

PROBLÉMATIQUES JURIDIQUES CLÉS CONCERNANT LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES DANS LES ÎLES BRITANNIQUES

Glen Plant © 2012, glenplant160@btinternet.com

Résumé

- Le développement des énergies marines renouvelables (EMR) est appelé à jouer un rôle majeur dans l'objectif du Royaume-Uni d'atteindre une économie majoritairement décarbonée d'ici à 2050 au travers d'une série d'objectifs intermédiaires en matière d'environnement et d'énergies renouvelables qui surpassent les objectifs de l'UE, notamment en Écosse.
- Le Royaume-Uni vise une puissance éolienne installée de 18 GW d'ici à 2020 (à comparer à 6 GW en France, qui accuse une décennie de retard) et de 33 GW d'ici à 2030, en incluant les énergies houlomotrice et marémotrice, dont la production deviendra commerciale à partir de 2020.
- Pour atteindre ces objectifs, il faut dès à présent accélérer de manière significative la construction des parcs éoliens et des réseaux de transport d'électricité marins et terrestres (et il faut faire de même en matière d'investissement et de conditions du marché de l'électricité). Les deux points essentiels pour lesquels la législation va jouer un rôle prépondérant seront la baisse des coûts et l'assurance d'une garantie pour les investisseurs, tout particulièrement en ce qui concerne la réforme du marché de l'énergie (RME), les processus d'autorisation de planification, de délivrance des permis et d'aménagement de l'espace et la mise à disposition d'un accès rapide et abordable au réseau électrique.
- Des facteurs politiques viennent compliquer l'approche réglementaire et accroître l'incertitude des investisseurs. Il s'agit : (1) de la décentralisation des pouvoirs au sein du Royaume-Uni ; (2) des multiples révisions et changements de politique qui ont eu lieu depuis le changement de gouvernement en 2010 ; et (3) des tensions politiques au sein de la coalition, tout particulièrement entre un ministre des finances (Chancellor of the Exchequer) conservateur qui cherche à restreindre les mesures budgétaires favorables aux énergies à faible émission de carbone et vante les vertus d'un gaz bon marché, et les ministres « verts » de l'énergie et du changement climatique du parti libéral-démocrate.
- La politique énergétique du gouvernement repose sur trois piliers : (1) l'aide financière, avec un rôle prépondérant joué par la RME ; (2) l'élimination des obstacles ; et (3) le développement des technologies émergentes.
- (1) La RME fera, entre autre, passer l'aide financière d'ici à 2017, du système de soutien actuel qui fonctionne sur le principe d'un « certificat vert » basé sur le volume émis, à un système de « tarif de rachat » basé sur les prix et selon lequel le gouvernement instaurera un prix réglementé pour la durée des contrats de différence (CFD) à long terme, tandis que le marché définira la quantité d'énergie renouvelable à fournir. A ce sujet, peu d'information est disponible à ce jour, les dispositions transitoires n'ont été clarifiées qu'en juillet dernier, et seulement au prix d'une renonciation à la suppression progressive du gaz sans CSC (captage et stockage du carbone). L'objectif affiché est d'assurer la sécurité des investisseurs à long terme et (ironiquement) d'engendrer un

marché moins biaisé en faveur des combustibles fossiles. Toutefois, l'industrie des énergies renouvelables est déçue de cette incertitude à court terme (alors même que d'importantes décisions pour les EMR sont à prendre), de l'apparente impossibilité à appliquer les propositions et de l'existence possible d'une subvention cachée qui aurait pour but de concurrencer les centrales nucléaires.

(2) Les mesures gouvernementales visant à éliminer les obstacles sont décrites dans l'article et incluent : (a) la délivrance accélérée d'autorisations de planification de grands projets d'infrastructure, y compris ceux du secteur des EMR ; (b) l'introduction progressive d'un système d'aménagement de l'espace maritime ; (c) la simplification du processus de délivrance des permis maritimes dont l'administration se fera par un seul et unique organisme ; (d) l'amélioration de la mise en application des exigences de gestion environnementale ; (e) la mise en œuvre de mesures en vue de mettre en place un réseau d'éoliennes en mer ; et (f) des mesures visant à faciliter l'implantation et à s'assurer que les initiateurs ou leurs successeurs réaliseront le démantèlement en garantissant la sécurité de la navigation.

1. Introduction

Les ressources réelles d'énergies marines renouvelables (EMR) du Royaume-Uni, au sein des eaux territoriales (ET) d'une largeur de 12 milles marins et de la zone économique exclusive de 200 milles marins (ZEE), totalisent près de 2 000 TWh (soit aujourd'hui six fois la consommation d'électricité annuelle du Pays). L'éolien en est la principale ressource avec une exploitation entièrement commerciale, mais pas encore pleinement compétitive. Les ressources d'énergies hydrauliques (amplitude des marées, courant de marée et houle) complètent l'ensemble, mais leur exploitation ne devrait devenir entièrement commerciale qu'à moyen terme (2020-2030).

L'exploitation de l'ensemble de ces ressources impliquerait d'installer jusqu'à 750 GW de capacité, si on tient compte des niveaux actuels d'efficacité de production.

