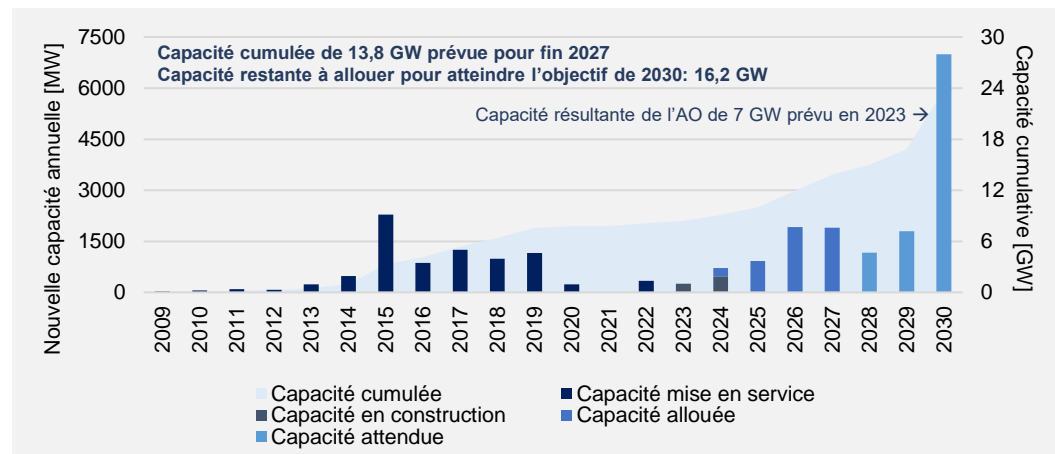
L'Allemagne prévoit une accélération du rythme de développement mais fait face à des contraintes

Objectifs chiffrés



Développement de l'éolien en mer

- Part de l'éolien en mer dans le mix électrique en 2022 : 5% en énergie.
- Usage clé : production d'électricité et ambitions sur l'hydrogène.
- Les lois EEG et WindSeeG de 2023 adaptent le cadre réglementaire pour permettre l'atteinte de l'objectif de 80% d'EnR dans le mix électrique d'ici 2030. L'Allemagne participe aussi au développement d'îles énergétiques.
- Le ralentissement dans les mises en service constaté ces dernières années est notamment dû à la transition vers un mécanisme d'AO en 2017.



Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Capacité cumulée mise en service : 8,1 GW (31 parcs)
- Capacité allouée (mise en service jusqu'à 2027) : 5,7 GW (10 parcs)
- Développeurs principaux : *EnBW (DE)*, *Ørsted*, *Vattenfall*, *RWE (DE)*, *Innogy (DE)*
- Gisement éolien de très bonne qualité en mer du Nord et en mer Baltique, mais espace maritime limité à risque de saturation.



- En service
- Mise en service prévue entre 2022 et 2025
- Mise en service prévue entre 2022 et 2025 (décision finale d'investissement prise)

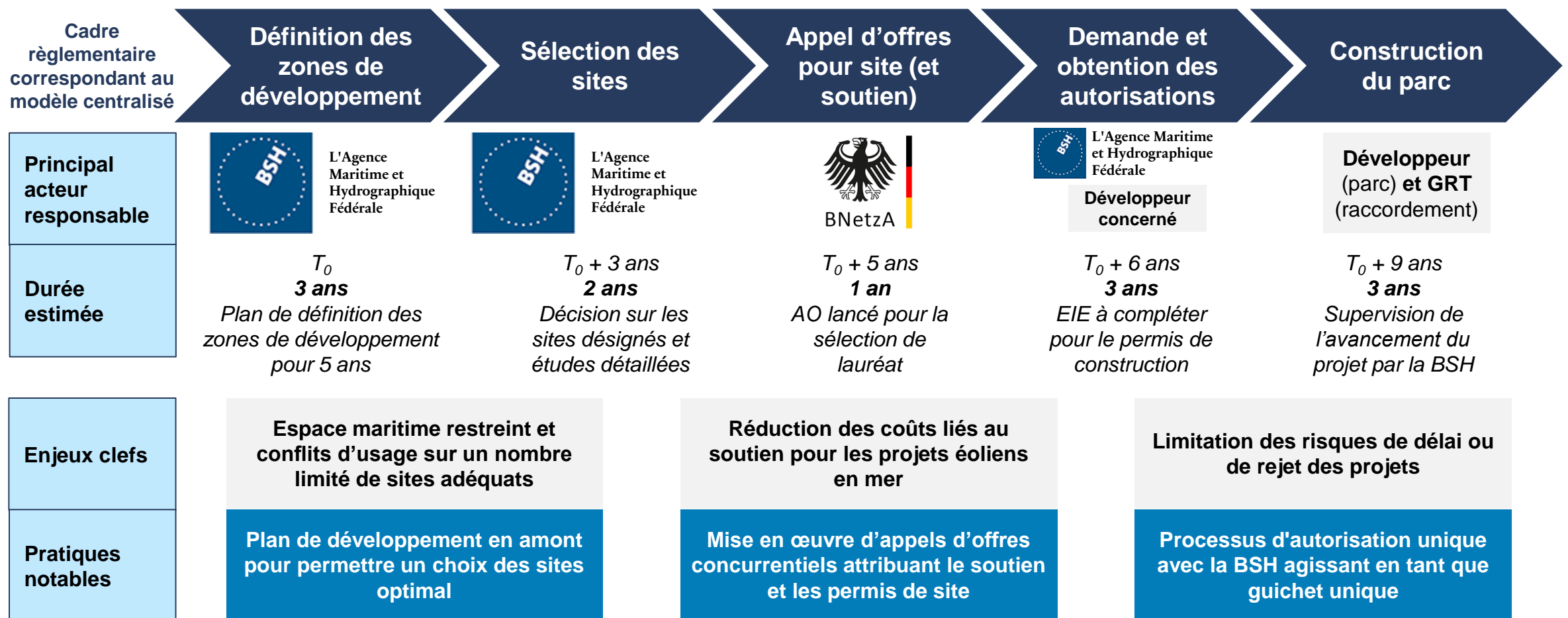
Source: Bundesverband Windenergie

De très fortes ambitions mais un risque d'encombrement des zones favorables et de saturation du réseau, ce qui a des implications sur les choix faits en matière de procédures de planification, d'attribution des parcs et de développement du réseau.



L'Allemagne traite les problématiques de saturation des zones maritimes et les conflits d'usage au moyen d'une planification très en amont

Chronologie de développement des projets éoliens en mer

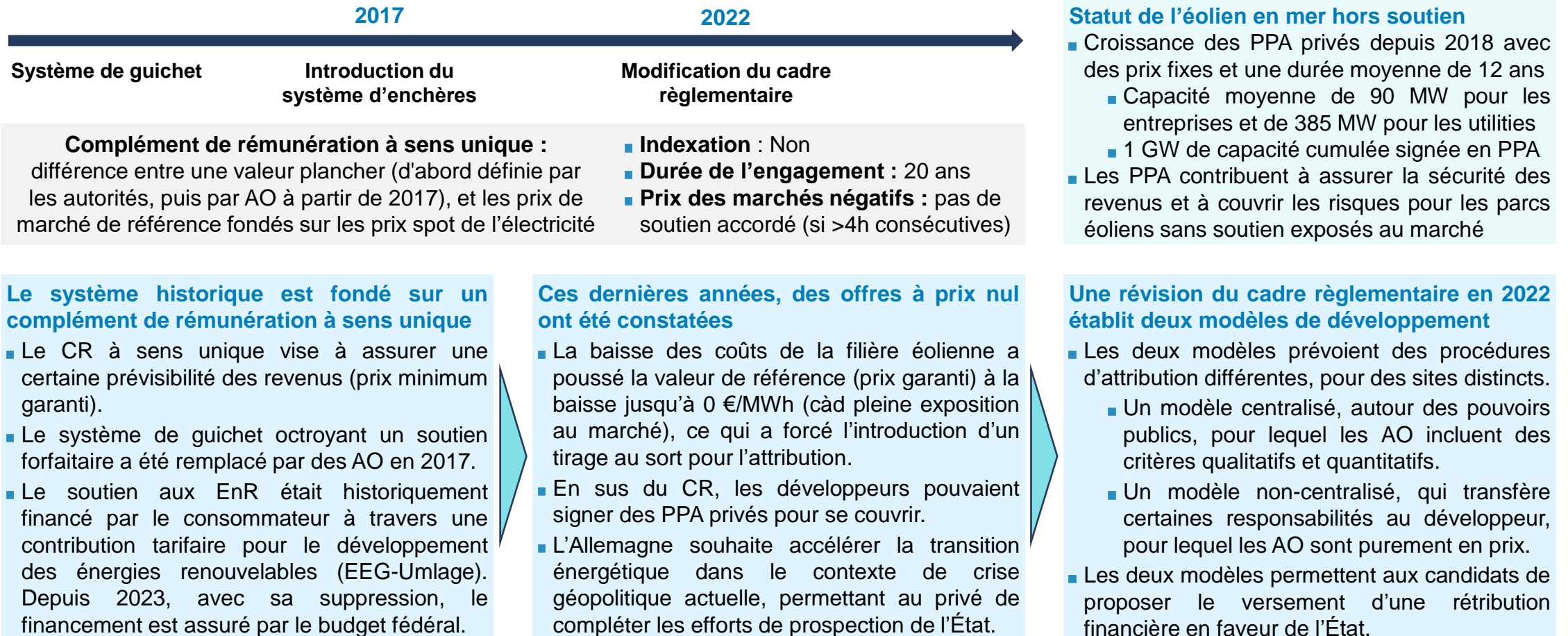


La mise en œuvre d'une seule agence chargée de la planification et de l'octroi des autorisations (la BSH) vise une rationalisation des procédures et une réduction des risques de délais.



Le mécanisme de soutien évolue en réponse aux offres à prix nul, avec l'inclusion de critères qualitatifs et d'une rétribution en faveur de l'État

Formes de soutien pour l'éolien en mer



Le système d'enchères et le mécanisme de soutien ont été réinterrogés et réformés pour limiter l'attribution par tirage au sort et pour permettre au secteur privé de compléter les efforts de l'État pour l'étude des sites adaptés pour le développement de l'éolien en mer.



Le GRT porte la responsabilité du raccordement, ce qui vise à faciliter la coordination et la mutualisation du réseau

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éolien en mer

Acteurs	Raccordement maritime		Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Construction	Financement	Construction	Financement
GRT : TenneT, 50Hertz, Amprion	Responsable en aval du transfo (inclus)	Responsable en aval du transfo (inclus)	Responsable	Responsable	Responsable	Responsable
Développeur du projet	Responsable en amont du transfo	Responsable en amont du transfo	-	-	-	-

Types de raccordement

Zone	Mer du Nord	Mer Baltique	Les GRT favorisent les raccordements mutualisés, visant à réduire les coûts ainsi que l'impact environnemental dans le contexte d'un espace maritime restreint.
GRT	TenneT DE, Amprion	50Hertz	
Type de raccordement	Système CA – CCHT avec raccordement à terre mutualisé	Système CA radial	

Financement des coûts de raccordement

- Depuis 2013, une contribution pour le développement du réseau maritime est intégrée aux tarifs de l'électricité pour les consommateurs finaux.
- En 2019, la contribution réseau en mer a été modifiée afin d'inclure les coûts de construction et d'exploitation des raccordements, en ligne avec le transfert des responsabilités de raccordement du développeur vers le GRT.

Enjeux clefs	Développement du réseau à la hauteur des besoins	Manque de coordination et retard de développement du réseau	Réduction des coûts de raccordement et usage efficace de l'espace maritime
Pratiques notables	Procédure d'autorisation pour le réseau en mer faisant objet d'une demande unique et mutualisée auprès de la BSH	Développement du réseau maritime pris en compte dans la désignation des zones	Mutualisation du raccordement maritime pour optimiser le développement du réseau et réduire les coûts

Les plans de développement des sites et du réseau coordonnés par la BSH visent l'optimisation d'un espace maritime contraint. Les GRT sont responsables du raccordement et de la mise à disposition du réseau maritime et terrestre.

Fiche Pays Royaume-Uni





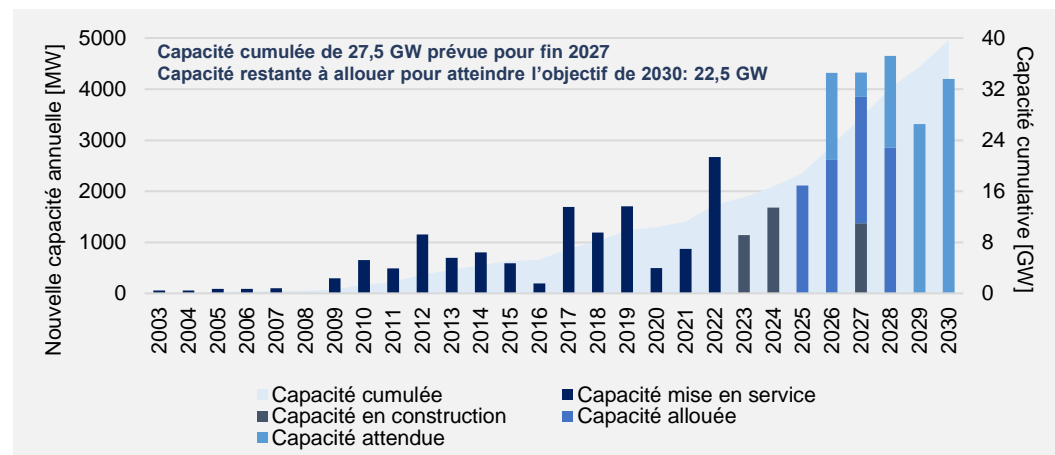
Le Royaume-Uni tire avantage de son potentiel éolien de premier plan pour s'établir en tant que chef de file

Objectifs chiffrés



Développement de l'éolien en mer

- Part de l'éolien en mer dans le mix électrique en 2022 : 14% en énergie.
- Usage clé : production d'électricité et ambitions sur l'hydrogène.
- Le Royaume-Uni a fixé des objectifs très ambitieux pour le développement de l'éolien en mer posé et flottant.
- Les autorités envisagent l'augmentation de la fréquence des AO pour l'octroi du soutien ainsi qu'une réduction des délais pour l'octroi des autorisations, afin d'accélérer le déploiement des projets.

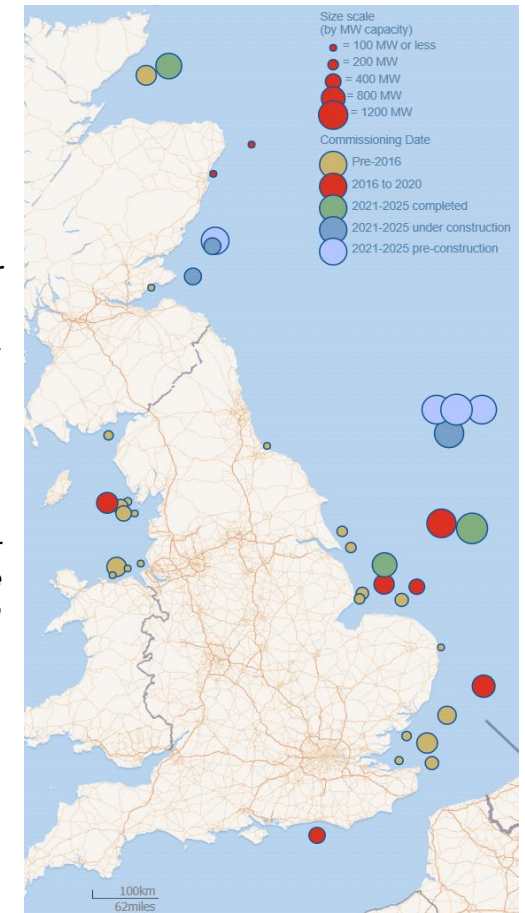


Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Capacité cumulée mise en service : 13,9 GW (38 parcs)
- Capacité allouée (mise en service jusqu'à 2028) : 14,2 GW (12 parcs)
- Développeurs principaux : Ørsted, SSE (RU), RWE, ScottishPower (RU), Vattenfall, Equinor
- Gisement éolien de premier plan sur l'ensemble des façades maritimes, en matière d'espace, de profondeur et de ressource éolienne.

* Les 20 projets issus de l'AO foncier « Scotwind », avec une capacité totale de plus de 27,5 GW, ne sont pas inclus dans la visualisation.



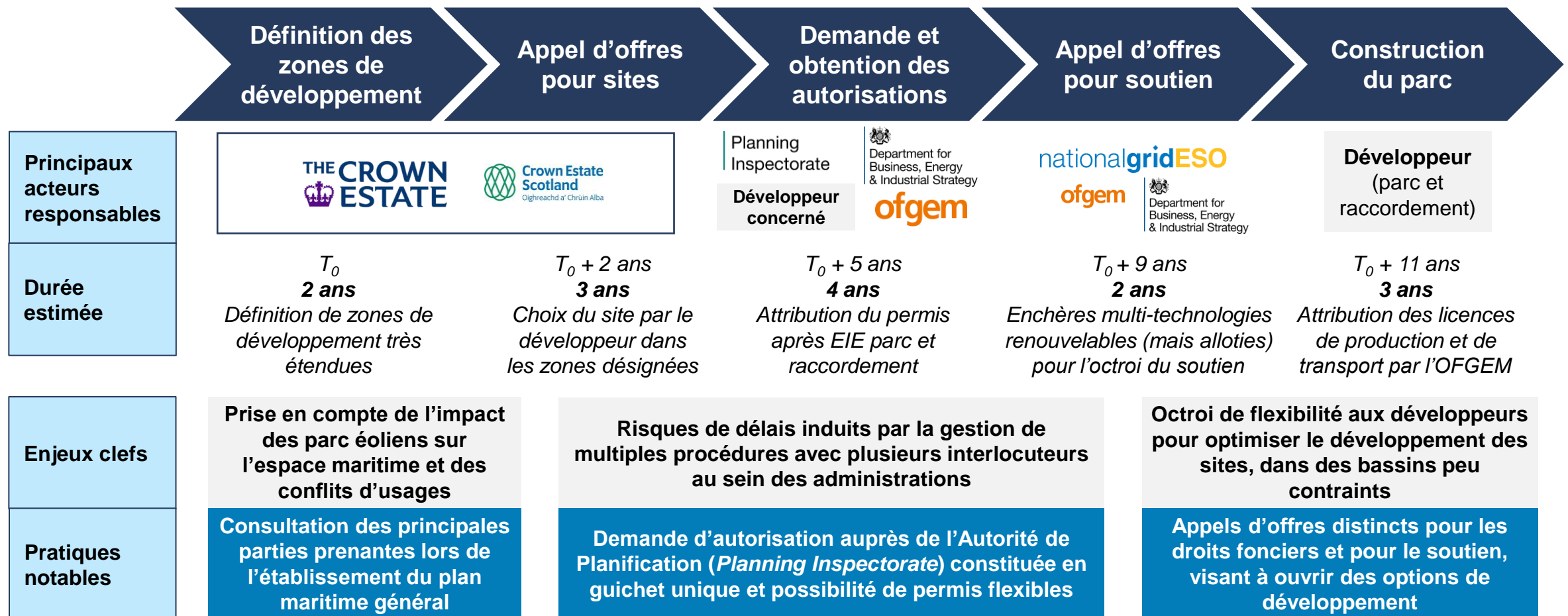
Source: Wikimedia / Crown Estate

Le Royaume-Uni cherche à consolider sa position de chef de file au niveau mondial dans le développement de l'éolien en mer avec le rehaussement récent de ses ambitions.



Le gouvernement a fait de la réduction des délais des procédures une priorité pour accélérer le développement de la filière

Chronologie de développement des projets éoliens en mer



Le gouvernement prévoit de réformer le cadre réglementaire afin de réduire les délais et de ramener la durée de la procédure d'autorisation pour les nouveaux parcs de quatre ans à un an.



Le Royaume-Uni s'appuie sur le mécanisme CfD qui vise à couvrir les risques de marché du développeur et à favoriser la croissance de la filière

Formes de soutien pour l'éolien en mer

1999

2003

2014

Système de guichet

Introduction du système d'enchères

Enchères multi-technologies pour CfD

Statut de l'éolien en mer hors soutien

- Croissance des PPA depuis 2015 : Prix moyen de 50 €/MWh et durée moyenne de 15 ans.
 - Capacité moyenne de 35 MW pour les entreprises et de 205 MW pour les utilities.
 - 3,3 GW de capacité cumulée signée en PPA.
- Les parcs, ou parties des parcs, non couverts par le soutien sont éligibles à des PPA privés.