Le développement des EMR est appelé à jouer un rôle majeur dans l'objectif du Royaume-Uni d'atteindre une économie majoritairement décarbonée d'ici à 2050 au travers d'une série d'objectifs intermédiaires en matière d'environnement et d'énergies renouvelables qui, pour la plupart, surpassent ceux de l'UE. Deux objectifs statutaires sur la baisse des émissions de GES ont été fixés par le Royaume-Uni : une baisse de 34 %, et non de 20 % comme définie par l'UE, d'ici à 2020, et une baisse de

80 % d'ici à 2050. Le Royaume-Uni entend également atteindre l'objectif contraignant fixé pour lui par l'UE de porter la part des énergies renouvelables à 15 % (soit environ 30 % de l'électricité).

Ces objectifs ont pour toile de fond l'augmentation de la demande énergétique au Royaume-Uni (avec un surplus annuel de 30-35 GWh d'ici à 2030), le déclin de la sécurité d'approvisionnement énergétique (du fait que de nombreux combustibles fossiles hautement polluants et centrales nucléaires vieillissantes sont voués à l'arrêt définitif, entraînant un déficit énergétique qui pourrait atteindre 20 % d'ici à 2015) et une inquiétude grandissante des consommateurs par rapport à l'augmentation du prix de l'énergie. La politique énergétique du gouvernement britannique est de faire des énergies renouvelables, du nucléaire et du gaz (de préférence couplé au captage et stockage du dioxyde de carbone □ CSC) les principaux piliers d'une approche diversifiée à la production d'électricité, toutes les technologies sobres en carbone bénéficiant d'un soutien financier en accord avec la législation européenne, la priorité étant accordée aux technologies les moins engagées sur la voie de la commercialisation. Bien que l'éolien en mer demeure, en termes de coûts, la plus marginale des technologies sobres en carbone sur laquelle on puisse compter, le gouvernement britannique vise une capacité installée d'EMR (dominée par l'éolien) de 18 GW d'ici à 2020 (soit trois fois l'ambition française) et de 33 GW d'ici à 2030.

L'Écosse, qui souhaite devenir un leader du secteur des énergies renouvelables, va encore plus loin, avec des objectifs de réduction des émissions de GES de 42 % d'ici à 2020 et de 80 % d'ici à 2050 et des objectifs portant les énergies renouvelables à 30 % du total énergétique et à 100 % de la production d'électricité d'ici à 2020, ce qui implique entre 9 et 11 GW supplémentaires de capacité installée (c/i) utilisant les énergies renouvelables (principalement les EMR) d'ici à 2020. Les

énergies hydrauliques présentent un intérêt tout particulier pour l'Écosse. La c/i est encore négligeable, mais le premier appel d'offres relatif à des concessions à visée commerciale (pour des turbines houlomotrices et des marémotrices totalisant jusqu'à 1,6 GW de c/i), annoncé en 2010, concerne les ET écossaises, dans le Pentland Firth et autour des Orcades, et a pour objectif de combler l'écart entre le stade de l'expérimentation et celui de la commercialisation.

Le Royaume-Uni domine le secteur mondial en matière de capacité éolienne en mer installée avec 1,5 GW à ce jour. 5,1 GW supplémentaires ont obtenu l'aval des autorités ou sont en cours d'implantation. Toutefois, un changement radical dans le rythme de développement sera nécessaire pour que le Royaume-Uni atteigne ses objectifs pour 2020. Le Royaume-Uni devra relever de nombreux défis en matière de technologie ; d'infrastructure, y compris concernant l'infrastructure du réseau électrique ; de chaîne d'approvisionnement ; de processus de planification, de délivrance de permis et d'aménagement de l'espace maritime ; d'accès aux financements à travers un marché de l'énergie efficace et, le cas échéant, grâce à des aides financières ; et de développement des compétences et de la main-d'œuvre.

La clé du succès réside dans la baisse des coûts et la sécurité offerte aux investisseurs, pour rendre les risques raisonnablement prévisibles et gérables et pour que les projets présentent un potentiel de rentabilité suffisant pour attirer des investissements potentiels issus des marchés financiers européens et internationaux, investissements qui seraient bien supérieurs à ceux actuellement en place (les six plus grandes sociétés britanniques de services aux collectivités, verticalement intégrées). Environ 10 milliards de livres (12,4 milliards d'euros) ont déjà été investies entre 2000 et 2010, mais au moins 110 milliards de livres (136 milliards d'euros) seront nécessaires entre 2010 et 2020. En juin 2011, un groupe de travail centré sur la

réduction des coûts de l'éolien en mer a identifié plusieurs façons de réduire ces coûts pour passer des 149-191 £/MWh générés (184-236 €/MWh), actuelles, à 100 £/MWh (123 €/MWh) d'ici à 2020. Cet article s'intéresse à la façon dont la réglementation juridique et les mesures basées sur le marché sont susceptibles de favoriser la diminution des coûts et l'élimination des obstacles, en particulier dans les domaines suivants : réforme du marché de l'énergie ; processus de planification, de délivrance de permis et d'aménagement ; et accès rapide et abordable au réseau électrique.

Le développement de l'éolien en mer a été progressif au Royaume-Uni. Des appels d'offres progressifs relatifs à des concessions du domaine de la Couronne britannique (Crown Estate, CE) ont vu se développer l'industrie de l'éolien en mer avec l'augmentation progressive de la capacité et de la taille des parcs éoliens ainsi que de leur éloignement par rapport à la côte. Pour les eaux au large de l'Angleterre et du pays de Galles, il y a eu trois principaux appels d'offres et un appel d'offres supplémentaire :

- Le 1er appel d'offres (lancé en 2000) concernait quelque 18 projets proposés pour une implantation relativement proche des côtes en eaux territoriales, chaque projet étant limité à un unique site de démonstration, identifié par les promoteurs (10 km² pour la plupart, avec 30 éoliennes au maximum), totalisant jusqu'à 1,5 GW de c/i et visant à permettre aux promoteurs d'acquérir une expertise technologique, financière et environnementale. Une quinzaine ont été construites ;
- Le 2e appel d'offres (lancé en 2003), concernait 19 projets à échelle commerciale totalisant jusqu'à 7,2 GW de c/i (extensions comprises) sur des sites identifiés par les promoteurs et se trouvant pour la plupart plus loin des côtes, au sein de trois zones de développement (ZD) présélectionnées, dans les eaux territoriales anglaises ou dans l'intérieur de la ZEE.

- Le 3e appel d'offres (lancé en 2008) a engendré des accords concernant sept ZD identifiées au sein de la ZEE suite à des évaluations environnementales stratégiques (EES) réalisées sur l'ensemble des eaux territoriales britanniques. Les ZD comprennent habituellement un ensemble de sites éoliens et incluent les éléments complexes du raccordement au littoral et au réseau électrique. Les accords sur les ZD sont des accords commerciaux régulièrement soumis à examen qui régissent les relations entre les promoteurs et le CE, y compris les conditions selon lesquelles les promoteurs identifieront et développeront des projets au sein de chaque ZD en vue d'atteindre une capacité de production éolienne nominale dans les ZD d'ici à 2020, dans le cadre de l'introduction progressive d'une c/i totale de 25 GW/h pour 2030. La grande envergure du 3e appel d'offres introduit de nouvelles contraintes en matière de délivrance des permis, de concurrence pour l'espace maritime et d'infrastructure ; l'approche par zone aspire à être plus stratégique et à donner aux promoteurs l'opportunité de s'occuper d'autant de contraintes (liées à l'environnement, aux permis et à la planification) que possibles au niveau d'une ou de plusieurs zones, dans le cadre du processus de sélection et de développement d'un site. Cela devrait notamment permettre de faire davantage participer les parties prenantes, de favoriser la flexibilité quant à l'emplacement des sites et de réduire les délais de délivrance des permis engendrés par les effets cumulatifs et combinés de multiples projets, un objectif également favorisé par des modifications au niveau des processus de délivrance des permis d'implantation et d'exploitation. Les projets du 3e appel d'offres devraient donc être soumis à des processus plus rapides et plus simples que précédemment.

En 2009, un 4e appel d'offres a permis de prolonger les projets des 1er et 2e appels d'offres, afin de fournir aux promoteurs un flot continu de projets en attendant que démarre le développement lié au 3e appel d'offres.

L'appel d'offres séparé pour les eaux territoriales écossaises (annoncé en 2008) a conduit à octroyer des accords d'exclusivité à 9 promoteurs pour 10 sites, sous réserve que les résultats d'une EES réalisée par le gouvernement écossais leur soient favorables. À ce jour, des contrats de concession ont été attribués à 5 sites totalisant 4,76 GW de c/i. Deux ZD du 3e appel d'offres en ZEE devraient fournir 5 GW de plus.

On peut également mentionner un projet basé sur la technologie marémotrice, avec un potentiel d'exportation maximale vers la France de 4 GW de c/i, au large d'Aurigny, une île qui fait partie du bailliage de Guernesey (et qui dépend de la Couronne), mais qui est autonome en matière d'exploitation de l'énergie des océans et affranchie des contraintes de la législation européenne auxquelles est soumis le Royaume-Uni (tout comme la France).

Des facteurs politiques viennent compliquer l'approche réglementaire quant au développement des EMR au Royaume-Uni. Il s'agit : (i) de la décentralisation des pouvoirs au sein du Royaume-Uni ; (ii) de la séparation entre le CE, propriétaire et bailleur des fonds marins, et les organismes gouvernementaux de réglementation qui accordent les permis d'implantation et d'exploitation ; (iii) de l'impact des révisions et des changements de politique qui ont eu lieu depuis le changement de gouvernement en 2010, avec la passation de pouvoir du parti travailliste (au pouvoir pendant les dix premières années du développement des EMR au Royaume-Uni) à la coalition conservateur/libéral-démocrate ; et (iv) des tensions politiques au sein de la coalition. Ces facteurs sont brièvement abordés ci-dessous :