Mécanisme de certificats d'obligation renouvelables (ROC): prix basé sur un équilibre de marché (incertain)

Complément de rémunération à double sens (CfD) : différence entre la valeur de référence, déterminée par l'AO, et les prix de marché de référence fondés sur les prix spot de l'électricité

- **Indexation :** Oui, à l'IPC
- **Durée de l'engagement :** 15 ans
- **Prix des marchés négatifs :** pas de soutien accordé (dès la première heure)

La transition d'un soutien par ROC à des CfD vise à sécuriser le financement des EnR

- Avant la première enchère pour l'octroi des CfD menée en 2014, les parcs éoliens en mer étaient soutenus par des ROC.
- La transition du mécanisme des ROC, arrêté en 2017, vers celui des CfD permet de sécuriser le développement de l'éolien en mer tout en réduisant les risques de sous- et surrémunération.
- Le soutien apporté par les CfD est financé par le consommateur à travers une surcharge appliquée sur la facture d'électricité.

L'éolien en mer a été mis en avant dans le cadre des enchères multi-technologies

- Le système d'enchères pour l'octroi de CfD classe les technologies renouvelables en différents lots.
- Lors des trois premières enchères, deux lots étaient établis : Lot 1 pour les technologies matures et Lot 2 pour les technologies moins matures incluant l'éolien en mer.
- La quatrième enchère (AR4), menée en 2022, place l'éolien en mer dans un lot distinct (Lot 3), avec un budget bien plus élevé comparé aux deux autres lots.

La diminution rapide des prix des CfD fait de l'éolien posé une technologie compétitive

- 1^{ère} enchère (2015) : prix de réf > 100 £/MWh,
- 2^{ème} enchère (2017) : < 60 £/MWh
- 3^{ème} (2019) et 4^{ème} (2022) enchères: prix de réf proposés autour de 40 £/MWh, limitant le besoin de soutien public, *a fortiori* dans le contexte des prix des marchés de l'électricité actuels.
- La cinquième enchère (AR5), prévue fin 2023, place l'éolien en mer posé dans le Lot 1, avec le solaire et l'éolien terrestre, et l'éolien en mer flottant dans le Lot 2.

Le mécanisme de soutien par CfD sécurise le développement de l'éolien en mer. La décroissance forte des prix de référence des CfD pour l'éolien en mer posé en fait une technologie compétitive, dorénavant mise en concurrence avec le solaire et l'éolien terrestre pour l'obtention du soutien.



Un cadre unique pour la gestion du raccordement avec l'implication d'acteurs tiers (OFTO) à l'issue d'une enchère concurrentielle

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éolien en mer

Acteurs	Raccordement maritime			Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Opération	Construction	Financement	Construction	Financement
GRT : National Grid	-	-	-	Responsable	Responsable	Responsable	Responsable
Développeur du projet / OFTO	Développeur Responsable	Développeur Responsable	OFTO Responsable	-	-	-	-

Types de raccordement

Zone	Mer du Nord, Mer d'Irlande et Mer Celtique	
Exploitant	Développeur lauréat puis OFTO lauréat	Dans un contexte de massification de l'éolien en mer, OFGEM et National Grid étudient la transition vers des raccordements mutualisés pour minimiser les coûts et l'impact environnemental.
Type de raccordement	Système CA radial (favorisé jusqu'à présent en l'absence de problématiques spatiales fortes)	

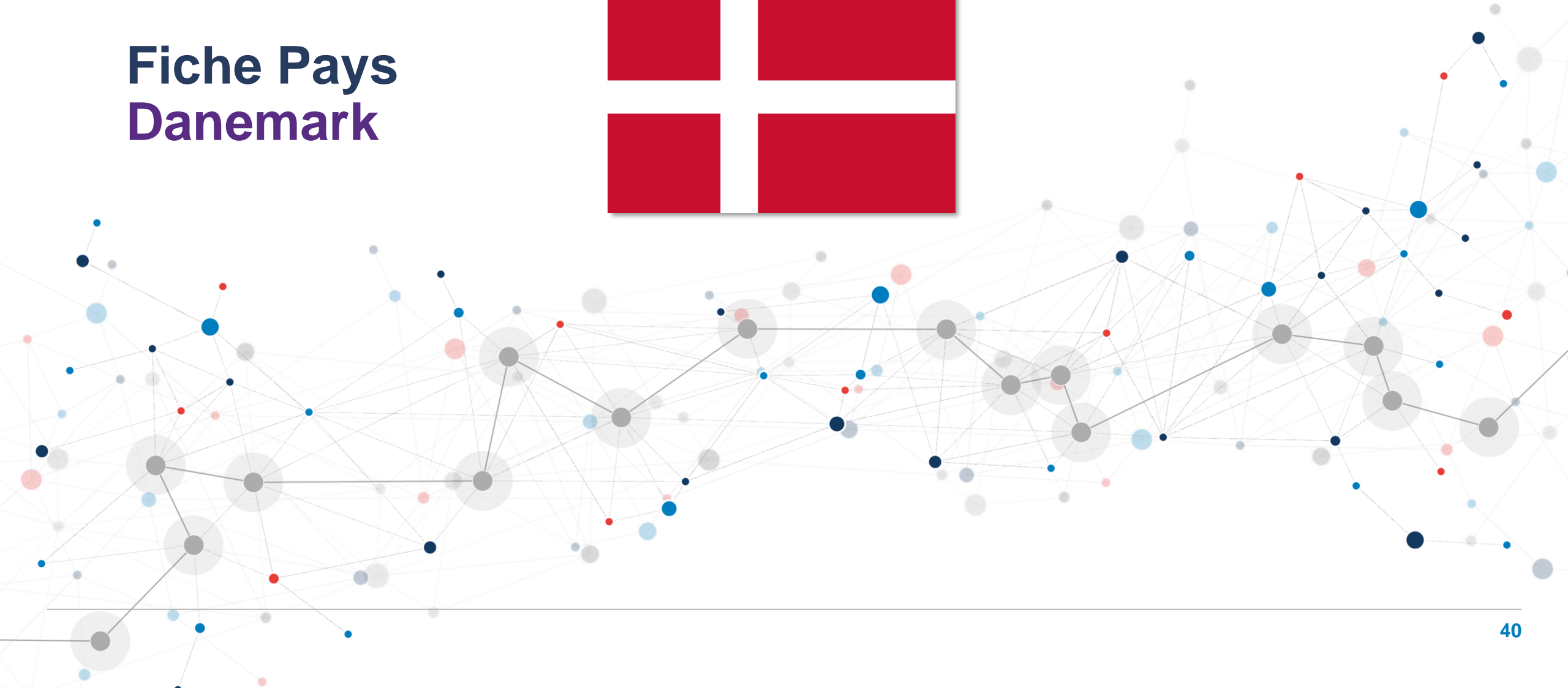
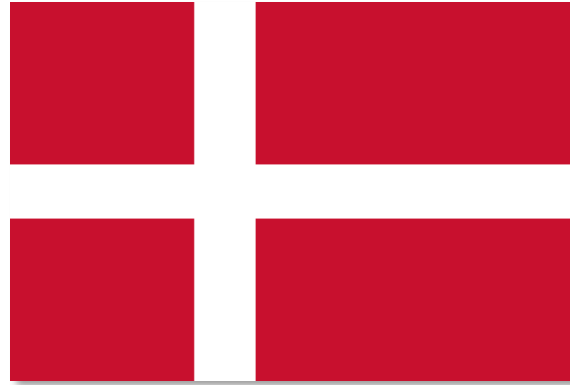
Financement des coûts de raccordement

- Le plan d'affaires présenté dans l'AO pour le foncier inclut une estimation des coûts du raccordement maritime.
- Une fois les infrastructures en mer construites, un AO est organisé par l'OFGEM pour désigner un Propriétaire de réseau de transport en mer (OFTO) qui rachète l'actif de raccordement maritime au développeur et devient responsable de sa gestion.
- L'OFTO perçoit des recettes forfaitaires. Ce revenu est financé par le consommateur final via les factures d'électricité.

Enjeux clefs	Risques de retard dans le développement du réseau en mer	Libération des développeurs de la charge financière du raccordement	Optimiser l'allocation des risques et responsabilités en fonction des moyens, compétences et intérêts respectifs
Pratiques notables	Responsabilité de la construction du raccordement maritime allouée au développeur	Responsabilité de l'OFTO de rembourser les frais de construction au développeur et de gérer le réseau en mer	Séparation des responsabilités de production d'électricité, et de transport d'électricité en mer et sur terre

La procédure de raccordement permet une dissociation forte des responsabilités concernant le raccordement de l'éolien en mer et l'exploitation du réseau. Cette organisation vise à allouer les coûts et risques aux entités les mieux capables de les gérer.

Fiche Pays Danemark





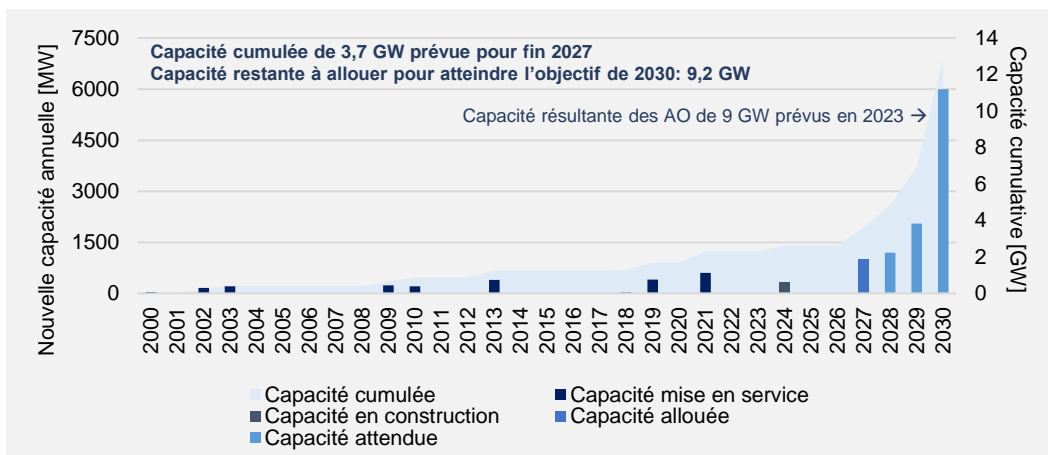
Pionnier dans le développement de l'industrie, le Danemark s'est fixé des objectifs très ambitieux

Objectifs chiffrés

2022	2030	2050
2,3 GW	12,9 GW (inclut îles énergétiques)	35 GW

Développement de l'éolien en mer

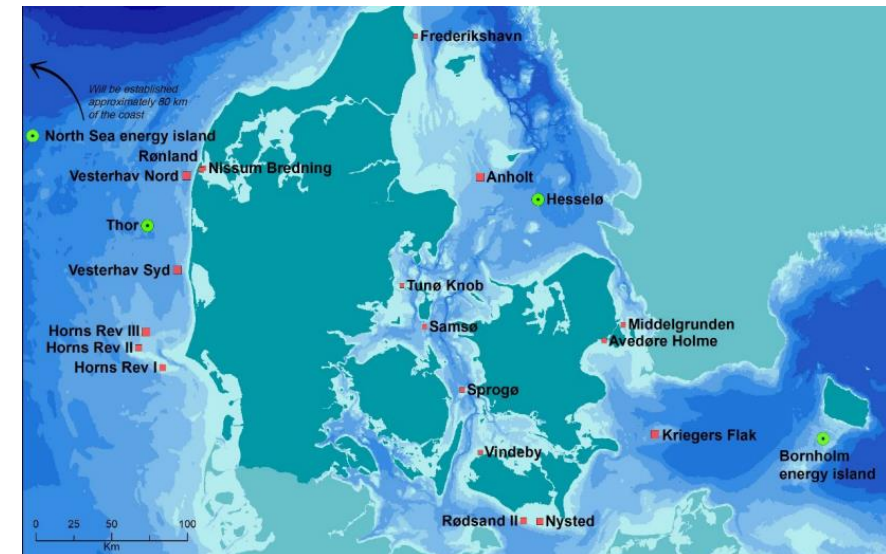
- Part de l'éolien en mer dans le mix électrique en 2022 : 25% en énergie.
- Usage clé : production d'électricité et, à terme, d'hydrogène.
- Soutien politique fort à la filière : l'un des principaux développeurs mondiaux (Ørsted) et l'un des principaux fabricants de turbines (Vestas) sont danois.
- Le Danemark avance sur le développement d'îles énergétiques, hubs permettant la centralisation et l'acheminement de l'électricité de plusieurs parcs éoliens en mer voisins, ainsi que la production d'hydrogène.



Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Capacité cumulée mise en service : 2,3 GW (15 parcs)
- Capacité allouée (mise en service jusqu'à 2027) : 1,4 GW (3 parcs)
- Deux îles énergétiques envisagées dès 2030, avec une puissance totale de 13 GW (Bornholm en mer Baltique et une île artificielle en mer du Nord).
- Développeurs principaux : Ørsted (DK), Vattenfall, RWE
- Gisement important et double façade en mer du Nord et en mer Baltique.



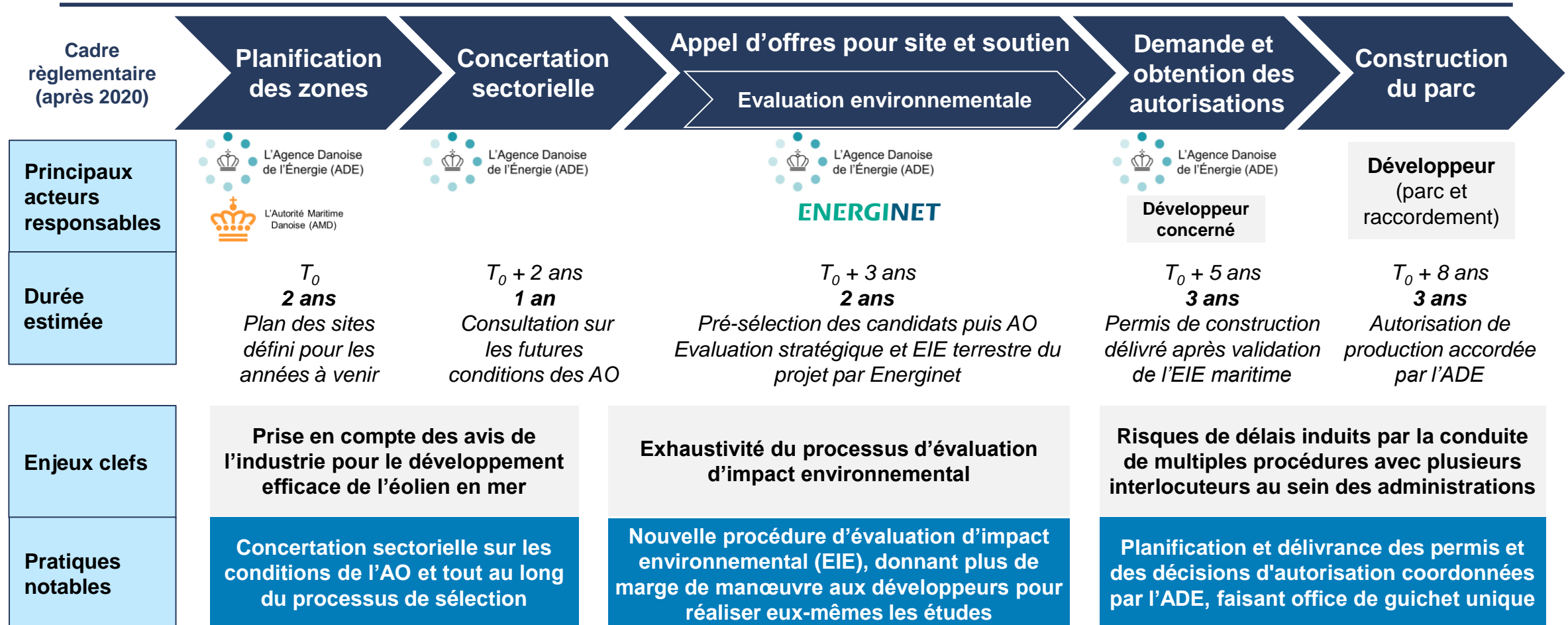
● En service ● En développement

Le Danemark cherche à se positionner en tant que leader dans l'industrie éolienne en mer avec des objectifs ambitieux, et en favorisant l'émergence de projets innovants à grande échelle.



Le Danemark favorise la transparence et la simplicité à travers une seule agence centralisant la planification et les autorisations

Chronologie de développement des projets éoliens en mer

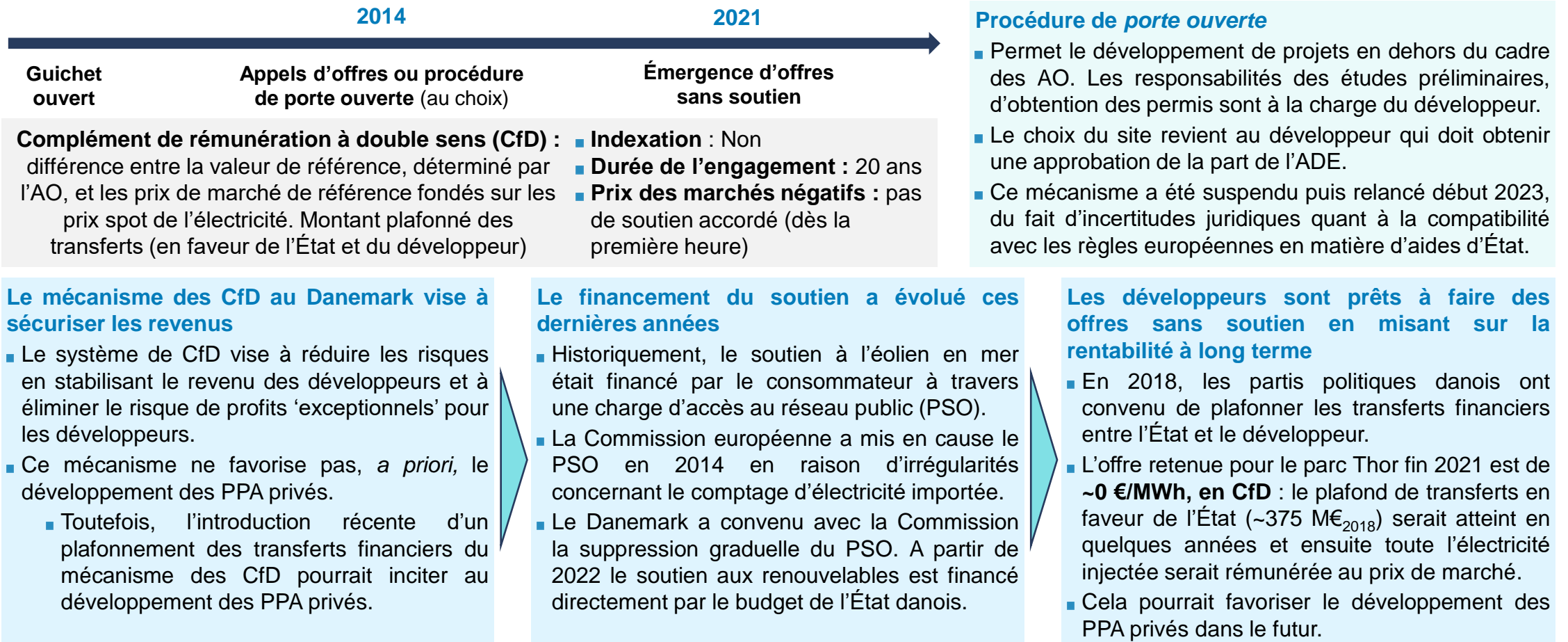


Une procédure à guichet unique centralisée autour de l'ADE, avec une concertation sectorielle très en amont, qui vise à minimiser les incertitudes et les retards.



L'appel d'offre classique pour l'octroi d'un CfD est complété par la procédure *porte ouverte* visant davantage de flexibilité

Formes de soutien pour l'éolien en mer



Le Danemark a mis en place un cadre de régulation qui autorise deux circuits d'attribution indépendants, l'un centralisé par la puissance publique et soutenu par des CfD, et l'autre piloté par le développeur mais sans soutien garanti. Des PPA privés sont possibles dans les deux circuits.



Les responsabilités en matière de raccordement au réseau évoluent au Danemark afin de réduire les coûts et de promouvoir l'innovation

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éolien en mer

Acteurs	Raccordement maritime		Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Construction	Financement	Construction	Financement
GRT : Energinet	-	-	Responsable	-	Responsable	Responsable
Développeur du projet	Responsable	Responsable	-	Responsable	-	-

Types de raccordement

Zone	Mer du Nord	Mer Baltique
Exploitant	Développeur lauréat	
Type de raccordement	Système CA radial (ou CCHT mutualisé possible dans le futur)	Système CA radial ou mutualisé avec les pays voisins (Kriegers Flak)

Le Danemark a de fortes ambitions concernant les raccordements mutualisés et les îles énergétiques, afin de réduire les coûts ainsi que l'impact sur l'espace maritime, et de promouvoir l'innovation.

Financement des coûts de raccordement

- Historiquement, le raccordement des grands parcs éoliens en mer était construit, exploité et financé par Energinet.
- La nouvelle procédure introduite fin 2019 place la responsabilité du financement et de la construction du raccordement maritime sur le lauréat de l'AO, qui doit intégrer ces coûts dans sa candidature et qui assume le rôle d'opérateur du réseau offshore après la mise en service du parc. Il doit aussi rembourser les coûts du raccordement terrestre.

Enjeux clefs	Incitation à la réduction des coûts liés au parc éolien en mer	Allocation efficace des responsabilités entre les porteurs de projet et le GRT	Réduction des coûts de raccordement et usage efficace de l'espace maritime
Pratiques notables	Distinction entre le raccordement maritime et terrestre en terme de responsabilités et de risques, le développeur devenant entièrement responsable du raccordement maritime et étant incité à réduire les coûts et délais		Projets d'îles énergétiques et de raccordements mutualisés pour optimiser le développement du réseau et réduire les coûts

La nouvelle procédure de raccordement redistribue les responsabilités de raccordement et confie la construction, le financement et l'exploitation du raccordement maritime au développeur avec l'objectif de réduire les coûts et de promouvoir l'innovation.

Fiche Pays Belgique





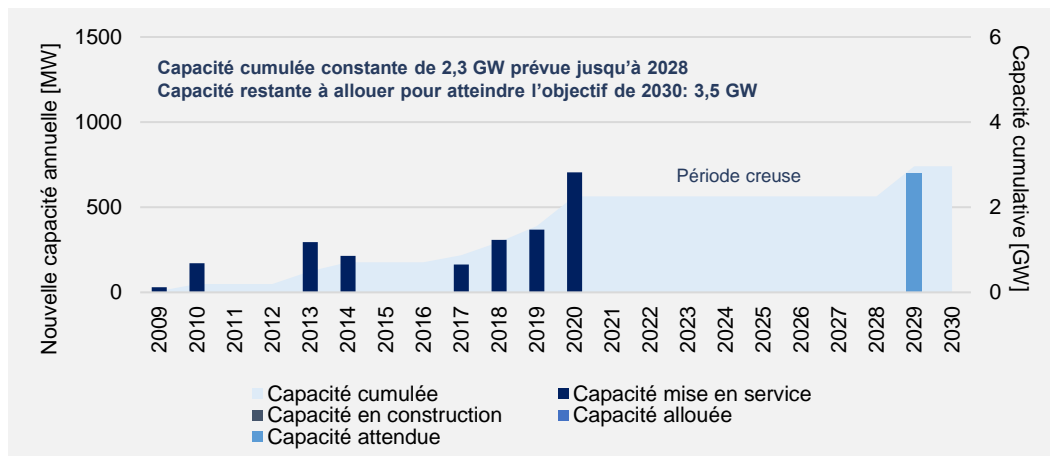
La Belgique cherche à optimiser le déploiement de l'éolien en mer dans un espace très contraint

Objectifs chiffrés (mi-2022)



Développement de l'éolien en mer

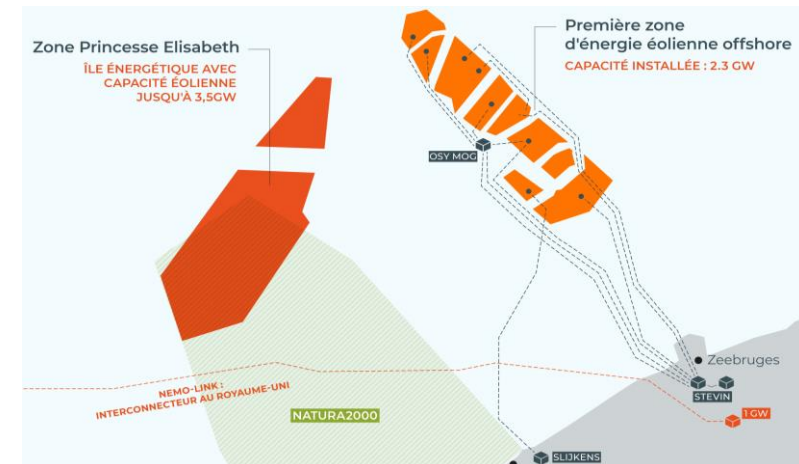
- Part de l'éolien en mer-dans le mix électrique en 2022 : 8% en énergie.
- Usage clé : essentiellement production d'électricité (compte tenu du gisement limité), avec un rôle clef pour compenser la sortie progressive du nucléaire.
- Dernier parc éolien de la zone Est de la mer du Nord achevé en 2020.
- La Belgique adapte le cadre réglementaire afin d'optimiser le déploiement de la filière dans un espace maritime restreint. Des raccordements à des îles énergétiques en mer du Nord sont aussi envisagés.



Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Capacité cumulée mise en service : 2,3 GW (9 parcs)
- Capacité à allouer dans les AO prévus entre 2024 et 2028 (mise en service dès 2029) : 3,5 GW
- Développeurs principaux : *Parkwind (BE)*, *Otary (BE – 8 compagnies)*
- Conditions de vent favorables, mais espace maritime contraint avec une première zone de développement rapidement saturée. Une nouvelle macro-zone, *Princesse Elisabeth*, a été définie par le gouvernement.
- Des conflits d'usage (pêche, transport maritime, environnement) contraignent le développement de l'espace restant.
- Problématiques d'équilibrage / flexibilité liées à la concentration de la zone.



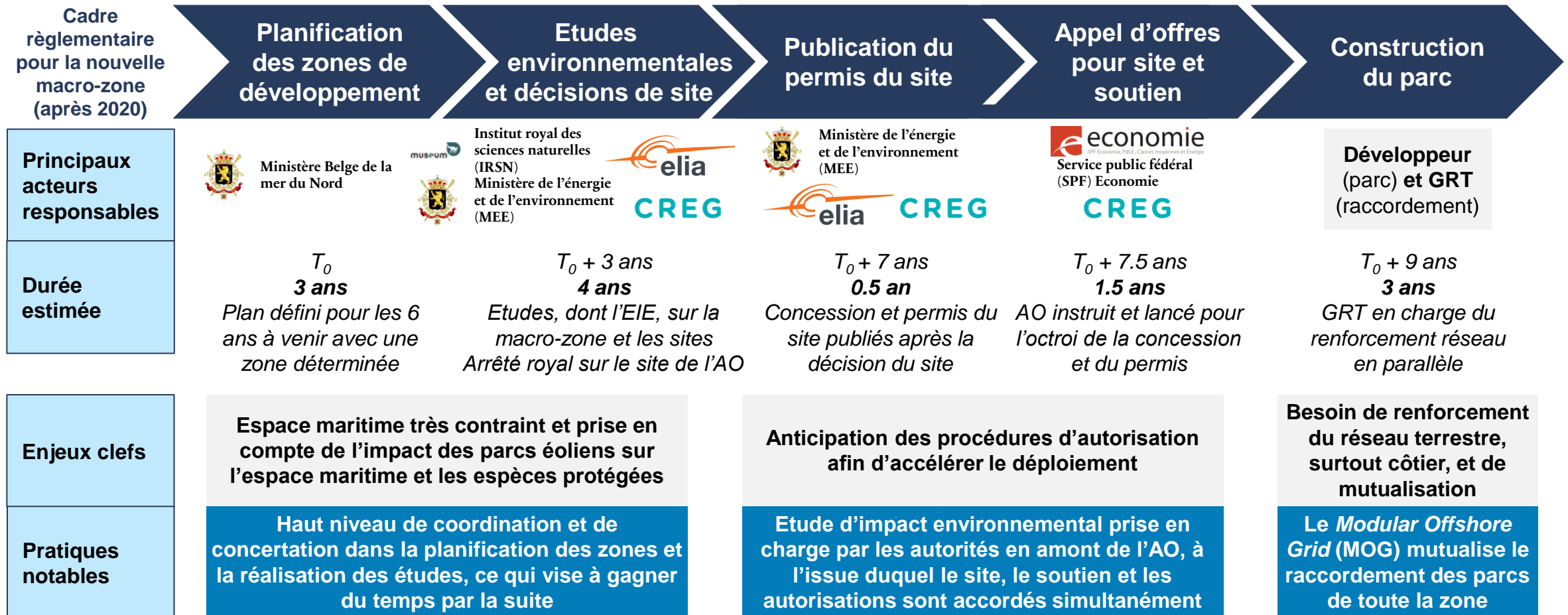
Source: Elia

Après une croissance rapide de l'éolien en mer, la Belgique adapte son cadre réglementaire pour optimiser le développement de la filière. Les contraintes d'espace maritime conditionnent les choix faits en matière de procédures et de raccordement, favorisant les mutualisations fortes.



Le nouveau cadre vise à anticiper les concertations et études en vue d'une attribution conjointe du site, du soutien et des autorisations

Chronologie de développement des projets éoliens en mer

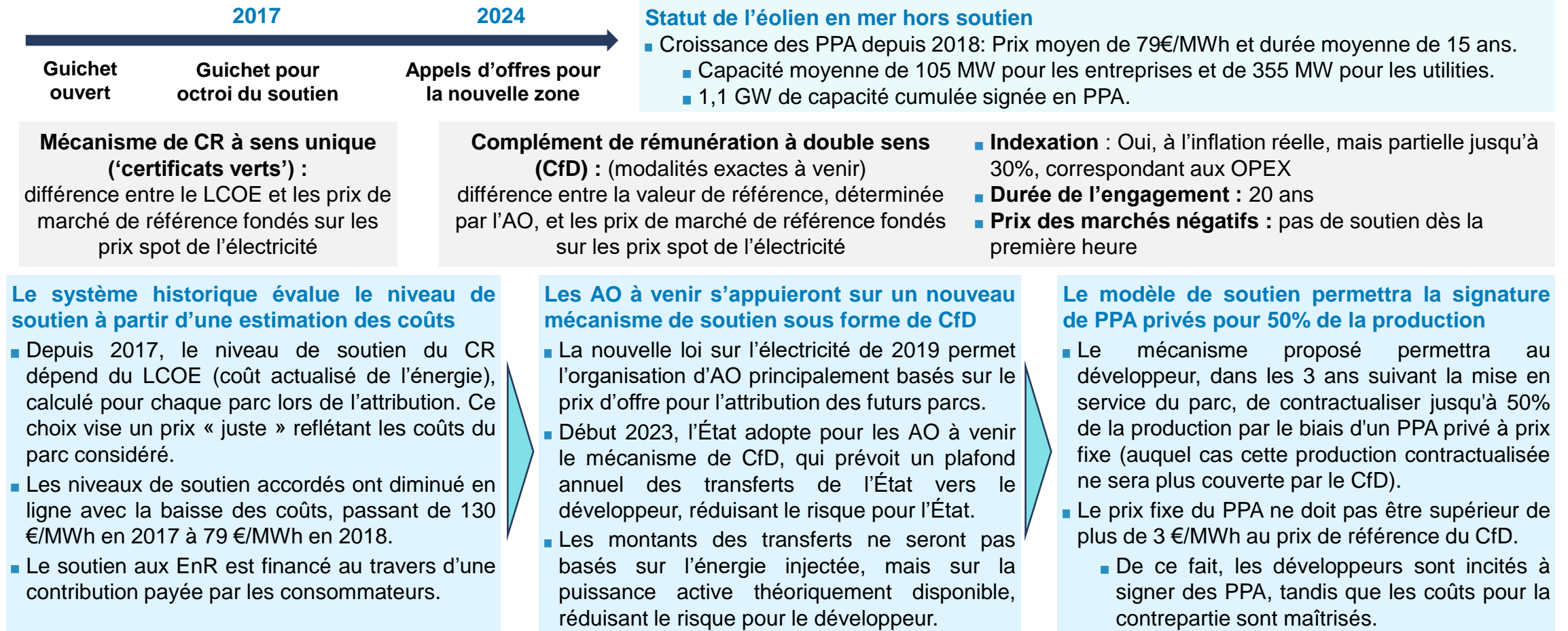


Le nouveau cadre prévoit la réalisation anticipée de toutes les études nécessaires, dont l'EIE, par les autorités à l'issue de la phase de planification des zones. Ceci vise une sécurisation du site et favorise la réduction du temps de développement des parcs.



La Belgique s'oriente vers un mécanisme de soutien fondé sur des CfD, autorisant la signature de PPA privés pour une partie de la production

Formes de soutien pour l'éolien en mer



L'État belge adapte le modèle de soutien pour sécuriser le développement de l'éolien en mer et pour prendre en compte la baisse des coûts de la technologie. Les AO à venir octroieront des CfD avec transferts plafonnés et permettront la signature de PPA privés pour une partie de la production.



La Belgique met la priorité sur le renforcement terrestre et les raccordements mutualisés pour parer aux contraintes du réseau

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éolien en mer

Acteurs	Raccordement maritime		Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Construction	Financement	Construction	Financement
GRT : Elia	Responsable en aval du transfo (inclus)	Responsable en aval du transfo (inclus)	Responsable	Responsable	Responsable	Responsable
Développeur du projet	Responsable en amont du transfo	Responsable en amont du transfo	-	-	-	-

Types de raccordement

Zone	Mer du Nord	Le GRT favorise les raccordements mutualisés au moyen du MOG, ce qui permet de réduire les coûts, d'optimiser l'usage de l'espace maritime restreint, ainsi que de minimiser l'impact environnemental. Un MOG2 est prévu pour les futurs parcs éoliens en mer dans la macro-zone Princesse Elisabeth.
GRT	Elia	
Type de raccordement	Système CA avec raccordement à terre mutualisé (MOG)	

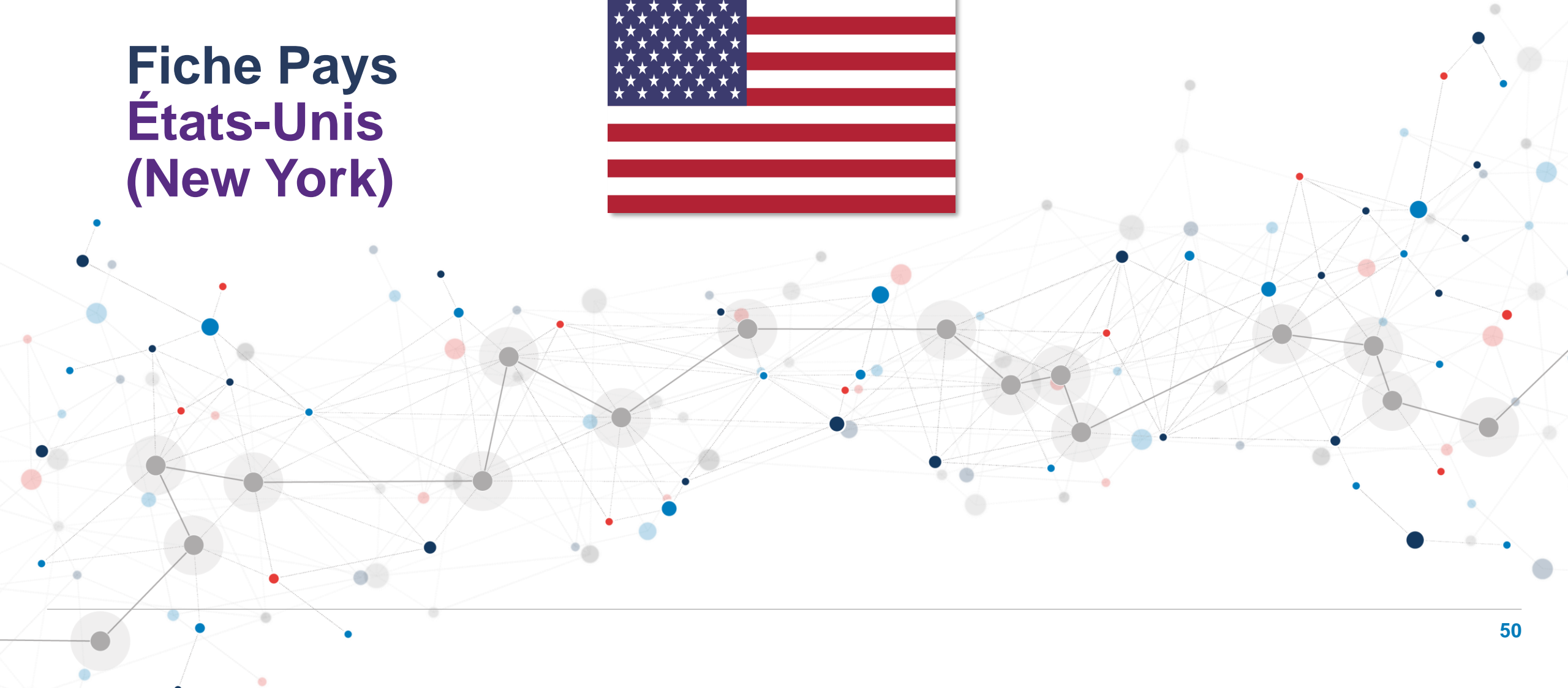
Financement des coûts de raccordement

- Elia est responsable du développement et de l'opération du MOG et du MOG2.
- Avant qu'Elia développe le MOG, le développeur était responsable du raccordement du parc éolien en mer au réseau.
- Les coûts associés sont répercutés sur le consommateur final à travers une contribution réseau en mer comprise dans le tarif de réseau.

Enjeux clefs	Anticipation des besoins de raccordement	Allocation efficace des responsabilités entre les porteurs de projet et le GRT	Réduction des coûts de raccordement et usage efficace de l'espace et du réseau
Pratiques notables	Renforcement du réseau terrestre en amont et en parallèle de la construction des parcs éoliens en mer	GRT en charge du raccordement maritime, au moyen du MOG qui permet une architecture mutualisée	Mutualisation du raccordement maritime pour optimiser le développement du réseau et réduire les coûts

Le raccordement mutualisé à travers le MOG favorise l'optimisation de l'espace contraint et la réduction de coûts, et sera suivi par le développement d'un MOG2 pour la nouvelle zone. Le renforcement du réseau terrestre est réalisé en amont pour pouvoir accueillir la capacité escomptée.

Fiche Pays États-Unis (New York)





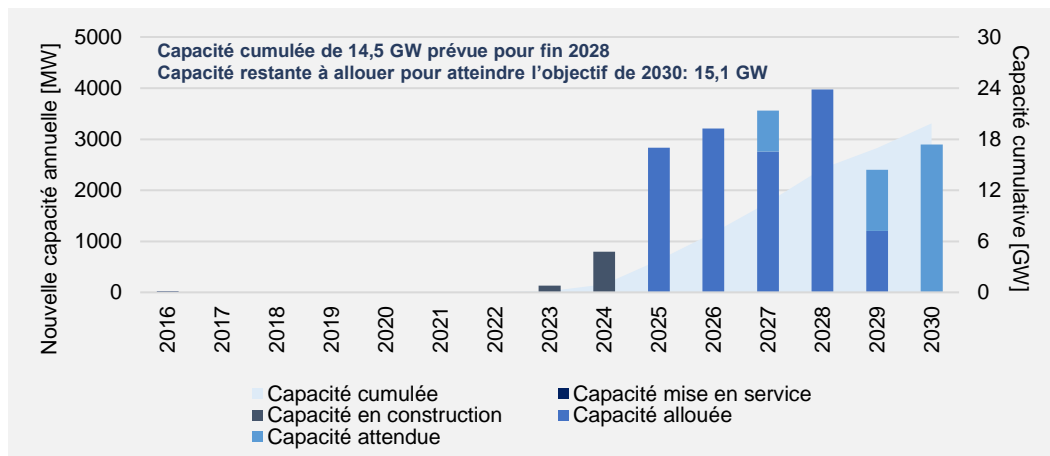
La baisse des coûts et les incitations fiscales renforcent l'attractivité de la filière aux États-Unis

Objectifs chiffrés



Développement de l'éolien en mer

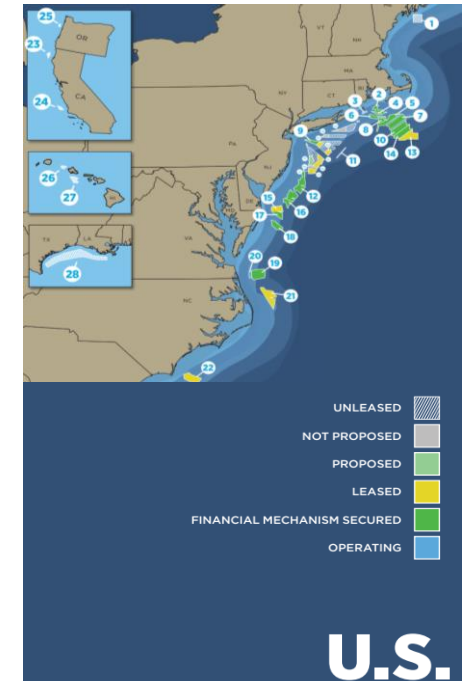
- Part de l'éolien en mer dans le mix électrique en 2022 : 0.
- Usage clé : production d'électricité (et potentiellement d'hydrogène).
- Le gouvernement américain a publié en 2023 une stratégie nationale pour l'éolien en mer. De fortes ambitions existent pour l'éolien en mer flottant, qui soulève moins de problématiques pour les communautés locales.
- La loi sur la réduction de l'inflation (*IRA*) de 2022 prévoit des conditions fiscales très incitatives, qui renforcent l'attractivité de la filière.



Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Capacité cumulée mise en service : 42 MW (2 parcs)
- Capacité allouée (mise en service jusqu'à 2029) : 14,9 GW (19 parcs)
- Développeurs principaux : Ørsted, Eversource (US), Dominion (US), Avangrid (US), Equinor, BP, Shell, ENGIE, EDP Renouvelables
- Très bon gisement éolien en Nouvelle-Angleterre, au Nord de la Californie (notamment pour l'éolien en mer flottant) et potentiellement dans le golfe du Mexique.
- Plusieurs États souhaitent développer des parcs éoliens en mer, notamment dans le Nord-Est densément peuplé et où le potentiel éolien terrestre et solaire est limité.



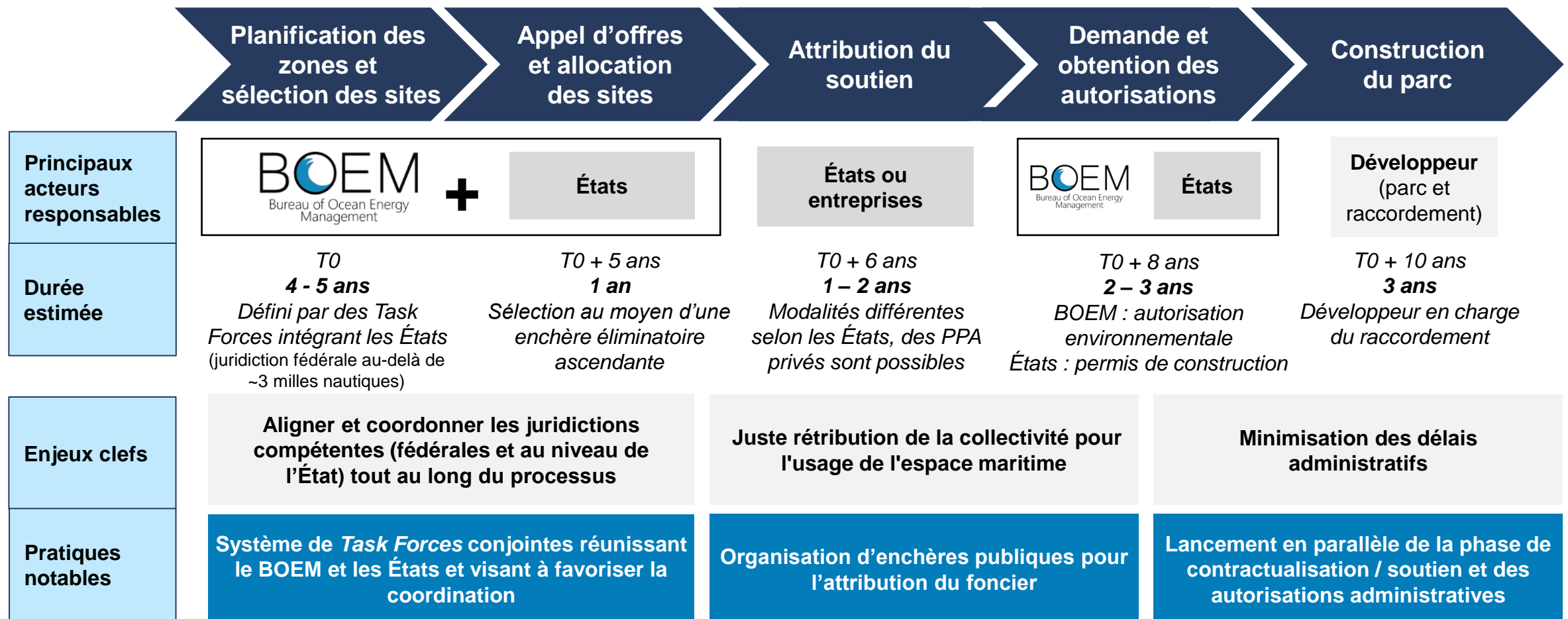
Source: Business Network for Offshore Wind

Grâce à des incitations fiscales, le gouvernement américain soutient le développement de l'éolien en mer et le place au centre des efforts pour décarboner le mix électrique. De fortes ambitions existent, notamment pour le développement de l'éolien en mer flottant.



Un cadre de régulation souple permet d'intégrer le niveau étatique dans la procédure pilotée par l'agence fédérale BOEM

Chronologie de développement des projets éoliens en mer



Le cadre administratif pour l'éolien en mer vise à minimiser les complexités inhérentes à la répartition de compétences entre le niveau fédéral et les États. Sa souplesse permet de conduire en parallèle la contractualisation et les procédures d'autorisation.



Les modalités de soutien sont établies au niveau de chaque Etat, le tarif d'achat (PPA public) étant le modèle le plus répandu à ce stade

Formes de soutien pour l'éolien en mer



Statut de l'éolien en mer hors soutien

- Le modèle américain permet la construction de parcs éoliens en mer sans soutien, dès lors que l'espace maritime a été sécurisé et les permis obtenus.
- Toutefois, aucun PPA ayant pour acheteur une entreprise privée n'a été signé à date.
- Pourtant, la baisse des coûts, la généralisation des PPA privés pour le PV et l'éolien terrestre, l'importance croissante de l'approvisionnement en énergie verte pour les entreprises américaines et l'obligation d'un certain % d'électricité renouvelable dans l'électricité fournie aux consommateurs (à des rythmes différents selon les États) pourraient mener à un fort développement des PPA privés pour l'éolien en mer dans les années à venir, particulièrement sur la côte est.

Modalités du soutien définies par les États, avec des approches partagées au niveau régional

- Si chaque État peut configurer son cadre de soutien, les structures de coopération déjà existantes sur les réseaux électriques (modèle ISO notamment) favorisent la coordination sur les sujets EnR.
- Seuls les États de la côte est ont défini des mécanismes de soutien pour l'éolien en mer à ce stade.
- Deux grandes tendances se dégagent : l'une avec des niveaux de tarif garantis (tarifs d'achat, CfD) et l'autre avec un complément de rémunération fixe en sus des prix des marchés de l'énergie.
- Il convient de **noter l'importance des réductions fiscales** dans le financement des EnR aux USA.

Modèle de complément de rémunération fixe : New York (modèle *Fixed Premium*)

- L'électricité est vendue au prix de marché, avec un complément de rémunération fixe pour chaque MWh injecté, valorisant le caractère renouvelable de l'énergie produite.
- Les **certificats d'origine renouvelable** générés sont ainsi rachetés par les pouvoirs publics à un prix fixe résultant de l'AO, et sont ensuite revendus sur des marchés de certificats.
- Ce mode de soutien est compatible avec un PPA privé et implique une plus grande prise de risque.

Modèle basé sur un tarif garanti: tarif d'achat à MA, CT, RI, MD, NJ et CfD à NY

- Ce modèle rémunère l'énergie injectée au réseau au prix fixe résultant de l'enchère.
- Les développeurs à NY qui ne souhaitent pas s'exposer au modèle *Fixed Premium* peuvent opter pour un mécanisme *Index* (CfD factorisant l'ensemble des sources de revenus : énergie, capacité et certificats d'origine renouvelable), qui apporte une plus grande prévisibilité.

Les mécanismes de soutien sont du ressort des États, qui, pour la plupart, privilégient les tarifs garantis et étudient le développement de PPA privés à terme. New York propose deux systèmes de soutien : un CfD et un système de complément de rémunération fixe compatible avec un PPA privé.



Le développeur est responsable du raccordement et devra prendre en charge les renforcements nécessaires à son projet

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éolien en mer

Acteurs	Raccordement maritime		Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Construction	Financement	Construction	Financement
Développeur du projet	Responsable	Responsable	-	-	-	-
Développeur réseau (opérateur tiers)	-	-	Responsable	Responsable	Responsable	Responsable

Types de raccordement

Zone	Côte Est
Exploitant	Développeur lauréat
Type de raccordement	Système CA radial

Les autorités réfléchissent à des modalités incitant les raccordements mutualisés. Ainsi, les AO à New York intègrent des critères avantageant les développeurs qui proposent des raccordements mutualisés.

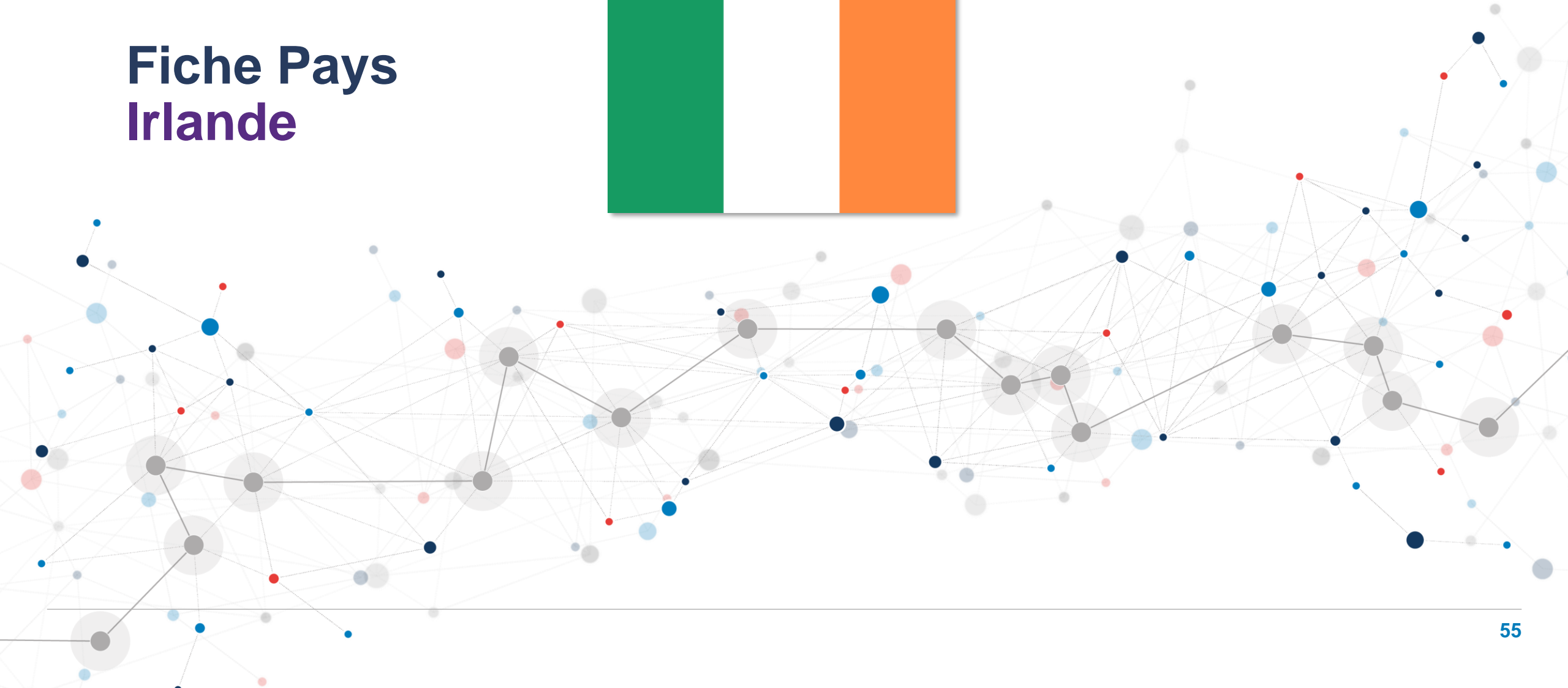
Financement des coûts de raccordement

- Le développeur est responsable de construire et d'exploiter le raccordement maritime, qui alors n'a pas d'impact tarifaire.
- Il revient à l'ISO d'évaluer le besoin et les coûts éventuels de renforcement de réseau considéré nécessaire pour le raccordement du parc, qui s'ajoutent aux coûts de construction du raccordement maritime supportés par le développeur.
- Les procédures sont supervisées par le régulateur fédéral FERC.

Enjeux clefs	Cohérence des procédures pour l'ensemble du réseau américain	Résolution des congestions terrestres et maximisation du potentiel éolien en mer
Pratiques notables	Le régulateur fédéral FERC supervise les modalités de raccordement et le développement du réseau	Le développeur peut inclure dans son projet le renforcement d'une partie du réseau électrique terrestre, ce qui peut ouvrir davantage d'opportunités de développement de l'éolien en mer

Le développeur est responsable du raccordement (et pourrait prendre en charge les renforcements s'il y a un intérêt économique). Cela pourrait créer des opportunités de réduction des coûts dans un contexte concurrentiel, mais tend à complexifier la planification du réseau électrique.

Fiche Pays Irlande





L'Irlande relève ses ambitions pour accélérer le développement et tirer parti de son potentiel éolien en mer

Objectifs chiffrés

2022	2030	2050
25 MW	7 GW, dont 2 GW d'éolien flottant	37 GW

Développement de l'éolien en mer

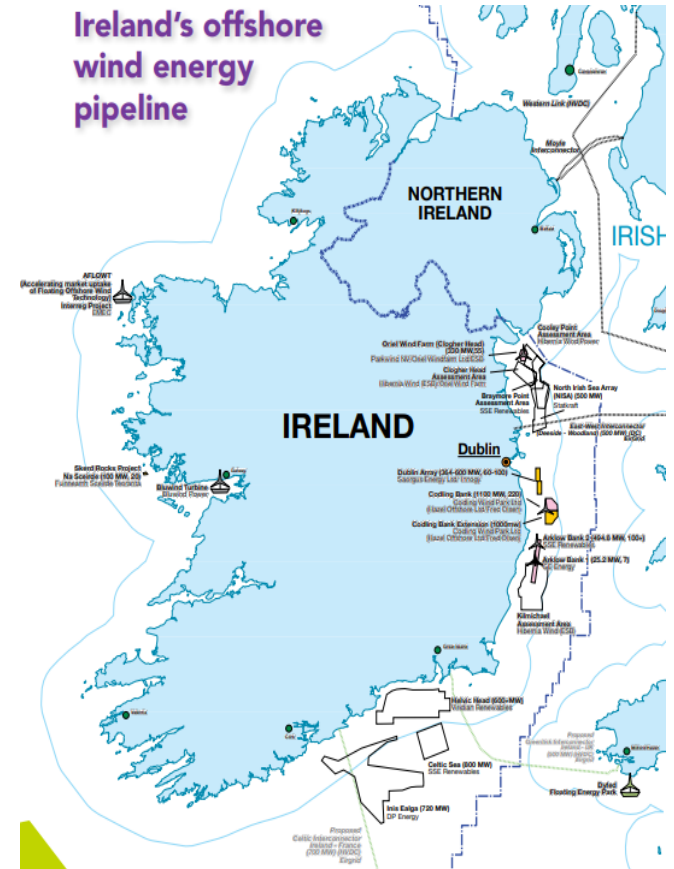
- Part de l'éolien en mer dans le mix électrique en 2022 : 0.
- Usage clé envisagé : production d'électricité et ambitions sur l'hydrogène.
- Plusieurs facteurs ont conduit à limiter le développement de l'éolien en mer :
 - La concurrence avec l'éolien terrestre pour la capacité limitée de raccordement au réseau (et une moindre compétitivité).
 - La sensibilité du système électrique (insulaire et faiblement interconnecté, caractérisé par des problématiques d'inertie) aux éventuelles perturbations provoquées par l'éolien en mer.
- Cependant, dans un contexte de relèvement des ambitions climatiques et de compétitivité accrue de l'éolien en mer, l'Irlande a fixé des objectifs ambitieux pour le développement de l'éolien en mer posé et flottant.
 - Le gouvernement publiera en 2024 une stratégie industrielle pour le développement de la filière éolienne en mer.
 - A l'horizon 2030, l'Irlande vise l'installation d'une capacité éolienne flottante de 2GW pour la production d'hydrogène.
- Le gouvernement a pris des mesures pour simplifier le processus d'octroi des permis ainsi que pour accélérer le déploiement.

Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Capacité cumulée mise en service : 25 MW (1 parc)
- Capacité allouée (mise en service jusqu'à 2030) : 2,5 GW (4 parcs)
- Développeurs principaux : *SSE Renewables, RWE, Fred Olsen Seawind, EDF Renewables*
- Gisement et positionnement unique : l'île est dotée d'un large espace maritime, ayant accès à la mer d'Irlande, à la mer Celtique et à l'océan Atlantique, dont le potentiel éolien est massif.

Ireland's offshore wind energy pipeline



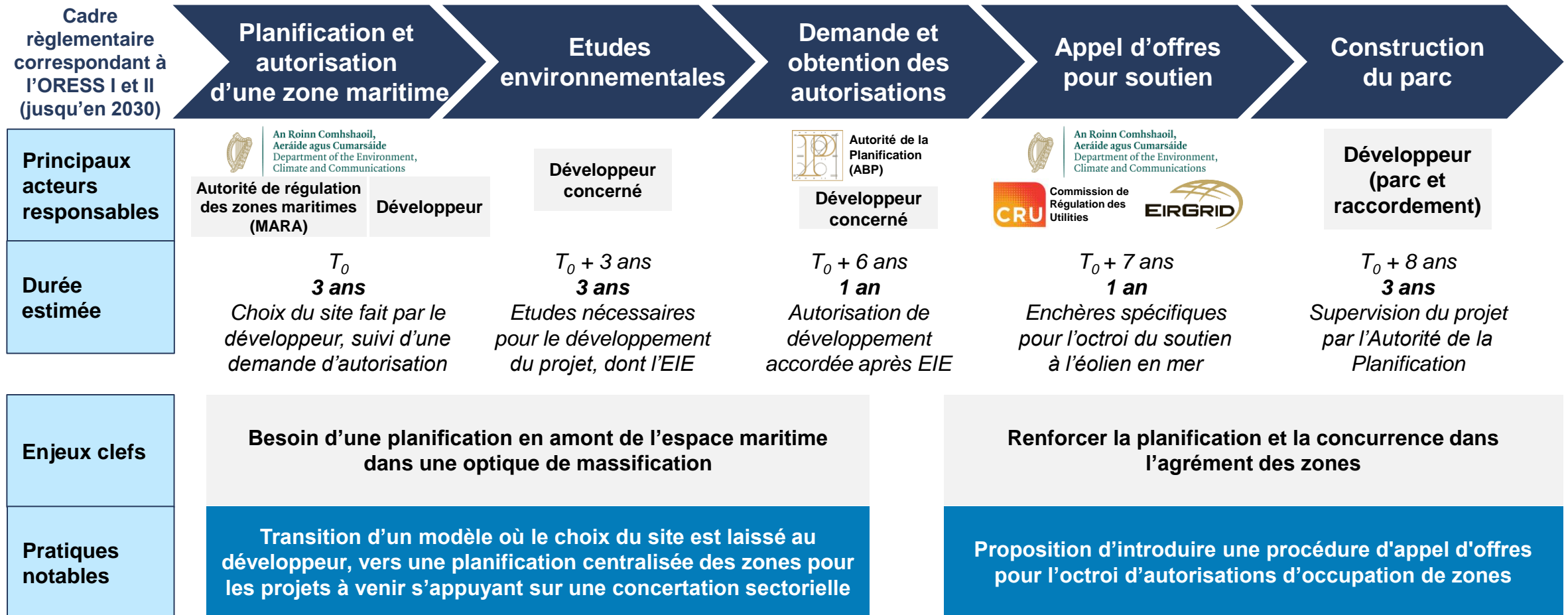
Source: Wind Energy Ireland

L'Irlande cherche à tirer parti de son potentiel éolien en mer de premier plan au moyen d'objectifs ambitieux et d'un cadre adapté pour le développement de la filière.



L'Irlande prévoit une transition vers un modèle de développement centralisé qui vise à accélérer le déploiement de l'éolien en mer

Chronologie de développement des projets éoliens en mer



La procédure de développement est en pleine évolution : elle s'appuie initialement sur un modèle piloté par les développeurs pour lancer le déploiement des projets, mais la transition vers un modèle centralisé s'appuyant sur des plans stratégiques au niveau national est prévue pour la massification.

Le soutien pour l'éolien en mer est fondé sur des CfD octroyés par AO et vise à assurer le développement de la filière

Mécanismes de soutien pour l'éolien en mer

2004

2021

2023

Démonstrateur

Enchères multi-technologies pour CfD

Enchères dédiées pour l'éolien en mer pour CfD

Statut de l'éolien en mer hors soutien

- Marché des PPA pour l'éolien en mer non-existant à ce jour.
- Les parcs, ou parties des parcs, non couverts par le soutien seront en principe éligibles à des PPA privés.