- (i) Si les législations de l'Angleterre et du pays de Galles sont semblables, l'Écosse et l'Irlande du Nord possèdent des systèmes juridiques bien distincts et des législations parfois bien différentes en vertu de la décentralisation des pouvoirs (contrairement au cas du pays de Galles, il est présumé que les pouvoirs législatifs sont transférés à l'Écosse et à l'Irlande du Nord, à moins d'être expressément « réservés » aux ministres britanniques ou au Parlement). Dans le cas de l'Écosse tout particulièrement, les domaines de compétences réservés et transférés présentent une interface complexe. Cette interface est importante dans le contexte des EMR : si les pouvoirs transférés ne s'étendent formellement qu'à son territoire et à ses eaux territoriales (vastes en vertu de l'utilisation de lignes de base droites autour des Hébrides), d'importantes fonctions exécutives dans la ZEE au large des côtes écossaises ont été transférées aux ministres écossais. Ces derniers ont ainsi un pouvoir considérable sur quelque 40 % des ressources britanniques d'éolien en mer ainsi que sur la majorité des ressources d'énergies hydrauliques du Royaume-Uni.

Il est donc important que les deux gouvernements coopèrent. Le gouvernement britannique conserve la responsabilité constitutionnelle des relations extérieures (y compris en matière de changement climatique), de la fiscalité, de l'électricité et de la réglementation de l'industrie et du marché de l'énergie. En revanche, les politiques environnementales et de planification sont en règle générale du ressort de l'Écosse qui détient par ailleurs les pouvoirs exécutifs sur un certain nombre d'aspects de la politique énergétique. Ainsi, seul le gouvernement écossais peut autoriser la construction de nouvelles centrales.

- (ii) Le CE possède quelque 55 % des lais et relais de la mer au Royaume-Uni et agit, au nom de la Couronne, en tant que propriétaire des fonds marins des ET et de la ZEE. Son but est d'optimiser constamment le retour sur investissement de l'utilisation

des fonds marins grâce à une bonne gestion, respectueuse de l'environnement. Pour le 3e appel d'offres, le CE appuie les projets avec le promoteur jusqu'à la phase d'octroi des permis. Il peut aussi parfois partager les risques liés à l'investissement. Bien que le processus d'attribution des contrats de concession diffère formellement de l'octroi des permis d'implantation et d'exploitation par le gouvernement, le CE peut en pratique « régler » les projets EMR à travers les conditions de concession. Plus controversée est la clause incluse dans les contrats de concession standards pour les parcs éoliens en mer, qui autorise le CE à mettre fin au contrat à la demande du Secrétaire d'État lorsque cela est nécessaire à la réalisation d'un projet pétrolier ou gazier. En juillet 2011, le Secrétaire d'État a indiqué dans une déclaration qu'il ne ferait jamais une telle demande en l'absence d'une indemnité convenue ou définie par une tierce partie indépendante.

- (iii) Bien qu'un certain nombre des politiques et dispositions défendues par le précédent gouvernement travailliste aient été honorées par le gouvernement de coalition, plusieurs révisions de politique, la répétition de plusieurs exercices de consultation et quelques modifications de politique (qui visaient pour la plupart une plus grande sécurité à long terme) ont généré des retards à court terme et une grande inquiétude chez les investisseurs, alors même que des décisions cruciales sont à prendre en matière d'investissement pour d'importants projets (2e et 3e appels d'offres). Par exemple, la coalition a remplacé en avril 2012 la commission de planification des infrastructures (IPC, Labour Infrastructure Planning Commission), organisme non gouvernemental quasi autonome créé sans élection il y a deux ans à peine et chargé des candidatures à planification dans le cadre de l'octroi des permis d'implantation de grands projets d'infrastructure (y compris ceux du secteur des RME), par des décisions, plus démocratiques, mais potentiellement plus lentes, prises

par le Secrétaire d'État aidé d'une unité de planification des grandes infrastructures de l'agence gouvernementale de planification (Government Departmental Planning Inspectorate, PI).

- (iv) Les tensions entre les deux partis formant la coalition apparaissent clairement dans les domaines liés à l'environnement et aux énergies renouvelables, où il est arrivé que le ministre des finances (Chancellor of the Exchequer) conservateur, à la tête du Trésor, compromette les initiatives des Secrétaire d'État libéraux-démocrates du ministère de l'Énergie et du Changement climatique (DECC), au point même de remettre en question l'adhésion du gouvernement à une future économie sobre en carbone. Selon les récents propos de Ben Warren, responsable financement Environnement et énergie, chez Ernst & Young : « L'absence de clarté et de détails dans diverses annonces politiques, et l'ambiguïté des messages émanant du Trésor et du DECC, sont une frustration pour le secteur des énergies renouvelables. Plus important encore, l'incertitude persistante risque de retarder davantage des investissements très attendus et de compromettre la capacité du Royaume-Uni à atteindre les objectifs qu'il s'est fixés pour 2020 et à exploiter la création d'emplois 'verts'. » La réforme du marché de l'électricité (RME), abordée ci-dessous, illustre ces tensions.

Le cadre de la future politique énergétique du gouvernement est basé sur trois piliers : (1) l'aide financière, avec un rôle prépondérant pour la RME ; (2) l'élimination des obstacles ; et (3) le développement des technologies émergentes, directement lié au premier pilier (1). Cet article traite des deux premiers piliers.

(1) Aide financière

Les niveaux d'investissement nécessaires au secteur des EMR au Royaume-Uni ne peuvent être atteints sans RME, car les dispositions actuelles du marché favorisent les centrales à combustible fossile au détriment des énergies renouvelables. La RME fera passer l'aide financière du système de soutien actuel, le « Renewables Obligation » (RO), basé sur le volume émis, à un système de « tarif de rachat » basé sur les prix. Dans le cas du RO, le gouvernement détermine la quantité d'énergie renouvelable voulue en établissant un quota qui augmente chaque année, et laisse au marché le soin de définir le prix aussi bien de l'électricité que de « certificats verts » négociables correspondant au quota en question. Avec le « tarif de rachat », système semblable à ceux plus populaires ailleurs dans l'UE, le gouvernement instaure un prix réglementé tandis que le marché définit la quantité d'énergie renouvelable à fournir.

Des propositions-cadres pour la RME constituent désormais une ébauche de projet de loi sur l'énergie, ébauche qui devrait déboucher sur un projet de loi qui sera présenté au Parlement en novembre 2012. Il y aura :

- (a) un tarif de rachat couplé à des contrats de différence (CFD) □ contrats à long terme selon lesquels des paiements variables visent à compléter le paiement au producteur à hauteur du tarif convenu ou sont remboursés aux consommateurs par les producteurs si les prix de l'électricité sont supérieurs au tarif convenu, permettant ainsi au producteur de stabiliser ses revenus au niveau convenu pour la durée du contrat. Des dispositions transitoires permettront de choisir entre des tarifs de rachat et le RO jusqu'en 2017 ; et
- (b) des paiements de capacité aux producteurs pour la capacité mise à disposition, afin d'accroître la certitude des investisseurs vis-à-vis des énergies renouvelables et de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Est également proposée (c) une norme d'émission pour le secteur de la production d'énergie à partir des combustibles fossiles et est prévu par la loi (d) un prix plancher pour le carbone (en plus du système d'échange de quotas d'émission de l'UE) pour attribuer un prix équitable au carbone et ainsi encourager le passage à la génération décarbonée, EMR comprises.

Si le nouveau système se doit d'être opportun, simple et exhaustif tout en réduisant les risques, il est, dans sa forme actuelle, critiqué par le comité sur l'énergie et le changement climatique de la Chambre des Communes qui le juge sans attrait pour les investisseurs. Le comité lui trouve trois problèmes majeurs : les CFD pourraient s'avérer ne pas avoir de validité juridique, car le modèle de paiement est basé sur une partie contractante « recomposée » plutôt que sur une partie contractante unique assurée par le gouvernement ; les risques pour le promoteur augmenteront avec le « rationnement » des CFD par le Trésor, selon son cadre de contrôle pour les dépenses du DECC financées par les impôts (qui considère les certificats verts et les tarifs de rachat, non pas comme des contraintes de réglementation, mais comme des taxes et des dépenses soumises, au même titre que d'autres dépenses gouvernementales en période de relance économique, à des restrictions budgétaires) ; et le retrait de l'obligation d'achat d'énergie renouvelable pourrait avoir un effet néfaste sur les conditions contractuelles que peuvent obtenir les producteurs pour leur électricité et ainsi compromettre la capacité des producteurs autres que les six principaux à se faire une place sur le marché. L'industrie des énergies renouvelables a notamment peur d'être perdante vis-à-vis de l'énergie nucléaire, car le système soutient toutes les formes de production d'énergie à faible teneur en carbone ; la RME pourrait s'avérer être une subvention cachée pour une industrie que le gouvernement

souhaite voir prospérer après une longue période de déclin, bien qu'il se soit engagé à ne pas la subventionner.

Il est important que des dispositions transitoires précises soient prises pour le passage du système RO à celui de « tarif de rachat » d'ici à 2017, compte tenu de l'imminence de plusieurs décisions d'investissement dans les EMR. L'incertitude quant aux dispositions concernant les certificats verts après 2014 a été récemment dissipée, mais seulement au prix d'un accord politique de dernière minute conclu entre le Trésor et le DECC.

Les handicaps des EMR (et autres technologies relativement jeunes basées sur les énergies renouvelables) sur le plan de la concurrence ont été corrigés en 2009 avec l'échelonnement du RO selon le degré de maturité des technologies, une décision prise en vertu de pouvoirs conférés par la loi sur l'Énergie (Energy Act) de 2008. Avant cela, un certificat par MWh et par an était délivré à tous les producteurs accrédités du secteur des énergies renouvelables, pendant les 20 ans de « durée de vie » des projets et indépendamment de la technologie utilisée. Il est difficile de fixer les échelons à des niveaux de soutien adéquats pour chaque technologie. La première allocation échelonnée pour l'exercice anglais et gallois 2009/10 (soit 1,5 certificat vert/MWh pour l'éolien en mer et 2 pour les producteurs utilisant des ressources hydrauliques) n'a pas tardé à devoir être réévaluée. Il avait été établi que les coûts pour les projets d'éolien en mer parvenus au bouclage financier avaient considérablement augmenté au cours de la crise financière et que des projets clés totalisant 1,3 GW de c/i risquaient de ne pas voir le jour. Le nombre de certificats verts pour l'éolien en mer fut donc augmenté, pour les exercices 2009/10 à 2013/14, passant à 2 par MWh pour les projets de 2009/10 et à 1,75 pour ceux de 2010/11. Les producteurs de l'éolien en mer devaient savoir au plus tôt si ces augmentations perdureraient pour les projets