Complément de rémunération à double sens (CfD) : différence entre la valeur de référence, déterminée par l'AO, et les prix de marché de référence fondés sur les prix spot de l'électricité

- **Indexation :** Oui, à l'IPC, mais partielle à 30%, correspondant aux OPEX
- **Durée de l'engagement :** 20 ans
- **Prix des marchés négatifs :** pas de soutien accordé (dès la première heure)

Un soutien pour l'éolien en mer octroyé par AO, et sous la forme de CfD

- Le régime de soutien à l'énergie renouvelable en mer (ORESS) a été ratifié en 2020 et prévoit des appels d'offres dédiés pour l'octroi de soutien aux projets éoliens en mer.
- Le type de soutien retenu est un CfD (CR à double sens). Le cahier des charges pour l'ORESS I a été publié fin 2022, et l'enchère menée début 2023.
- Le soutien apporté par les CfD sera financé par le consommateur à travers la taxe sur les obligations de service public (OSP).

Un calendrier est établi pour les AO soutien, la première enchère ayant eu lieu début 2023

- Calendrier et volumes indicatifs d'enchères:
 - ORESS I : 2023; 2,5 – 3 GW
 - ORESS II : 2024; au moins 700 MW (en fonction de la capacité réseau disponible)
 - ORESS III : après 2030
- L'ORESS I a atteint des niveaux de prix plus bas qu'attendu.
 - Quatre projets totalisant 2,5 GW devraient être retenus, avec un prix d'offre moyen de 86 €/MWh.
 - 1 GW de projets n'ont pas été retenus.

Le volume de projets soutenus dépendra de la capacité du réseau terrestre disponible

- Le nombre de projets soutenus lors des prochaines enchères dépendra de la capacité de connexion au réseau de transport estimée par EirGrid.
- Ainsi, des incertitudes demeurent sur la possibilité de raccorder au réseau plusieurs projets actuellement en phase de développement.
- Cette situation pourrait favoriser la production d'hydrogène sur site à partir de l'électricité qui ne pourrait pas être acheminée sur le réseau.

Le mécanisme de CfD permet de sécuriser le développement de la filière, avec une enchère dédiée et un budget propre pour cette technologie. Toutefois, le volume de projets soutenus sera limité par les contraintes du réseau électrique irlandais.

L'Irlande vise une transition progressive vers un modèle de développement centralisé du réseau en mer

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éolien en mer

Acteurs	Raccordement maritime		Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Construction	Financement	Construction	Financement
ESB Networks (GRT : Eirgrid)	Responsable (ORESS II et III)	Responsable (ORESS II et III)	Responsable	Responsable	Responsable	Responsable
Développeur du projet	Responsable (ORESS I et II)	Responsable (ORESS I et II)	-	-	-	-

Types de raccordement

Zone	Mer d'Irlande et Mer Celtique et Océan Atlantique	Le plan de développement de réseau en mer ainsi que de renforcement du réseau terrestre sera adapté afin de lever les contraintes structurelles de réseau et d'accueillir les futurs parcs.
Exploitant	Développeur lauréat	
Type de raccordement	Système CA radial (prévu et favorisé en l'absence de problématiques spatiales fortes)	

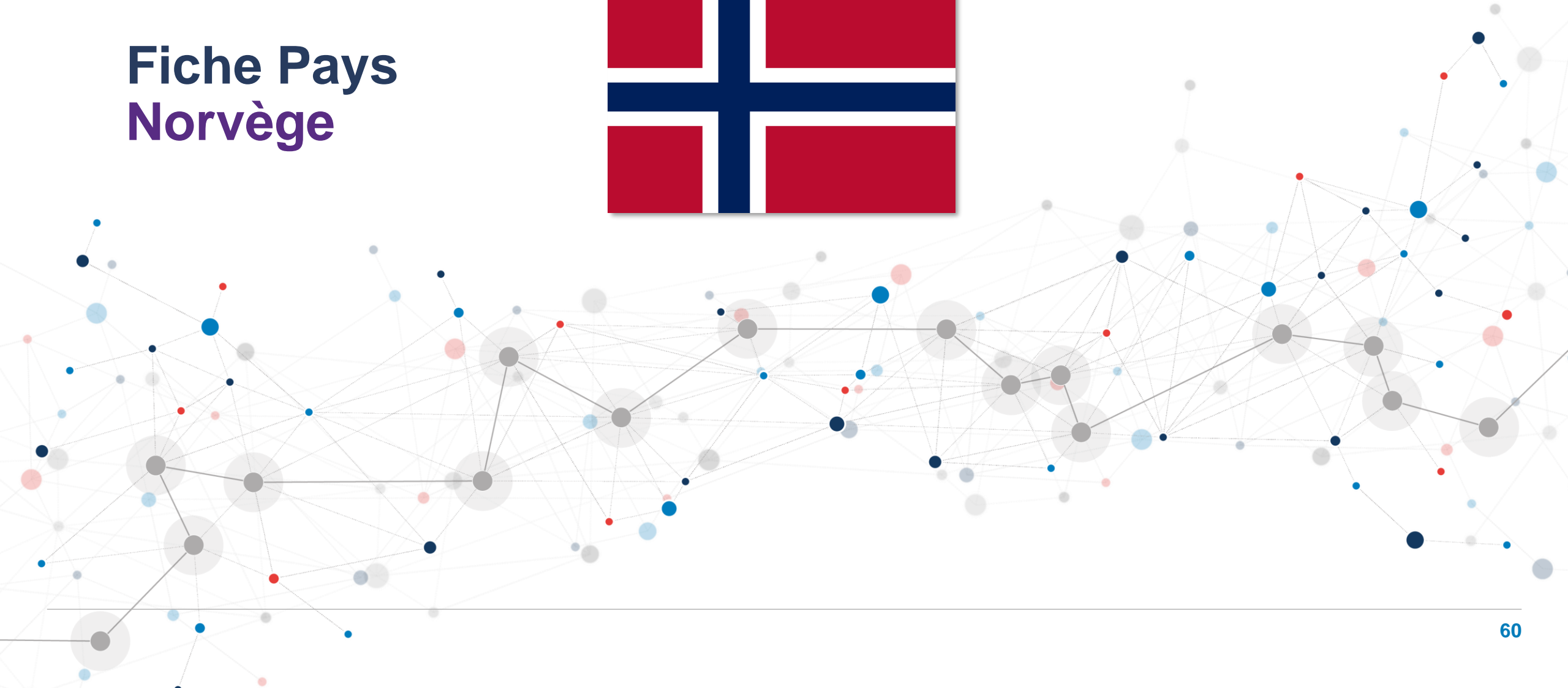
Financement des coûts de raccordement

- La construction du raccordement maritime sera réalisée par le développeur pour ORESS I, par le développeur et/ou par Eirgrid pour ORESS II, et par Eirgrid pour ORESS III.
 - Le développeur doit exposer les coûts estimés de raccordement dans son offre aux enchères ORESS I et II.
- Eirgrid rachète les actifs de raccordement des projets (ORESS I et II) et répercute les coûts de développement sur le consommateur final à travers la taxe OSP (ORESS I et II) puis le tarif de réseau (ORESS III).

Enjeux clefs	Risques de retard dans l'achèvement du réseau en mer	Allocation efficace des responsabilités entre les porteurs de projet et le GRT pour le développement du réseau
Pratiques notables	Responsabilité de la construction du raccordement maritime allouée au développeur pour lancer la première vague de projets	Transition progressive des responsabilités de raccordement maritime du développeur de projet vers le GRT dans une optique de massification et de coordination

L'Irlande prévoit une transition progressive du modèle actuel de raccordement maritime décentralisé, s'appuyant sur le développeur, vers un modèle centralisé s'appuyant sur le GRT au cours de cette décennie, qui se déroulera parallèlement aux trois enchères ORESS programmées.

Fiche Pays Norvège





La Norvège cherche à tirer parti de son expertise *offshore* et de son potentiel important pour accélérer le déploiement de l'éolien en mer

Objectifs chiffrés

2022	2030	2040	2050
0	4,5 GW	30 GW	

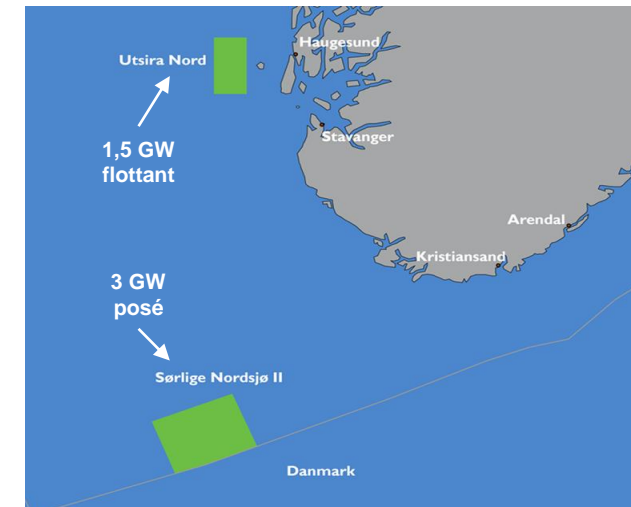
Développement de l'éolien en mer

- Part de l'éolien en mer dans le mix électrique en 2022 : 0.
- Usage clé : production d'électricité et d'hydrogène.
- La non priorisation de cette filière par le passé s'explique notamment par :
 - Un mix historiquement décarboné (essentiellement hydroélectrique) suffisamment dimensionné pour répondre aux besoins nationaux, avec des prix de l'électricité parmi les plus bas d'Europe.
 - Des fonds marins relativement profonds à proximité des côtes, qui ne favorisent pas le développement de parcs posés.
 - De fortes réticences de la part d'un secteur de la pêche très influent.
- Le secteur est poussé par la hausse de consommation en Scandinavie et par le développement des interconnexions, qui tirent les prix d'électricité à la hausse dans la zone sud, de plus en plus interconnectée au reste de l'Europe.
- Le déploiement d'éoliennes en mer s'appuiera sur l'expertise et la base industrielle de l'industrie *offshore* (pétrolière et gazière).
- Le gouvernement a lancé des travaux sur l'identification de zones de développement et sur la simplification des procédures d'autorisation pour accélérer le déploiement de la filière.

Parcs et acteurs

État du parc éolien en mer à fin 2022

- Puissance mise en service : 0
- Puissance à attribuer prochainement (mise en service avant 2030) : 4,5 GW
- Développeurs principaux : à *déterminer*
- Emplacement unique avec un large espace maritime en Mer de Norvège et Mer du Nord (plus profond à proximité des côtes qu'au large) et un potentiel éolien en mer très important.
- Les parcs éoliens en mer ont vocation à être raccordés pour partie à la Norvège, mais aussi pour partie aux pays voisins de la Mer du Nord.



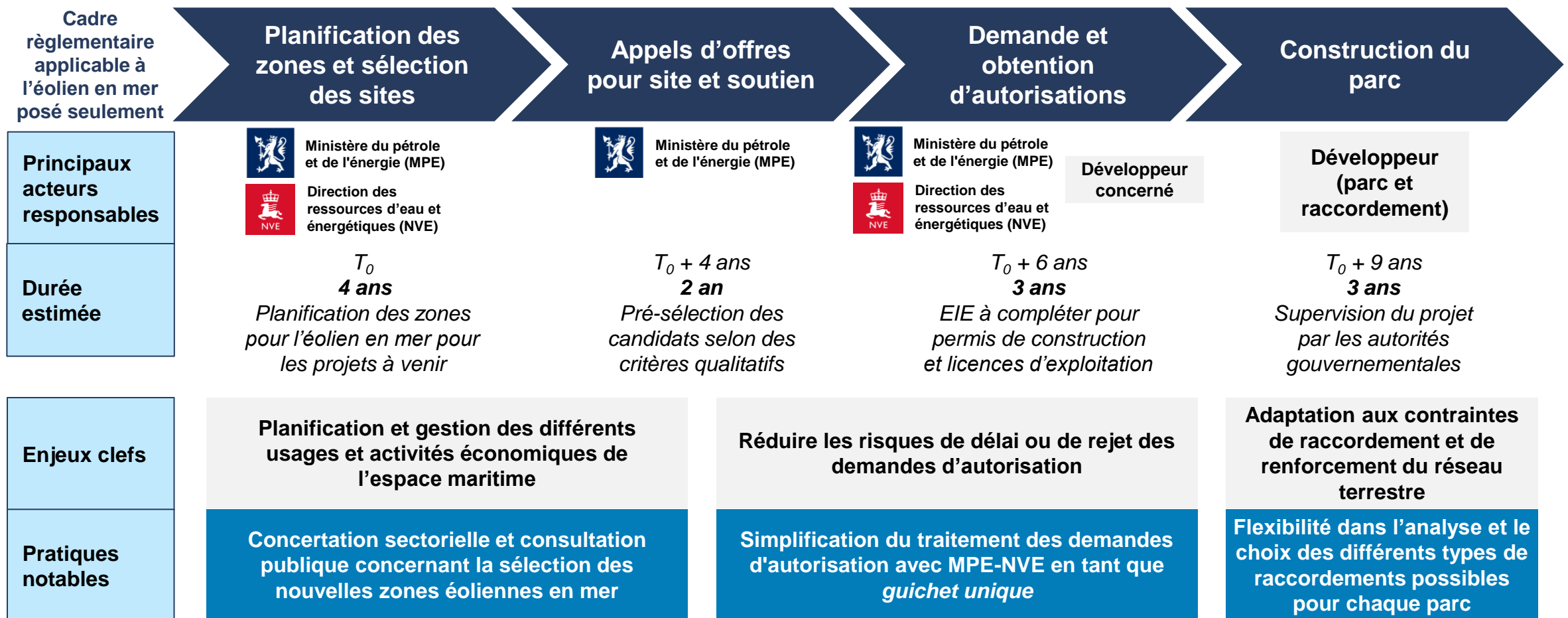
Source: MPE

La Norvège actionne le développement de la filière éolienne en mer dotée d'un potentiel de premier plan, et cherche à s'appuyer sur l'expertise de l'industrie *offshore* pétrolière afin d'accélérer son décollage et assurer sa compétitivité.



Le cadre réglementaire pour l'attribution et l'autorisation prévoit une distinction entre l'éolien en mer posé et flottant

Chronologie de développement des projets éoliens en mer



La Norvège met en œuvre un guichet unique afin de simplifier les démarches administratives liées au développement de l'éolien en mer. Des modalités distinctes d'attribution et d'autorisation pour l'éolien en mer posé et pour l'éolien en mer flottant sont prévues.



La Norvège adopte le mécanisme de CfD pour sécuriser le développement l'éolien en mer

Mécanismes de soutien pour l'éolien en mer

2022

2023

Introduction du système d'enchères

Enchères en prix et AO qualitatifs

Statut de l'éolien en mer hors soutien

- Marché des PPA pour l'éolien en mer non-existant à ce jour.
- Les parcs non couverts par le soutien seront éligibles à des PPA privés.

Parcs éoliens connectés aux plateformes pétrolières

- Des parcs éoliens en mer directement connectés aux plateformes pétrolières sont en développement et seront éligibles au soutien accordé par l'État.

Complément de rémunération à double sens (CfD) plafonné : différence entre la valeur de référence, déterminée par l'AO, et les prix de marché de référence fondés sur les prix spot de l'électricité

- **Indexation :** Non
- **Durée de l'engagement :** 15 ans
- **Prix des marchés négatifs :** pas de soutien accordé (dès la première heure)

Le soutien apporté par l'État est considéré essentiel pour le développement de la filière

- Une nombre important de sites envisagés concernant l'éolien en mer flottant ou sont situés loin des côtes, ce qui engendre des coûts importants et met en exergue la nécessité d'un soutien.
- L'État a déclaré en 2023 que le soutien pour l'éolien en mer prendrait la forme de CfD, afin de sécuriser le développement des projets.
- L'État étudie divers modèles de taxe foncière afin de garantir qu'une partie des bénéfices sera partagée avec les communautés locales.

La Norvège adopte le modèle de CfD, avec une distinction possible entre posé et flottant

- La Norvège a adopté un mécanisme de CfD avec transferts plafonnés pour l'éolien en mer posé.
 - Il est proposé de plafonner les transferts cumulés entre l'État et le producteur à hauteur de 1,35 Md€ par site, dans les deux sens. L'enchère pour l'octroi de CfD prévoira un prix de référence maximum d'environ 56 €/MWh (0,66 NOK/kWh).
- Les modalités du CfD pour l'éolien en mer flottant restent à définir.

Les modalités d'allocation de sites et soutien seront différentes pour le posé et le flottant

- Pour les sites éoliens en mer posés de la zone Sørliche Nordsjø II, l'allocation du foncier et du soutien sera conjointe et fondée sur une même enchère en prix, précédée d'une phase de préqualification.
- Pour les sites éoliens en mer flottants de la zone Utsira Nord, l'attribution des sites sera fondée uniquement sur des critères qualitatifs, tels que la robustesse technique et financière et l'innovation technologique. L'octroi du soutien se fera ultérieurement à travers un AO dédié.

Le modèle de soutien retenu consiste en un CfD, permettant de sécuriser le développement de la filière. Les modalités exactes du CfD restent à finaliser, et une distinction entre l'éolien en mer posé et l'éolien en mer flottant est possible, notamment concernant le plafonnement des transferts.



Les modalités de raccordement pour les parcs éoliens en mer et les responsabilités restent à définir

Modalités de répartition des responsabilités du raccordement maritime et terrestre des parcs éolien en mer

Acteurs	Raccordement maritime		Raccordement terrestre		Renforcement réseau amont	
	Construction	Financement	Construction	Financement	Construction	Financement
GRT : Statnett	Responsable (si interconnexion vers d'autres pays)	Responsable (si interconnexion vers d'autres pays)	Responsable	Responsable (partiellement)	Responsable	Responsable
Développeur du projet	Responsable (si vers la Norvège, transfo inclus)	Responsable (si vers la Norvège, transfo inclus)	-	Responsable (partiellement)	-	-

Types de raccordement

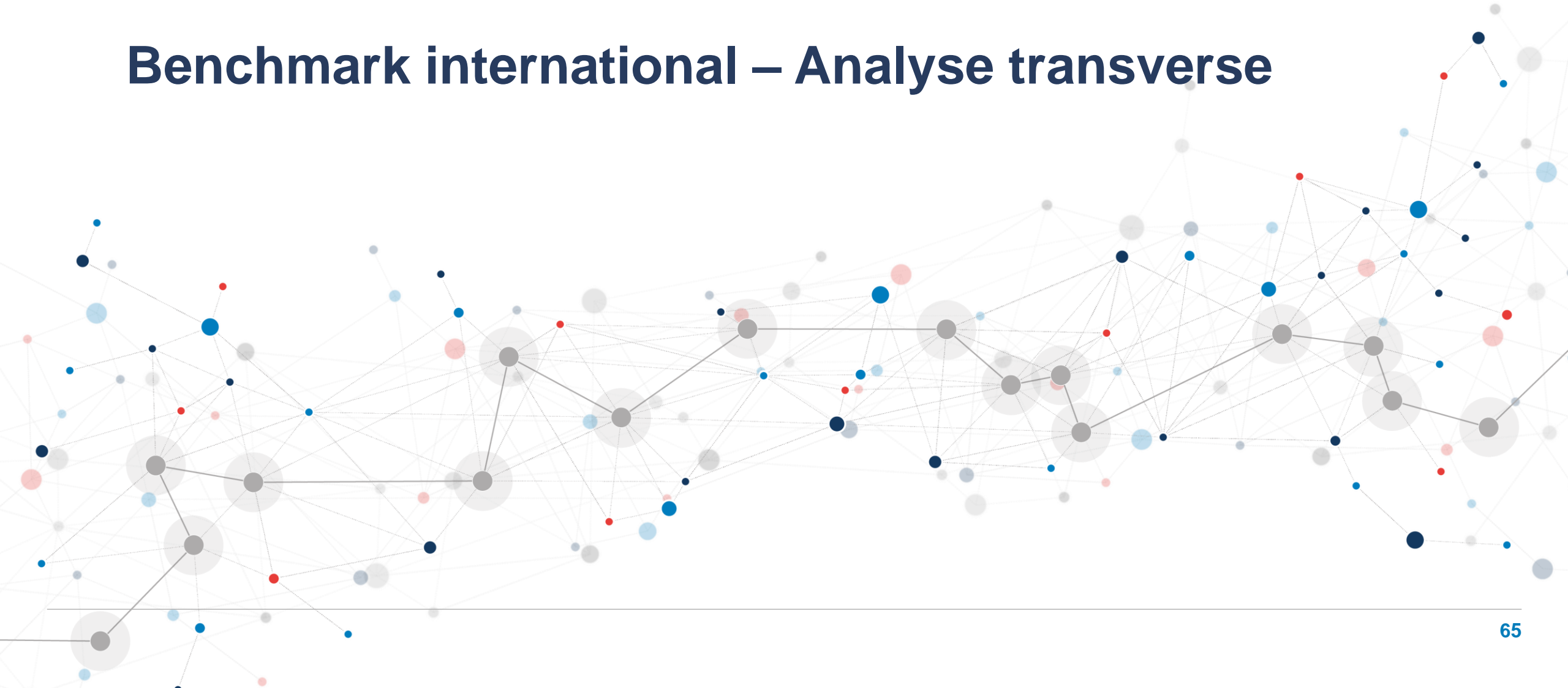
Zone	Mer de Norvège et Mer du Nord		
GRT	Statnett	<p>NVE et Statnett évaluent trois options de raccordement : radial ou mutualisé vers la Norvège, vers un autre pays, ou interconnexion hybride entre plusieurs pays. MPE prend la décision pour chaque site.</p>	
Type de raccordement	Système CA ou CCHT radial (possiblement, à terme, avec raccordement mutualisé ou interconnexion hybride)		
Enjeux clefs	Anticipation des besoins de raccordement	Besoin de déterminer l'alternative de raccordement la plus adaptée pour chaque projet/zone	Réduction des coûts de raccordement et usage efficace de l'espace maritime
Pratiques notables	Renforcement du réseau terrestre en amont / parallèle de la construction des parcs éoliens en mer	En cas de raccordement non radial, GRT en charge du développement du réseau en mer, possibilité de raccordements mutualisés et d'interconnexions hybrides avec d'autres pays pour optimiser le développement du réseau et réduire les coûts	

Financement des coûts de raccordement

- Le raccordement des projets en cours se fera au moyen de lignes radiales vers la Norvège. Le développeur est chargé de la planification, du financement, de la construction et de l'exploitation du raccordement en mer. De plus, Statnett peut exiger une contribution financière pour le renforcement du réseau terrestre.
- Le raccordement vers des pays tiers devrait être pris en charge par Statnett, qui répercutera les coûts sur le consommateur final.

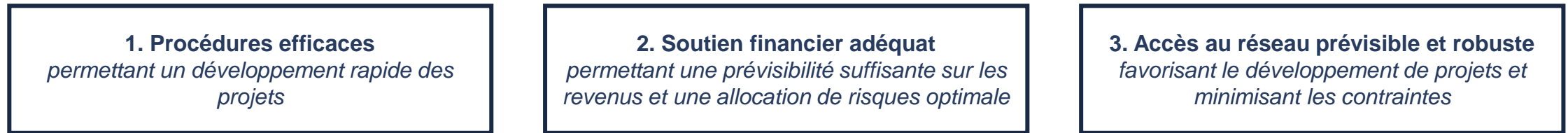
Les raccordements mutualisés et les interconnexions hybrides présentent des avantages en matière d'optimisation de l'espace maritime et de réduction de coûts. A court terme, des raccordements par voie radiale à la Norvège ou à des installations pétrolières sont envisagés.

Benchmark international – Analyse transverse




Contenu et structure

- Afin d'identifier **les grandes tendances et les meilleures pratiques** en matière de développement de l'éolien en mer, nous menons une **analyse transverse et comparative** entre les différents pays du benchmark sur les trois thématiques clefs de l'étude :



- L'analyse transverse **couvre les grands enjeux** en identifiant les pratiques notables et leurs spécificités dans les différents pays concernés par le benchmark, suivant la grille d'analyse suivante :

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés
<i>Enjeu</i>	Pratique notable	Spécificités au niveau des pays	

- L'analyse transverse vise à **mettre en évidence les facteurs clefs de succès** concernant le développement de l'éolien en mer, pour ensuite **formuler des recommandations** ciblées pour le développement de l'éolien en mer en France (section suivante).

Pratiques notables : centralisation de la planification, guichet unique pour les demandes d'autorisation et permis unique

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés												
Améliorer le recensement et la planification des sites propices	Une seule autorité publique centralise le processus de planification et de sélection des sites, et coordonne les études nécessaires	Une seule agence gère tout le processus en interne													
		Une agence coordonne le processus (avec d'autres administrations)													
Minimiser les délais à travers le parcours d'autorisation administrative	Une même autorité coordonne la phase de planification et la phase d'autorisation, et est dotée de ressources adéquates	Une seule agence coordonne la planification et l'autorisation													
		Plusieurs agences se partagent les responsabilités													
	Système de guichet unique : une seule autorité coordonne l'octroi de tous les permis, et fait le lien avec les administrations compétentes au besoin	Autorité agissant en tant que <i>Guichet unique</i>	ANE	BSH		ADE					MPE-NVE				
		Plusieurs autorités impliquées													
	Alignement des temporalités pour l'octroi des droits fonciers, de l'autorisation administrative** pour le parc et du soutien	Octroi conjoint du foncier, du soutien et de l'autorisation suite à l'AO (« permis unique »)													
		Octroi conjoint du bail foncier et du soutien, puis autorisation administrative									posé				
Procédures indépendantes pour l'octroi du foncier et du soutien									flottant						

* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.

** Pour cette étude, "autorisation administrative" est définie comme la concession octroyant au développeur le droit exclusif de développer un parc éolien en mer sur un site déterminé. La dénomination de l'autorisation précitée peut varier dans les différents pays. D'autres autorisations sont généralement nécessaires, par exemple pour la construction ou pour le raccordement au réseau.

Pratiques notables : permis flexibles, consultations extensives, gestion accélérée des recours et mesures sociales et locales

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés									
« <i>Flexibiliser</i> » les permis délivrés	Permis de site permettant des modifications du projet dans une certaine limite, tant que l'EIE couvre ces ajustements	Permis flexibles, avec des modifications possibles sur les caractéristiques des turbines, des fondations et sur l'implantation des câblages										
				**	**			*				
Améliorer l'acceptabilité et réduire le nombre et la durée des contentieux, sources de retards	Implication forte des parties prenantes au long des procédures de planification et d'autorisation	Planification soumise à consultation										
		EIE soumise à consultation										
		Cahier de charges de l'AO soumis à consultation***										
		Plan de construction/développement soumis à consultation										
	Gestion accélérée des recours contentieux	Recours contentieux de moindre enjeu qu'en France										
		Décision de justice, premier et dernier ressort										
		Décision administrative sans recours possible										
	Mesures visant l'acceptabilité sociale du projet	Soutien à l'emploi local et à la formation										
		Compensation ou apport de fonds										
		Financement participatif proposé pour le parc										

* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.

** Le permis flexible est optionnel sur demande du développeur.

*** Consultation publique aux Pays-Bas, en Belgique, aux États-Unis et en Norvège; consultation restreinte au Royaume-Uni, dialogue concurrentiel au Danemark et en France.

Pratiques notables : découplage des AO pour le foncier et le soutien, rétributions foncières et pénalités explicites et/ou implicites

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés									
Inciter les développeurs à accélérer la mise en service	Régime de pénalités en cas de non respect des délais prévus si la cause est imputable au développeur	Pénalités explicites										
		Incidations implicites**										
Allouer le foncier et définir le juste niveau de rétribution / loyer	Octroi du foncier concurrentiel et / ou coordonné avec l'octroi du soutien	Allocation des droits fonciers par AO, conjointement au soutien										
		Allocation des droits fonciers par AO, séparément du soutien										
		Allocation des droits fonciers avec un système de guichet										
	Existence d'un loyer / rétribution foncière	Loyer à payer par le développeur										
		Pas de paiements associés au bail										

* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.

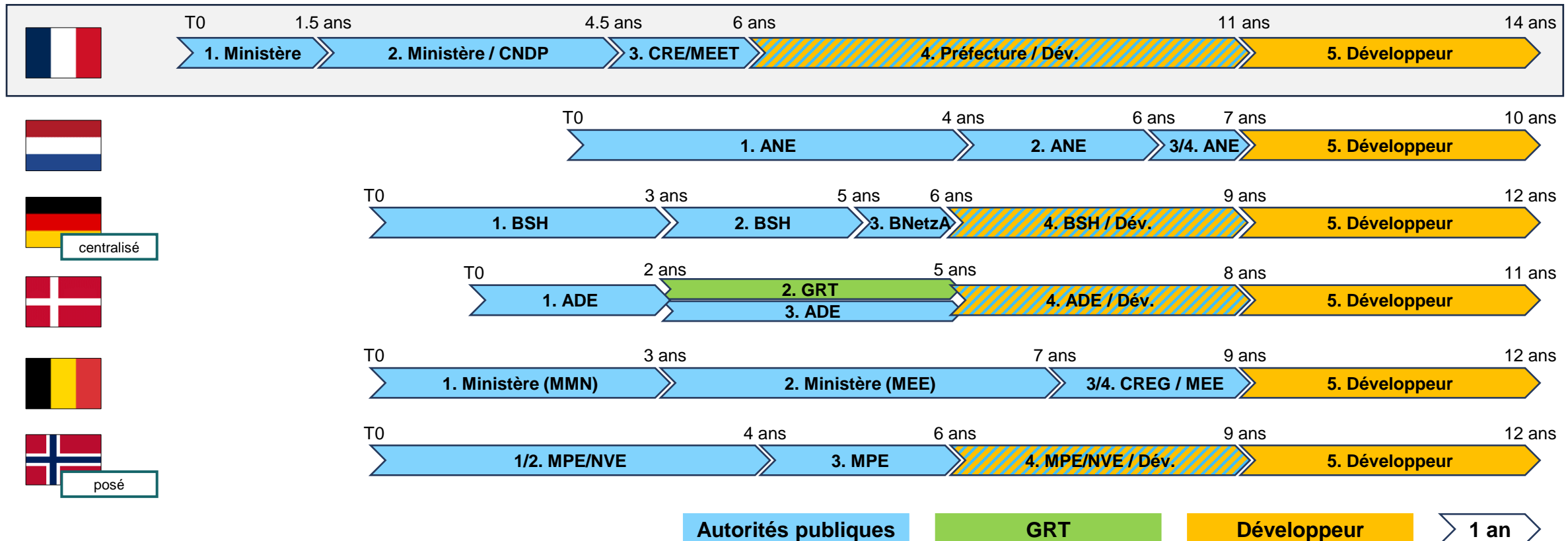
** Les incitations implicites incluent : loyer foncier et risque de perte du crédit d'impôt aux États-Unis, réduction de la durée du soutien en Irlande et en France, paiement de frais de réservation jusqu'à l'échéance de la promesse de bail au Royaume-Uni.

Responsabilités et chronologie des procédures

Modèles avec AO conjoint pour foncier et soutien

Chronologie de développement du projet éolien en mer

1. Planification des zones – 2. Identification des sites et études – 3. Processus d'appel d'offres conjoint foncier et soutien – 4. Processus d'autorisations et recours – 5. Construction du parc



* Les acteurs présentés à chaque étape sont les principaux, tout en notant que d'autres peuvent aussi être impliqués.

** Pour cette étude, "autorisation administrative" est définie comme la concession octroyant au développeur le droit exclusif de développer un parc éolien en mer sur un site déterminé. La dénomination de l'autorisation précitée peut varier dans les différents pays. D'autres autorisations sont généralement nécessaires, par exemple pour la construction ou pour le raccordement au réseau.

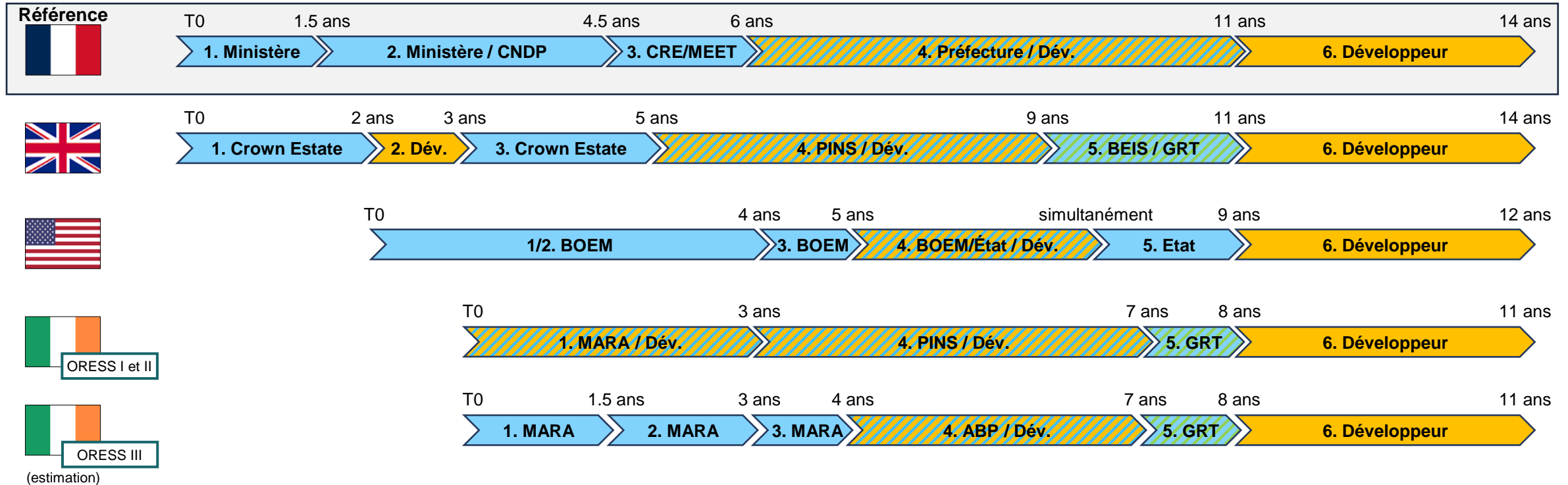
*** En raison d'un retour d'expérience très limité ou d'un cadre incertain, le modèle non-centralisé en Allemagne, la procédure de 'porte ouverte' au Danemark et la procédure pour l'éolien en mer flottant en Norvège ne sont pas illustrés.

Responsabilités et chronologie des procédures

Modèles avec AO distincts pour foncier et soutien

Chronologie de développement du projet éolien en mer

1. Planification des zones – 2. Identification des sites et études – 3. Processus d'appel d'offres foncier – 4. Processus d'autorisations et recours – 5. Processus d'appel d'offres soutien – 6. Construction du parc



Autorités publiques

GRT


































Développeur

1 an

* Les acteurs présentés à chaque étape sont les principaux, tout en notant que d'autres peuvent aussi être impliqués.

** Pour cette étude, "autorisation administrative" est définie comme la concession octroyant au développeur le droit exclusif de développer un parc éolien en mer sur un site déterminé. La dénomination de l'autorisation précitée peut varier dans les différents pays. D'autres autorisations sont généralement nécessaires, par exemple pour la construction ou pour le raccordement au réseau.

Pratiques notables : critères qualitatifs multiples et innovants, rétribution financière, soutien par CfD ou CR à sens unique et AO sans soutien

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés									
Poids relatifs des différents critères de notation des AO qualitatifs et quantitatifs	Critères quantitatifs et/ou qualitatifs dans l'AO (post préqualification)	AO basé entièrement sur le prix d'offre	 non-centr						 posé			
		AO basé sur le prix d'offre ainsi que sur des critères qualitatifs										
		AO basé sur des critères qualitatifs, avec rétribution financière en faveur de l'Etat		 centr								
		AO basé entièrement sur les critères qualitatifs								 flottant		
	Différents critères qualitatifs utilisés pour la sélection, en fonction des priorités**	Impact environnemental / sur l'écosystème										
		Part de la main d'œuvre locale***		 centr								
		Investissement dans l'innovation et l'intégration au réseau										
Design du mécanisme de soutien adapté au besoin de sécurisation	CR à double sens (CfD), pour sécuriser les revenus et limiter les profits 'exceptionnels'	CfD symétrique « classique »						 NY-Index				
		CfD à transferts plafonnés				 AO	 *		 posé			
	Paiement à sens unique, laissant une exposition aux prix de marché	CR à sens unique		 non-centr								
		Prime de marché fixe						 NY-FP				
	Aucun soutien, rendu possible par les baisses de coûts récentes, et favorisant les PPA privés	AO sans soutien		 centr			 Porte ouverte					

* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.

** Certains critères, tels que les capacités techniques et financières, sont présents dans tous les AO se fondant sur des critères qualitatifs et ne sont pas mis en évidence ici en tant que points saillants.

*** Part de l'industrie locale considérée également aux États-Unis.

Note: centr - modèle « centralisé » ; non-centr - modèle « non-centralisé » ; NY-FP – modèle *Fixed Premium* ; NY-Index – modèle *Index*.

Pratiques notables : prix de marché de référence à l'échelle de l'ensemble de l'éolien en mer, durées de contrats variables et indexations variables























Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés									
Modalités contractuelles clefs, en lien avec la sécurisation de l'investissement	Différentes approches pour les prix de marché de référence , avec des implications sur les incitations à produire en heures tendues	A l'échelle de tout ou partie du parc éolien en mer national, incitant au bon placement des maintenances et à la maximisation du productible en période de tension										AO3
		Incitation au moyen de signaux de prix nodaux										NY-Index
		Pas d'incitation particulière renvoyée par le mécanisme de soutien						*				AO4
	Durées de contrat variables , couvrant seulement le temps nécessaire pour sécuriser l'investissement / financement, ou la durée de vie technique	Durée relativement courte (15 ans)										
		Durée intermédiaire (17-20 ans)										
		Durée relativement longue (25 ans)										
	Indexations variables de la valeur de référence pour le soutien, plus ou moins sécurisante pour le développeur et incitative à la mise en service rapide	Pas d'indexation							**			
		Indexation partielle après mise en service uniquement (correspondant aux OPEX)										
		Indexation partielle avant et après mise en service										***
		Indexation à 100% avant et après la mise en service										

* Cadre réglementaire en cours de définition, option probable.

** Aux États-Unis, une seule indexation au démarrage de la construction.

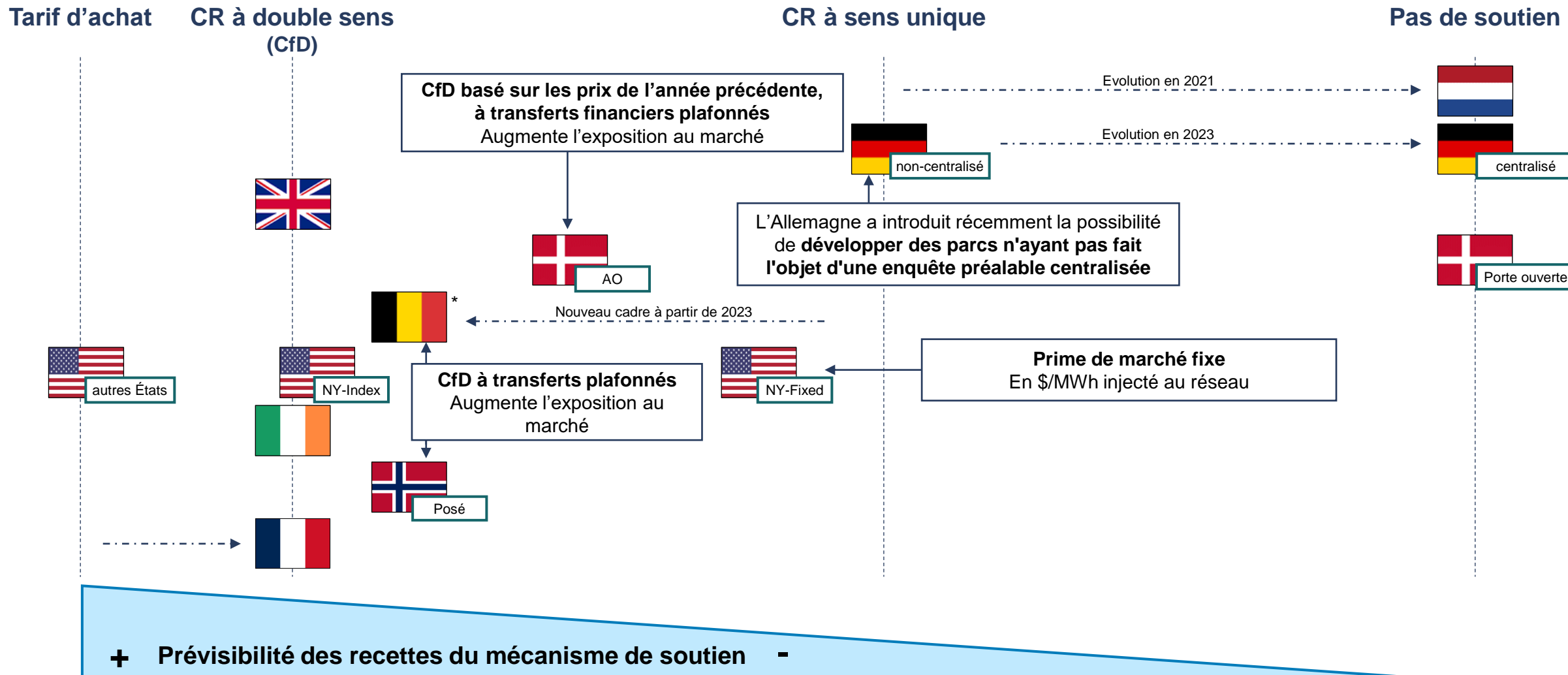
*** La France indexe partiellement (~70%) la valeur de référence avant la mise en service (pour couvrir l'inflation des CAPEX) et ~30% de la valeur de référence après la mise en service pour couvrir l'inflation des OPEX. Un recalage par rapport au taux des obligations long terme du Trésor (référence du taux « sans risque ») est aussi prévu.