présentés au cours des exercices 2014/15 à 2016/17 et si elles constitueraient un droit acquis pour les 20 ans de durée de vie du projet. L'accord de juillet 2012 a confirmé que tel serait le cas (avec toutefois une légère baisse : 1,9 certificat vert/MWh pour l'exercice 2015/16 et 1,8 certificat par la suite). Il a également porté à 5 certificats/MWh l'aide aux projets basés sur l'énergie de la houle et des courants de marée (jusqu'à 30 MW de c/i). L'Écosse compte emboîter le pas de l'Angleterre et du pays de Galles, mais le fait qu'une large partie de ses ressources éoliennes se trouvent en eaux profondes l'amène à envisager la possibilité de certificats supplémentaires pour l'éolien flottant.

Le gouvernement britannique affirme que ces dispositions transitoires quant au RO attireront 20-25 milliards de livres (25-31 milliards d'euros) d'investissement étranger pour les EMR entre 2013 et 2017. Mais, en contrepartie, le Trésor a obtenu que le Royaume-Uni renonce à la suppression progressive du gaz (et même à la conversion au CSC de toutes les centrales au gaz) d'ici à 2030. Le gouvernement entend à l'avenir tirer parti du gaz sans CSC bon marché plutôt que de simplement l'utiliser comme capacité auxiliaire aux sources à faible teneur en carbone. Ce choix est quelque peu ironique dans la mesure où la RME a pour objectif de rendre le marché moins biaisé en faveur des combustibles fossiles. Ce changement a été suivi en septembre 2012 par un remaniement ministériel qui a vu la nomination d'un ministre de l'Environnement et d'un ministre délégué à l'Énergie et au Changement climatique connus pour leur *manque* de références écologiques.

(2) Élimination des obstacles

À l'heure actuelle, lorsqu'un promoteur entreprend la création d'un site d'EMR, son parcours est le suivant :

1. obtenir du CE un accord de concession et tous les permis nécessaires (délivrés par le CE ou tout autre organisme) pour les études et l'implantation ;
2. se livrer à un processus détaillé de pré-candidature en préparation : (i) d'une demande de permis d'implantation (accompagné, le cas échéant, d'une étude d'impact sur l'environnement □ EIE) ; (ii) d'une demande de permis d'exploitation ; et (iii) d'une demande de raccordement au réseau électrique (tout en développant et en ajustant ses plans de conception et d'ingénierie) ;
3. ayant obtenu les permis d'implantation et d'exploitation (et satisfait à toute condition y figurant) et signé la proposition de réseau, il lui faut obtenir une concession auprès du CE lui donnant les droits exclusifs sur le site, par ailleurs soumis aux droits publics de navigation et de pêche (à moins qu'ils n'aient été éteints ou modifiés conformément à la section 36A de la loi de 1989 sur l'Électricité [Electricity Act]) et aux droits des États et des ressortissants étrangers selon le droit international (plus particulièrement aux droits de navigation). Si les contrats de concession des 1er et 2e appels d'offres avaient par le passé des durées variables, ils peuvent tous désormais être étendus à 50 ans ;
4. s'occuper du financement et des acquisitions, du bouclage financier, de la construction des installations et des infrastructures de transport, du raccordement au réseau et de la phase de test ;
5. céder les infrastructures de transport à un tiers opérateur, conformément aux exigences de dégroupage de la directive Électricité ;
6. exploiter et entretenir les installations pendant la durée de vie du projet ; et
7. démanteler les installations ou demander à ce que le projet soit reconduit à travers un processus de renouvellement des autorisations.

Il existe des contraintes et des freins, particulièrement au niveau de la planification, de la candidature pour le raccordement au réseau et du raccordement lui-même, des EIE, de l'obtention du financement et des acquisitions. Par ailleurs, les projets étant plus nombreux et plus conséquents, il existe un risque accru d'effets cumulatifs et combinés. L'augmentation, entre le 1^e et le 2^e appel d'offres, du temps nécessaire à l'obtention des permis a engendré une grande inquiétude, faisant notamment craindre des délais encore plus conséquents pour le 3^e appel d'offres.

Les mesures gouvernementales visant à éliminer les obstacles incluent : (a) un processus accéléré d'octroi de permis d'implantation pour de grands projets d'infrastructure, y compris ceux du secteur des EMR ; (b) l'introduction progressive d'un système d'aménagement de l'espace maritime ; (c) la simplification du processus de délivrance des permis d'exploitation maritimes dont l'administration se fera par un seul et unique organisme ; (d) l'amélioration de la mise en application des exigences de gestion environnementale ; (e) la mise en œuvre de mesures visant la réalisation d'un réseau électrique capable d'intégrer l'éolien en mer ; et (f) des mesures visant à faciliter l'implantation et à s'assurer que les producteurs ou leurs successeurs réaliseront le démantèlement en garantissant la sécurité de la navigation.