Pratiques notables : soutien partiel ou absent favorisant les PPA privés et articulation avec les autres mécanismes de rémunération

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés												
Développement de parcs sans soutien public, en veillant à son articulation avec les AO	Différentes approches permettant le financement privé des projets, notamment l'ouverture de tout ou partie de la capacité aux PPA privés	Développement possible d'un parc sans soutien public (avec des PPA privés)				 Porte ouverte			 ORESS I et II	 flottant					
		Zéro soutien public et PPA privés généralisés, mais AO nécessaire pour attribution du parc		 centr											
		Soutien partiel possible, favorisant les PPA privés pour une partie de la capacité													
		Couplage du mécanisme de soutien avec PPA privés non pertinent				 AO			 ORESS III	 posé					
Autres revenus pour les parcs éoliens en mer	Possibilité de participer à d'autres mécanismes de marché dans le secteur énergétique	Participation rémunérée au mécanisme de capacité pour les projets sans soutien uniquement					 *								
		Participation au mécanisme de capacité pour les projets avec soutien, avec une rémunération capacitaire déduite du soutien													
		Bénéfice de la vente des Garanties d'Origine pour le développeur pour les projets sans soutien uniquement					 *								

* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.

La forme du soutien affecte la prévisibilité des recettes



* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.

Les modalités de soutien portent différentes incitations en heures tendues

Aucune incitation à la production en heures tendues



autres États

AO4

Prix de marché de référence en France
AO3 : à l'échelle de l'ensemble de l'éolien (en mer et terrestre)
AO4 : à l'échelle du parc uniquement (aucune incitation)
AO5 : à l'échelle de la façade maritime (envisagé)

Le fonctionnement du marché américain nodal crée des incitations au suivi de la demande selon les prix du nœud auquel le parc est raccordé



NY-Index

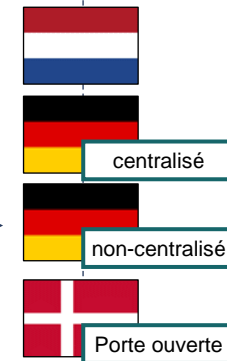
Incitations implicites au travers des recettes du mécanisme de soutien (y compris prix de marché de référence)

Le Danemark utilise comme référence de marché les prix de l'année précédente, ce qui **expose d'autant plus les producteurs à la volatilité des marchés**



AO

L'Allemagne utilise des prix de marché de référence pour le CR à sens unique. Etant donné que les valeurs de référence sont 0 €/MWh depuis 2018, ce mécanisme n'est pas appliqué en pratique



centralisé

non-centralisé

Porte ouverte

Exposition totale à la volatilité des marchés de l'énergie (incite les PPA)

















































NY-Fixed

Le système de prime fixe implique une exposition considérable aux marchés de l'énergie

- **Incitations à la réponse aux signaux des prix des marchés** +

* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.
























Pratiques notables : GRT ou développeur responsable du raccordement et raccords mutualisés par le GRT

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés									
Répartition optimale des responsabilités et des risques dans les phases de développement et de construction	Différentes approches concernant les responsabilités du raccordement maritime	GRT responsable de construire et financer le raccordement maritime, facilitant la coordination en amont du réseau							 ORESS III			
		Développeur responsable de construire et financer le raccordement maritime, minimisant l'exposition au risque du GRT							 ORESS I et II *	 *		
	Mutualisation des raccords maritimes de plusieurs projets	Le GRT met en œuvre des solutions de raccordement maritime mutualisées**									 AO4, AO8	
	Différentes approches concernant le type de raccordement maritime	Système de raccordement CCHT										
		Système de raccordement CA										
	Différentes approches concernant les responsabilités relatives au réseau terrestre et au financement de son renforcement	Le développeur doit contribuer directement aux investissements sur le réseau terrestre nécessaires au projet										
		Le GRT prend en charge le raccordement terrestre et le renforcement du réseau										
	Incitations à mettre en œuvre le renforcement / raccordement dans les délais	Pénalités à payer par le GRT au développeur										
		Pénalités à payer par le développeur au GRT										

* En Irlande, le GRT rachète l'actif de raccordement et répercute les coûts du raccordement maritime sur le consommateur final. L'Irlande prévoit une transition progressive des responsabilités de développement du raccordement maritime du développeur vers le GRT. La Norvège prévoit que le développement du raccordement maritime est la responsabilité du développeur si le parc est raccordé à la Norvège (ce qui sera le cas des premiers projets à venir) mais la responsabilité du GRT si le parc est raccordé à d'autres pays (un cas envisagé pour les projets ultérieurs).

** MOG en Belgique, projets d'îles énergétiques au Danemark, plateformes mutualisées aux Pays-Bas, en Allemagne et en France.

Pratiques notables : offres de raccordement anticipant la levée des contraintes et incitations à l'intégration au sein du système électrique

Grands enjeux	Pratiques identifiées	Spécificités des pratiques	Pays concernés																		
Répartition optimale des responsabilités et des risques pendant l'opération du parc	Raccordement maritime exploité par une entité indépendante	AO pour l'achat de l'actif de raccordement maritime construit par le développeur																			
	Compensation des indisponibilités réseau à cause d'avarie ou de dysfonctionnement**	Le GRT ne s'engage que sur un % de disponibilité (inférieur au fonctionnement nominal) pour prendre en compte les contraintes structurelles du réseau terrestre																			
		Compensation totale au-delà d'un certain seuil (h/an)																			
		Compensation partielle ou plafonnée (h ou €)																			
		Aucune compensation																			
Contribution à l'équilibrage du réseau électrique	Possibilité pour l'éolien en mer de participer à l'équilibrage, au mécanisme d'ajustement / réserves opérationnelles	Participation au marché temps réel																			
		Projets pilotes d'intégration au système																			
		Parcs éoliens rattachés à un périmètre d'équilibre, et incités à estimer correctement leur production sans contribuer à des déséquilibres***																			
	Incitations dans l'AO au développement de systèmes innovants contribuant à l'équilibre offre-demande	Inclusion de critères qualitatifs concernant l'intégration du parc au système électrique																			

* Cadre réglementaire en cours de définition, option la plus probable.

** Les situations de force majeure et de gestion de crise impliquant un risque important de blackout ne sont pas comprises. Certains GRT nationaux ne compensent pas les indisponibilités du réseau ayant pour cause des contraintes structurelles du réseau de transport.

*** Le modèle de marché aux États-Unis renvoie également des incitations bien que les périmètres d'équilibre n'existent pas.

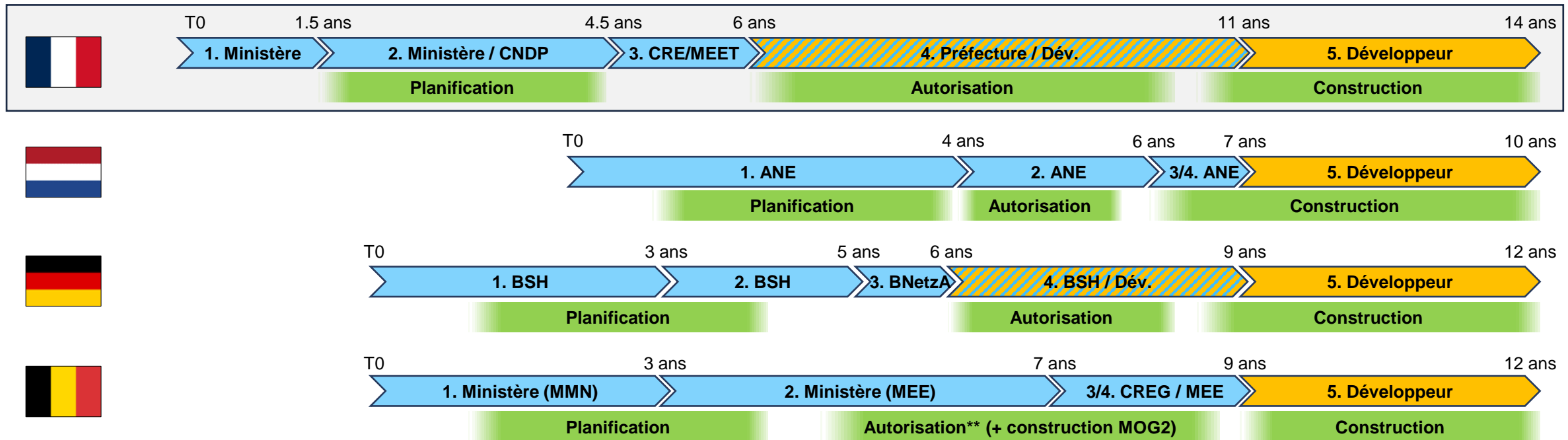
Responsabilités et chronologie – Raccordement

Durée de développement du raccordement maritime lorsqu'il est la responsabilité du GRT

Chronologie de développement du projet éolien en mer et de son raccordement

1. Planification des zones – 2. Identification des sites et études – 3. Processus d'appel d'offres conjoint foncier et soutien – 4. Processus d'autorisations et recours – 5. Construction du parc

Planification des raccordements maritimes – Autorisation du raccordement du parc – Construction du raccordement



Autorités publiques

GRT

Développeur

1 an

* Pour les autres pays non présentés, le raccordement maritime est la responsabilité du développeur.

** En Belgique, l'autorisation des travaux de renforcement du réseau terrestre nécessaires pour pouvoir accueillir les nouveaux projets, ainsi que la construction du MOG2 et des renforcements doivent être complétés avant le raccordement et la mise en service des parcs éoliens en mer.

Enjeux, facteurs clés du succès et recommandations pour la France



Contenu et structure

- A partir des fiches pays et de l'analyse transverse, nous mettons en évidence **les enjeux et facteurs clefs du succès du développement de l'éolien en mer en fonction du contexte**, sur les trois thématiques clefs de l'étude, en les illustrant à partir d'exemples concrets.
- Il s'agit de mettre en évidence les **conditions d'applicabilité ou de transposabilité** du cadre retenu dans les différents pays couverts par le benchmark.
- Nous en tirons des **enseignements et des recommandations ciblées**, adaptées au contexte et objectifs français.

Points d'attention

- L'ambition n'est pas de fournir un modèle clef en main pour la France mais de signaler des améliorations cohérentes avec les enjeux et les objectifs de développement de l'éolien en mer tout en mettant en évidence les prérequis et équilibres à trouver entre les différents objectifs.
- Il convient de veiller à la cohérence de l'ensemble des évolutions envisagées. Les différents enjeux et recommandations présentent des interdépendances fortes et ne doivent pas être considérés de manière isolée.
- Enfin, le benchmark est fondé sur notre analyse économique et réglementaire des politiques publiques susceptibles de favoriser le développement de l'éolien en mer. Une évaluation juridique approfondie permettra d'identifier les prérequis à leur mise en œuvre.

Enjeux et facteurs clefs du succès

Planification

A

L'arbitrage optimal entre une planification de l'espace maritime pour l'éolien en mer centralisée (par la puissance publique) ou décentralisée (menée en partie par les développeurs des projets) dépend du potentiel à développer, du stade de développement de la filière et des moyens dont dispose la puissance publique, notamment sa capacité à intégrer les contraintes du secteur et à gérer les arbitrages et conflits d'usage. Une approche hybride peut être pertinente.

- Les expériences réussies du **Danemark** et de l'**Allemagne**, qui ont mis en place une agence gérant tout le processus de planification en interne montrent que la centralisation peut être un modèle de succès pour des administrations dotées de moyens suffisants. De plus, ces deux États ont mis en œuvre des procédures permettant au secteur privé de développer des projets sur des sites non présélectionnés par l'administration.
- À l'inverse, aux **États-Unis** et en **Irlande**, qui sont de nouveaux entrants, l'essentiel de ces efforts est supporté par les porteurs de projet.
- L'évolution du contexte est clef : L'**Irlande** met en œuvre un premier cadre de développement décentralisé pour l'éolien en mer, et envisage d'évoluer vers un modèle centralisé en vue de la massification. D'autres pays ont précédemment mené des réformes progressives en ce sens.

B

Une stratégie de développement apportant une visibilité élevée sur les objectifs, les moyens engagés (financiers et humains) et le séquençage chronologique est de nature à favoriser la coordination et la massification. Il convient également de s'appuyer sur le secteur privé pour minimiser les asymétries d'information et favoriser l'innovation, notamment pour les filières en voie de maturation telles que l'éolien flottant.

- Aux **Pays-Bas** et en **Allemagne**, les pouvoirs publics annoncent à l'avance les calendriers des AO jusqu'en 2027 (*a priori* engageants).
- En **Allemagne** l'autorité maritime, le BSH, qui assure une collaboration fluide avec les GRT, les développeurs et les autres entités publiques pendant la planification et pendant la phase d'obtention des autorisations, a vu ses moyens augmentés de 100 ETP au cours des deux dernières années.
- L'initiative privée a une importance clé pour les filières moins matures : le premier projet éolien en mer flottant à grande échelle, qui sera mis en service en 2023 en **Norvège**, est entièrement piloté par le secteur privé en dehors de tout cadre dédié à l'éolien en mer.

Recommandations pour la France

Planification

1

Explorer l'opportunité de confier la planification de l'espace maritime pour l'éolien en mer à une seule entité publique, à l'image du Danemark et de l'Allemagne, dotée des compétences nécessaires et des ressources suffisantes.

- **Situation actuelle en France** : Suite aux avis recueillis par la CNDP lors de la phase de débat public, et sur la base des stratégies de façade maritime arrêtées par les préfets départementaux et maritimes (en coordination avec les services déconcentrés du MTE), la DGEC et le SGMer arrêtent les sites qui seront développés, toujours en concertation avec les préfets départementaux et maritimes concernés. Les responsabilités et ressources sont dispersées entre ces acteurs, ce qui peut être un frein à la montée en compétences (et au maintien).
- **Justification et contexte de l'évolution** : Une entité publique centralisant les responsabilités en matière de planification pourrait permettre des gains d'efficacité dans la coordination, ainsi que la sanctuarisation/regroupement de ressources humaines et financières et le développement de compétences spécifiques. Elle devrait être dotée de l'appui institutionnel suffisant pour garantir des interactions efficaces avec les Ministères et les Préfectures. La France a atteint une maturité comparable à celle de l'Allemagne et du Danemark quand ils ont fait ce choix.

2

Améliorer la visibilité à moyen-long terme pour la filière dans le cadre de la prochaine PPE 24-33, avec un échéancier d'AO politiquement engageant pour la décennie à venir, à l'image des Pays-Bas, précisant notamment les modalités envisagées pour développer l'éolien en mer flottant, d'éventuels projets innovants et le rôle de l'initiative privée.

- **Situation actuelle en France** : La PPE 19-28 (adoptée en avril 2020) définissait un calendrier pour les AO éoliens en mer jusqu'en 2023, qui a été partiellement accompli en ce qui concerne les années écoulées.
- **Justification et contexte de l'évolution** : Les investissements considérables attendus dans l'éolien en mer nécessiteraient une visibilité accrue sur l'échéancier, les ambitions et les moyens des pouvoirs publics pour la prochaine décennie. La mise en œuvre de cette stratégie nécessite la sanctuarisation des moyens nécessaires dans la durée (ex. pour l'instruction des appels d'offres). Le regroupement d'appels d'offres pourrait favoriser la massification, mais au risque de conduire à des goulets d'étranglement liés à la capacité limitée des administrations et des développeurs, suivi d'une traversée du désert (« *Stop-and-go* ») nuisant au maintien des compétences et des capacités industrielles.

Enjeux et facteurs clés du succès

Autorisation

C

L'octroi des autorisations au moyen d'un *guichet unique*, où une seule autorité agit en tant que point de contact du développeur pour toutes les démarches, peut limiter les échecs et retards, à condition que l'autorité désignée dispose de pouvoirs, compétences, moyens et d'un cadrage institutionnel suffisant pour internaliser les contraintes au sein des administrations et gérer les arbitrages efficacement.

- Les expériences réussies du guichet unique au **Pays-Bas** (ANE), au **Danemark** (ADE), et en **Allemagne** (BSH) le montrent.
- *A contrario*, au **Royaume-Uni** et aux **États-Unis**, les porteurs de projet doivent s'adresser à plusieurs juridictions / niveaux administratifs selon les permis demandés, ce qui peut impliquer des inefficacités menant à des retards de développement des projets et pourrait favoriser les acteurs locaux.

D

Des processus de planification (sélection des sites) et d'autorisation (octroi des permis) fortement articulés peuvent générer des gains d'efficacité et réduire les délais de mise en service. En particulier dans un espace contraint, la coordination par les autorités de certaines études, telles que l'étude d'impact environnemental, peut contribuer à lever certains risques et renforcer la robustesse juridique du processus, parfois jusqu'à l'obtention d'autorisations purgées de tout recours. Pourtant, cela pourrait réduire les marges de manœuvre laissées aux développeurs pour optimiser le design des parcs et pour innover.

- Les pays mettant en place un processus de planification centralisé très exhaustif (appuyé par des moyens suffisants), tels que les **Pays-Bas**, **l'Allemagne** et la **Belgique** réduisent les risques liés à l'obtention des autorisations et aux recours possibles, mais également la flexibilité dont dispose le développeur.
- Aux **Pays-Bas**, l'ANE centralise la planification et l'octroi des autorisations. Elle se charge de toutes les études nécessaires, y compris l'EIE, et octroie au lauréat du site un « permis unique » purgé de tout recours. Ce modèle semble réduire les risques de délais par la suite.
- *A contrario*, les procédures que le développeur doit mener avec les autorités durant la phase d'autorisation, notamment l'EIE, laissent davantage de flexibilité au développeur, mais sont des facteurs connus de retards, surtout dans des pays comme le **Royaume-Uni** et le **Danemark**.

Recommandations pour la France

Autorisation

3

Explorer la mise en œuvre d'un guichet unique, où une seule autorité agit en tant que point de contact pour toutes les démarches, à l'image des Pays-Bas, du Danemark et de l'Allemagne. Elle interagit avec les autres administrations en interne et est en mesure d'arbitrer sur les procédures afférentes à l'éolien en mer au niveau national.

- **Situation actuelle en France** : Le développeur doit demander des autorisations auprès des préfectures départementale et maritime, et répondre directement aux sollicitations de plusieurs autorités associés pour avis dans la procédure menant *in fine* à l'octroi des permis : la CGEDD, le CNPN, le SGMer, le CEREMA, l'IFREMER, les GPM, le DRASSM et les municipalités à proximité, entre autres.
- **Justification et contexte de l'évolution** : Le développeur doit mettre en œuvre des efforts administratifs considérables pour répondre aux sollicitations multiples des différentes institutions pendant la phase d'autorisation. Un point de contact unique, doté du cadrage institutionnel suffisant pour arbitrer sur les procédures relatives à l'éolien en mer, couplé à une obligation de répondre aux demandes en un temps défini et raisonnable, pourrait améliorer considérablement l'efficacité du processus, sous réserve de ressources suffisantes.

4

En commençant par l'éolien en mer posé, mettre en œuvre un permis unique flexible pour le parc purgé de tout recours, octroyé au développeur dans la foulée des résultats de l'AO, à l'image des Pays-Bas et de la Belgique. Cela nécessite l'anticipation de certaines études par les autorités, notamment l'étude d'impact environnemental.

- **Situation actuelle en France** : Depuis l'entrée en vigueur de la loi ESSOC, le lauréat de l'AO a le droit de réaliser et d'exploiter le projet, et est chargé de demander l'autorisation environnementale unique. Suite à la loi ASAP, en cas de recours, le Conseil d'État est compétent en premier et dernier ressort.
- **Justification et contexte de l'évolution** : L'octroi du titre domanial à l'issue de l'AO s'inscrirait dans la continuité de la démarche de simplification administrative entreprise en France pour la filière. Il conviendrait d'explorer la possibilité pour l'État d'assumer plus de responsabilités sur les études, visant idéalement l'octroi de l'autorisation administrative (y compris environnementale) directement à la suite de l'AO, en commençant par l'éolien en mer posé, plus mature et standardisé. Le permis unique, cohérent avec un guichet unique, gagnerait en efficacité dans le cadre d'une planification centralisée.