(a) Grandes infrastructures. La loi de 2008 relative à la Planification (Planning Act) a créé un nouveau système de planification intégrée pour des types particuliers de projets d'infrastructure anglais et gallois d'envergure nationale (NSIP), portant le pouvoir décisionnel du niveau local au niveau national. Les projets EMR de plus de 100 MWh de c/i sont inclus dans cette catégorie, soient plusieurs parcs éoliens du 2^e appel d'offres et la quasi-totalité de ceux du 3^e appel d'offres.

La partie 4 de la loi impose l'exigence d'un nouveau type d'arrêté d'octroi de permis d'implantation (Development Consent Order, DCO) dans le cas de

l'implantation d'un NSIP ou pour un développement intégré à un tel projet. Elle réduit également le nombre de permis d'exploitation marine nécessaires, dans la mesure où, là où un DCO est requis, des permis d'exploitation présumés peuvent aussi être demandés.

La partie 5 prévoit un processus de consultation obligatoire en amont du dépôt de candidature. L'accent est mis sur la constitution d'une candidature adéquate avant le dépôt officiel de candidature. Une fois la candidature officiellement déposée, cinq étapes restent encore à franchir, chacune pouvant donner lieu à litige : (i) l'acceptation, étape pour laquelle la PI dispose de 28 jours pour décider si oui ou non la candidature répond aux normes formelles lui permettant d'être soumise à examen (S. 45) ; (ii) le pré-examen, au cours duquel les personnes intéressées déposant et présentant des observations valides sont invitées à une réunion préliminaire dirigée par un inspecteur de la PI, habituellement dans les 3 mois suivant le dépôt de candidature ; (iii) l'examen par la PI □ au cours d'une période de 6 mois □ des documents, informations et observations présentées, avec rapport de recommandations soumis au Secrétaire d'État (S. 98) ; (iv) la décision du Secrétaire d'État, habituellement émise sous 3 mois (S. 107) ; et (v) l'étape d'après-décision, où le candidat dispose de 6 semaines pour contester toute décision défavorable par le biais d'une révision judiciaire.

L'objectif est d'améliorer et de rationaliser le processus afin de réduire l'incertitude, les coûts et les délais. Un processus formel de 9 mois est prévu. Toutefois, compte tenu du temps que pourrait prendre le processus de pré-candidature, de l'absence de date butoir pour certaines des étapes de candidature officielle (la section 45 ne spécifie aucune limite de temps pour la phase de consultation) et de la souplesse d'autres dates butoirs (les sections 98(4) et 107(3))

permettent, sous certaines circonstances, d'étendre les périodes d'évaluation et de prise de décision), il n'est pas dit que les projets se concrétiseront plus rapidement. Les projets du 3e appel d'offres, en plus d'avoir des effets cumulatifs et combinés complexes, seront de bien plus grande envergure, si bien que, du seul fait de leur impact visuel, de nombreuses autorités côtières locales seront concernées par un ou plusieurs des processus de candidature, impliquant un risque conflictuel important sur le plan de la politique locale.

Les recommandations des inspecteurs au Secrétaire d'État doivent habituellement être considérées en accord avec les déclarations de politiques nationales (National Policy Statements, NPS) pertinentes qui définissent les objectifs justifiés du gouvernement pour l'implantation de NSIP dans un secteur particulier et les relie aux autres politiques gouvernementales. La principale NPS pour l'énergie (EN-1) doit être lue en liaison avec la NPS pour les infrastructures liées aux énergies renouvelables (EN-3). Avant désignation, ces NPS sont passées par un processus de consultation publique et de contrôle parlementaire et ont été soumises à une évaluation de durabilité (c.-à-d. une EES) ainsi qu'à une évaluation des règlements Habitats (afin d'assurer leur conformité avec les directives Oiseaux et Habitats de l'UE). Il s'ensuit que les présentations d'observations concernant les DCO, effectuées lors des phases de pré-examen ou de contestation, ne peuvent remettre en question les politiques NPS. Alors qu'il serait inconvenant dans une affaire concrète de se lancer dans un vaste réexamen de telles politiques nationales, les questions de savoir si le besoin national l'emporte sur les impacts locaux, si un emplacement particulier est approprié (ou si un éventuel autre emplacement l'est plus) et si les mesures d'atténuation proposées sont adéquates, ne devraient pas être simplement traitées comme le dicte la NPS ; elles devraient pouvoir être soumises à un examen judiciaire.

Enfin, dans la mesure où il est peu probable que les exploitants de parcs éoliens en mer sachent précisément de quelles éoliennes ils feront l'acquisition avant qu'un DCO ait été accordé, l'approche appelée « Rochdale Envelope » doit être employée. Cette approche tire son nom de deux affaires, *R v Rochdale MBC ex parte Tew*(1999) et *ex parte Milne* (2000). Elle permet une étude d'impact environnemental dans les cas qui s'y prêtent, pour évaluer les impacts d'un éventail de paramètres possibles (bien que la gamme ne soit pas suffisamment large pour véritablement représenter différents projets), et l'imposition de conditions visant à garantir que toute exploitation autorisée demeure dans cette fourchette.