Enjeux et facteurs clés du succès

Octroi du soutien

E

L'inclusion de critères qualitatifs dans les appels d'offres permet de prendre en compte des externalités positives difficilement monétisables, notamment environnementales, sociales et relatives à l'innovation, et de limiter le risque de dumping par certains développeurs/équipementiers, à condition de publier en amont des métriques et méthodes d'évaluation objectives et robustes qui limitent l'interprétation et la place laissée à l'arbitraire. A défaut, ils peuvent affaiblir les AO et les exposer à des recours. La standardisation des AO permet de réduire le temps d'instruction et de massifier le développement, à condition que la filière ait atteint un niveau de maturité suffisant.

- Les **Pays-Bas** et l'**Allemagne** départagent les candidats aux AO sans soutien sur le fondement de critères essentiellement qualitatifs relatifs à la main d'œuvre locale ou aux mesures en faveur de l'intégration au système, entre autres. Le développeur peut proposer également une rétribution financière en faveur de l'État. En outre, la **Norvège** conduit des AO purement qualitatifs pour l'octroi des sites éoliens en mer flottants.
- L'État de **New York (États-Unis)** tient compte de la part des composants produits localement en complément du critère prix. Les critères de composante locale au niveau national ne sont pas permis dans l'UE, mais des discussions sont en cours en réponse à la loi américaine IRA sur l'opportunité et la manière de favoriser la localisation d'activités industrielles en Europe.

F

L'octroi des sites simultanément au soutien permet une meilleure sécurisation du développement des projets et une coordination efficace par la puissance publique, ce qui est particulièrement adapté pour les bassins à espace contraint. Pour les bassins dont les contraintes sont moindres, l'octroi des sites séparément du soutien pourrait offrir plus de flexibilité aux développeurs pour optimiser le séquençage de leurs projets dans le temps et dans l'espace. Des garde-fous concurrentiels doivent être prévus pour éviter la préemption de sites par des acteurs dominants.

- Le **Royaume-Uni**, la **Norvège** (pour l'éolien en mer flottant uniquement) et les **États-Unis**, avec des surfaces massives pour le développement de l'éolien en mer, conduisent des enchères séparées pour l'attribution du foncier et du soutien, laissant la concurrence révéler les opportunités les plus favorables et permettant la mise en œuvre de stratégies d'investissement séquencées, ainsi que l'anticipation de synergies avec des projets d'interconnexions hybrides.
- Au contraire, la plupart des **pays de l'Europe continentale** étudiés font le choix de mener un AO conjoint pour l'attribution du foncier et du soutien, permettant des gains d'efficacité dans la gestion et la minimisation des délais, et la sécurisation du développement des projets dans des espaces maritimes relativement contraints.

Recommandations pour la France

Octroi du soutien

5

Revisiter les critères qualitatifs retenus en complément du critère prix dans les AO, pour prendre en compte d'autres externalités peu monétisables. Ils doivent être clairs, quantifiables et robustes. En fonction du retour d'expérience, évaluer la pertinence de faire évoluer les critères et seuils utilisés (voire de les remplacer par des obligations) et de passer d'une instruction en « dialogue concurrentiel » à des AO standardisés pour l'éolien posé, filière technologiquement mature.

- **Situation actuelle en France** : Le cadre de l'AO éolien en mer français le plus récent, l'AO4 en Normandie, retient des critères qualitatifs pour 30% de la notation totale. Les critères relatifs à la prise en compte des enjeux environnementaux comptent pour 10% tandis que les enjeux sociaux et de développement territorial comptent pour 15% de la notation finale.
- **Justification et contexte de l'évolution** : Le cadre actuel en France met en œuvre des critères qualitatifs objectivables et granulaires, en ligne avec l'expérience internationale. À partir du retour d'expérience des AO passés, il conviendrait d'évaluer la possibilité de substituer certains critères par des obligations, s'ils ne sont pas suffisamment incitatifs et/ou discriminants. Étant donné la maturité de la filière éolienne posée, la valeur ajoutée du dialogue concurrentiel tend à se réduire, ce qui pourrait justifier une approche standardisée dans une optique d'accélération et de massification.

6

Pour les technologies peu contraintes spatialement, évaluer l'opportunité de conduire des AO distincts pour le foncier et le soutien, à l'image du Royaume-Uni, de la Norvège (pour l'éolien en mer flottant) et des États-Unis. Étant donné le gisement très important pour l'éolien en mer flottant en France, le traitement différencié de l'éolien en mer flottant au moyen d'AO distincts pour le foncier et le soutien, comme en Norvège, pourrait contribuer à massifier les efforts de prospection, à ouvrir des options de développement et à révéler les meilleurs sites méritant un soutien public.

- **Situation actuelle en France** : Le cadre réglementaire pour l'éolien en mer flottant est très proche de celui de l'éolien en mer posé et utiliserait *a priori* le même circuit administratif qui ne prévoit pas des appels d'offres fonciers séparés.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : Il conviendrait d'étudier la possibilité de déléguer aux développeurs une part plus importante des responsabilités de développement et de sélection des sites. Étant donné les très grandes surfaces disponibles pour le développement de l'éolien en mer flottant, une approche en deux temps consistant à (i) attribuer des droits fonciers au sein de macro-zones définies par l'État pour ensuite (ii) sélectionner les projets les plus compétitifs pour le soutien public mérite d'être étudiée. Le cas échéant, des garde-fous pour éviter les comportements anticoncurrentiels (préemption de la plupart des sites et verrouillage de marché) devraient compléter ce mécanisme.

Enjeux et facteurs clés du succès

Modalités financières

G

Dans un contexte d'évolution du design des marchés de l'énergie, il convient de distinguer les deux intérêts des mécanismes de soutien : d'un côté, la maîtrise de l'exposition aux risques des développeurs, notamment les risques marché, et d'un autre côté, le contrôle de leur juste rémunération. Le degré d'exposition aux risques n'est pas neutre d'un point de vue concurrentiel, étant donné que les différents types d'investisseurs industriels et financiers ont des profils d'appétence aux risques variables qui conditionnent leur participation aux processus.

- **Les incitations à l'intégration au système électrique et l'exposition aux risques** sont gouvernées par le type de mécanisme et par plusieurs modalités contractuelles, notamment la durée du contrat, l'indexation et l'incitation à la réponse en heures tendues. Les arbitrages entre simplicité du mécanisme, minimisation des risques et incitations fines ne font actuellement pas l'objet d'un consensus international.
- **Pour le contrôle de la rémunération**, un mécanisme de soutien qui prévoit ex ante la régulation des revenus et qui permet aux acteurs d'anticiper l'impact est préférable à des interventions ex post.
 - D'un côté, les États qui souhaitent maintenir un système de soutien permettant de minimiser les risques et profits exceptionnels pour le développeur, tels que la **Belgique**, le **Royaume-Uni**, l'**Irlande** et **New York (États-Unis)**, privilégient les mécanismes du type CfD.
 - D'un autre côté, les États souhaitant minimiser leur engagement économique et exposition financière favorisent les mécanismes sans soutien s'appuyant sur des mécanismes de couverture privés (PPA), tels que l'**Allemagne** et les **Pays-Bas**. Dans ce cas, les AO prévoient une rétribution financière en faveur de l'État permettant de répartir les offres sur un critère financier et de partager les profits anticipés.

H

Des modèles hybrides offrant un « menu » de modalités ou de niveaux de soutien (notamment pour permettre la mise en œuvre de PPA privés), sont possibles mais nécessitent des outils de comparaison des implications financières et budgétaires transparents, objectifs et bien calibrés. Cette analyse comparative reporte en partie la complexité de l'évaluation sur l'entité en charge de l'instruction des AO.

- L'État de **New York (États-Unis)** prévoit deux modèles de soutien différents qui coexistent dans les AO (CfD d'une part et prime fixe compatible avec un PPA privé d'autre part). Pour la sélection des lauréats, les autorités comparent la valeur actualisée nette (VAN) des dépenses estimées pour l'État. Pourtant, certaines hypothèses centrales, telles que les projections de prix de marché, ne sont pas rendues publiques.
- Lorsqu'il existe la possibilité de développer des parcs avec ou sans soutien, comme au **Royaume-Uni**, au **Danemark** et aux **États-Unis**, les projets développés à date tendent à favoriser le soutien public. Le **Royaume-Uni et la Belgique permettent des CfD couvrant** seulement une partie de la puissance du parc, ce qui crée des incitations à la signature de PPA privés pour une partie de la production.

Recommandations pour la France

Modalités financières

7

Faire évoluer le modèle de soutien pour l'éolien en mer posé, filière mature pour laquelle le besoin de soutien public a diminué compte tenu notamment du développement des PPA privés, et concentrer le soutien public sur l'éolien flottant pour favoriser la maturation de la filière.

- **Situation actuelle en France** : Le cadre réglementaire pour l'éolien flottant est très proche de celui de l'éolien en mer posé, et une différenciation du soutien n'est actuellement pas envisagée. La France dispose d'un gisement massif pour l'éolien en mer flottant.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : Dans un contexte où l'éolien en mer posé est suffisamment mature pour permettre des parcs sans soutien, comme aux Pays-Bas et en Allemagne, il convient de s'interroger sur la pertinence d'une couverture partielle (par exemple, CfD sur une partie de la puissance), ainsi que sur la concentration des efforts en matière de soutien sur la technologie flottante en phase de consolidation. Il convient de veiller à assurer une cohérence d'ensemble par rapport aux réformes plus larges du cadre de marché en cours.

8

Un éventail d'approches hybrides est possible en France, combinant des options sans et avec soutien public (y compris soutien partiel), ainsi que plusieurs types de mécanismes de soutien. Pourtant, la flexibilité dans le design et le choix des options (reflétant différentes appétences au risque), doit être accompagnée de modalités de comparaison des offres transparentes, objectives et bien calibrées.

- **Situation actuelle en France** : Un seul mécanisme de soutien est imposé (CfD), à l'image de tous les Etats qui proposent un soutien sauf New York (États-Unis) qui offre plusieurs modes de soutien au sein d'un même AO.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : Le soutien partiel permettrait d'exposer davantage les développeurs au marché et d'inciter à la signature de PPA pour sécuriser un approvisionnement sur le long terme. Pourtant, si la part soutenue était proposée par le développeur dans l'enchère (et plus généralement si plusieurs types de mécanismes de rémunération étaient proposés dans le même AO), il faudrait élaborer des métriques qui permettent leur comparaison en termes de dépenses et de risques pour l'État et qui soient objectivables, robustes et fondées sur des hypothèses claires, afin de maximiser la sécurité juridique. La mise en œuvre d'un cadre permettant de sécuriser et favoriser les PPA privés mérite d'être étudiée.

Recommandations pour la France

Modalités financières

9

Maintenir un cadre de régulation stable et robuste pour le financement des projets, assurant une visibilité *ex ante* sur les modalités de contrôle de la rémunération des projets. Cela évite le recours à des mesures *ex post* susceptibles de détériorer la confiance des investisseurs.

- **Situation actuelle en France** : L'incertitude réglementaire a considérablement augmenté suite à la crise énergétique et aux interventions ad hoc *ex post* sur le secteur, ainsi qu'aux discussions politiques sur la réforme des marchés de l'énergie.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : La définition (au niveau français ainsi qu'europpéen) d'un cadre de régulation robuste, prévoyant les situations extrêmes, renforce la confiance des investisseurs et préempte le besoin d'intervention *ex post* / rétroactive.

10

Si un soutien public est conservé (pout tout ou partie du parc), l'option la plus adaptée est la pérennisation du CfD (symétrique sans plafonnement), mécanisme clair et lisible garantissant *ex ante* la prévisibilité des revenus et la gestion des profits « exceptionnels » dans un contexte de marché incertain. Il est à compléter par des incitations à la réponse à la demande, notamment via un *prix de marché de référence* à une maille suffisamment large.

- **Situation actuelle en France** : Le soutien à l'éolien en mer se fait au moyen d'un CfD non plafonné (complément de rémunération parfaitement symétrique), s'appuyant sur des *prix de marché de référence* à des mailles plus ou moins large selon l'AO.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : Le CfD a été un excellent mitigeur des profits exceptionnels en 2022 (en l'absence de plafonnement). Des incitations claires et lisibles sont à privilégier au moyen d'un *prix de marché de référence* à une maille suffisamment large (au-delà du parc).

11

Dans un contexte fortement inflationniste, en cas de soutien public, l'indexation des valeurs de référence doit avoir pour objectif la minimisation des risques associés au projet, tout en évitant qu'elle porte des incitations biaisées au décalage de la mise en service. L'incitation à la mise en service rapide peut notamment être gérée au moyen de pénalités de retard efficaces.

- **Situation actuelle en France** : Le cadre français prévoit une indexation pour 70% du montant jusqu'à la mise en service, correspondant aux CAPEX, et une indexation pour 30% du montant pendant la durée du contrat, correspondant aux OPEX.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : L'indexation mise en œuvre en France minimise les risques pour le développeur, et est plus protectrice que les modalités d'indexation prévues dans les autres pays étudiés. Un régime de pénalités de retard clair, lisible et pénalisant seulement les délais induits par le développeur pourrait s'accompagner d'un critère dans l'AO favorisant une mise en service rapide.

Enjeux et facteurs clefs du succès

Accès au réseau

I

La responsabilité du raccordement maritime peut être placée sur le GRT ou sur le développeur, le choix dépendant des contraintes spatiales ainsi que de la maturité du GRT et des risques qu'il est prêt à prendre. Le choix du monopole n'est pas évident : Le GRT pourra assurer une meilleure coordination dans des espaces maritimes contraints et mettre en œuvre des solutions standardisées, tandis qu'un modèle centré sur le développeur peut contribuer à stimuler l'innovation et minimiser les coûts.

- Le GRT est responsable du raccordement maritime aux **Pays-Bas**, en **Allemagne** et en **Belgique** (relativement contraints spatialement), facilitant la coordination en amont du réseau électrique et la mise en œuvre de raccordements mutualisés. De plus, les **Pays-Bas** mettent en œuvre des solutions de raccordement standardisées, dont le design est validé par les autorités une seule fois à l'occasion de leur conception, minimisant ainsi les démarches par la suite.
- Le développeur est responsable du raccordement maritime au **Royaume-Uni**, au **Danemark**, aux **États-Unis**, en **Irlande** et en **Norvège** (moins contraints spatialement), minimisant l'exposition au risque du GRT et incitant à la minimisation des coûts.
- La massification de l'éolien en mer et le développement de plateformes et d'îles énergétiques dans les années à venir pourraient accroître les responsabilités des GRT sur le raccordement éolien en mer, afin de permettre des raccordements fortement mutualisés (des discussions ont lieu au **Danemark** et en **Irlande** pour évoluer en ce sens).

J

Le plan de développement du réseau et l'engagement du GRT sur sa réalisation et disponibilité doivent résulter d'un arbitrage entre d'une part l'apport d'une prévisibilité élevée à moyen terme aux développeurs sur la capacité du réseau et le régime de compensation, et d'autre part la flexibilité nécessaire pour faire face aux incertitudes auxquelles le système électrique est soumis, notamment en matière de mix énergétique et d'évolution de la demande.

- **L'Irlande** prévoit que le GRT puisse s'engager sur un niveau de disponibilité réseau réduit tenant compte des contraintes structurelles jusqu'à ce qu'elles soient résolues dans le futur.
- Des régimes de compensation par le GRT très protecteurs en cas d'avarie/dysfonctionnement, comme au **Danemark** et en **Belgique**, renforcent la confiance des investisseurs sur l'accès au réseau ainsi que sur les revenus du projet.

Recommandations pour la France

Accès au réseau

12

La responsabilité du raccordement maritime portée par le GRT semble adaptée aux défis liés à la massification de l'éolien en mer, qui nécessitera des raccordements fortement mutualisés voire le développement d'îles énergétiques, et pourrait favoriser la conception de solutions de raccordement standardisées réduisant les risques et délais de mise en œuvre. Des cas d'exemption au monopole du GRT pourraient toutefois être envisagés, pour l'éolien en mer flottant notamment.

- **Situation actuelle en France** : Le GRT RTE est responsable du raccordement maritime. Des projets de plateformes de raccordement mutualisées sont en étude. Les enjeux de densification se concentrent à ce jour sur la façade Manche / Mer du Nord pour l'éolien posé.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : Les défis autour de la massification rendent pertinente la mise en œuvre d'approches novatrices autour des raccordements mutualisés. Pourtant, ces défis ainsi que les surfaces disponibles sont différents pour chaque technologie : un cas d'exemption au monopole du GRT pour l'éolien flottant pourrait être étudié afin de favoriser le développement de solutions innovantes.

13

Lorsque le réseau terrestre est l'élément limitant pour le développement d'un site éolien en mer, permettre que le GRT puisse s'engager sur un raccordement *optimisé* et/ou *anticipé*, ce dernier prévoyant une disponibilité réseau temporairement réduite qui tient compte des contraintes structurelles et de l'horizon de levée de celles-ci.

- **Situation actuelle en France** : Le GRT transmet ses contraintes en amont aux autorités pendant la phase de planification, afin d'éviter la sélection de sites dont l'accès au réseau serait insuffisant ou trop onéreux. Des offres de raccordement *optimisées*, pour lesquelles le GRT s'engage sur une disponibilité réseau limitée, existent pour l'éolien terrestre mais pas en mer à ce jour.
- **Justification / Contexte de l'évolution** : Afin de maximiser le développement de l'éolien en mer, il serait pertinent d'étendre les offres de raccordement *optimisées* à l'éolien en mer, et/ou d'ouvrir la possibilité d'un raccordement *anticipé* par exemple s'inspirant du système irlandais dans lequel Eirgrid s'engage sur un niveau réduit de disponibilité en attendant la levée des contraintes. Ainsi, le développeur intègre cette contrainte dans le plan d'affaires de son projet (potentiellement en proposant une offre plus chère) et le GRT s'engage sur un horizon de résolution de la congestion réseau. Plus largement, l'adéquation de la planification long-terme du réseau de transport avec les besoins de raccordement est un facteur clé du succès de la transition énergétique.

Clause de non-responsabilité

Cette présentation a été préparée par la société FTI France SAS sous le nom de Compass Lexecon (« Compass Lexecon ») à l'attention de la CRE, conformément à l'acte d'engagement signé avec la CRE (le « Contrat »).

Compass Lexecon décline toute responsabilité et rejette toute obligation de diligence envers quiconque (à l'exception de la CRE aux termes du Contrat) pour le contenu de la présentation. En conséquence, Compass Lexecon rejette toute responsabilité pour toutes conséquences résultant du fait qu'une personne (autre que la CRE sur la base ci-dessus) aurait agi, ou se serait abstenue d'agir, en se fondant sur cette présentation, ou de décisions prises ou non prises au titre de cette présentation.

Cette présentation contient des informations obtenues ou provenant de diverses sources. Compass Lexecon n'accepte aucune responsabilité concernant la vérification ou l'établissement de la fiabilité de ces sources, ni concernant la vérification des informations ainsi fournies.

Compass Lexecon ne fait aucune déclaration, ni ne donne aucune garantie, expresse ou tacite, d'aucune sorte à quiconque (à l'exception de la CRE aux termes du Contrat) quant à l'exactitude ou l'exhaustivité de la présentation.

Cette présentation est rédigée sur la base des informations dont Compass Lexecon dispose à la date de sa rédaction. Il ne tient pas compte des informations nouvelles éventuelles qui auraient pu être portées à notre connaissance après la date de la présentation. Nous ne sommes aucunement tenus de mettre à jour la présentation, ni d'informer un destinataire de la présentation de ces nouvelles informations.

Tous droits d'auteur et autres droits de propriété intellectuelle sur la présentation demeurent la propriété de Compass Lexecon. Tous droits sont réservés.

Avis relatif aux Droits d'Auteur

© 2023 FTI France SAS. Tous droits réservés.

CONTACTS

Fabien Roques

Energy Practice - Executive Vice President

FRoques@compasslexecon.com

Mathieu Gimenez

Energy Practice – Senior Economist

MGimenez@compasslexecon.com

Julio Quintela Casal

Energy Practice - Economist

JQuintela@compasslexecon.com

Peter Chawah

Energy Practice – Analyst

PChawah@compasslexecon.com

Maxime Amadio

Energy Practice - Analyst

MAmadio@compasslexecon.com

Berlin

Kurfürstendamm 217

Berlin, 10719

Brussels

23 Square de Meeûs

Brussels, 1000

Copenhagen

Bredgade 6

Copenhagen, 1260

Düsseldorf

Kö-Bogen

Königsallee 2B

Düsseldorf, 40212

Helsinki

Unioninkatu 30

Helsinki, 00100

London

5 Aldermanbury Square

London, EC2V 7HR

Madrid

Paseo de la Castellana 7

Madrid, 28046

Milan

Via San Raffaele 1

Milan, 20121

Paris

22 Place de la Madeleine

Paris, 75008

Singapore

8 Marina View

Asia Square Tower 1

Singapore, 018960

Ce rapport a été préparé par les professionnels de Compass Lexecon.

Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent que leurs auteurs et ne représentent pas nécessairement celles de Compass Lexecon, de sa direction, de ses filiales, de ses sociétés affiliées, de ses employés ou de ses clients.