Le régime NSIP opère parallèlement au régime de planification normal, qui s'applique aux éléments terrestres d'un projet EMR qui ne sont pas eux-mêmes des NSIP. Ces éléments sont susceptibles d'inclure un ou plusieurs câble(s) de raccordement au littoral, des postes électriques terrestres et le câblage raccordant ces postes au réseau national de transport d'électricité.

La plupart des types d'aménagement du territoire requièrent un permis d'aménager délivré par une autorité locale de planification, selon la législation britannique relative à l'aménagement des zones urbaines et rurales. Chaque autorité doit préparer et tenir de vastes consultations sur un plan local définissant sa politique locale d'aménagement. Ce plan est révisé par un inspecteur de planification nommé par le Secrétaire d'État, afin de vérifier qu'il a été bien préparé et qu'il est justifié, efficient et en accord avec la politique nationale et le cadre global de la politique de planification nationale (qui crée une présomption générale en faveur du développement durable). L'objectif du gouvernement est que chaque région ait un plan local précis sur lequel se baser pour l'évaluation des demandes de permis d'aménager. Cependant, toutes les régions ne disposent pas encore d'un tel plan et, le

cas échéant, les autorités locales de planification doivent se baser sur d'autres « considérations pertinentes ».

De nombreux grands projets d'éolien ont essuyé des retards dus au refus des autorités locales de planification d'accorder, pour des raisons locales, le permis d'aménager pour des éléments terrestres d'un parc en mer, déclenchant ainsi des enquêtes publiques. Ce problème a été partiellement résolu, dans la mesure où les éléments terrestres sont désormais des NSIP, mais les gouvernements britannique et écossais réexaminent en permanence le régime de planification, y compris en vue de faciliter le développement des EMR. Ainsi, en septembre 2012, le gouvernement britannique a annoncé des mesures de réduction des délais accordés pour faire appel d'une décision autorisant un développement et de restriction des critères selon lesquels une décision pourrait être soumise à une révision judiciaire. Ces mesures s'appliqueront aux éléments terrestres des projets EMR, mais ont reçu une réaction mitigée de la part de l'industrie des énergies renouvelables. La Renewable Energy Association (association pour les énergies renouvelables) a ainsi accusé le gouvernement de trop souvent se mêler du système de planification plutôt que s'abstenir de tenter de s'immiscer dans les finances des projets basés sur les énergies renouvelables (sans doute à travers la RME et les dispositions transitoires pour le RO).

(b) Aménagement de l'espace maritime

La loi du Royaume-Uni de 2009 sur l'Accès aux zones maritimes et côtières (Marine and Coastal Access Act, MCAA) et la loi écossaise de 2010 relative à la mer (Marine (Scotland) Act, MSA) ont introduit des réformes globalement similaires à l'aménagement de l'espace maritime tout comme l'avait fait la loi de 2008 sur la planification pour le système de planification NSIP. Le Marine Management

Organisation (MMO) □ un nouvel organisme □, le gouvernement gallois et Marine Scotland (entité gouvernementale écossaise) sont responsables de l'aménagement de l'espace maritime (pour les projets hors NSIP) jusqu'en limite de ZEE, pour les eaux anglaises, galloises et écossaises respectivement. Les organismes responsables des NSIP et de l'aménagement maritime opèrent côte à côte et en coopération ; en vérité, ils ont l'obligation de coopérer, certaines de leurs fonctions se chevauchent et ils échangent leurs expertises. Ainsi, le MMO surveille, applique et informe sur les conditions d'aménagement incluses dans les DCO.

Par ailleurs, les deux groupes d'organismes prendront des décisions sur les projets EMR en s'appuyant sur la NPS et sur la hiérarchie de déclarations et de plans que prévoient la MCAA ou la MSA, à savoir la déclaration de politique maritime 2011 du Royaume-Uni (Marine Policy Statement, MPS) et, au fur et à mesure de leur introduction, les plans maritimes. La MPS définit le cadre général de politique maritime pour l'ensemble de la zone maritime du Royaume-Uni. Les plans maritimes seront déployés d'ici 2021, chacun d'eux traduisant la MPS en des indications d'espace précises et une politique détaillée pour l'une des huit régions : les régions côtières (ET) et marines (ZEE) anglaises, galloises, écossaises et d'Irlande du Nord, les deux régions anglaises étant par ailleurs elles-mêmes subdivisées en 11 zones de plan maritime.

Sur le terrain, les plans maritimes chevaucheront les plans d'aménagement du territoire des autorités locales de planification, afin de mieux faire respecter les politiques de gestion intégrée des zones côtières de l'UE, et tiendront compte des objectifs et indicateurs de bon état écologique (BEE) proposés, conformément à la directive-cadre Stratégie pour le milieu marin de l'UE (DCSMM). Ils seront développés sur la base des informations les plus fiables disponibles, d'une expertise

technique et d'une vaste consultation des différents acteurs, et seront soumis à une évaluation de durabilité (EES) pour vérifier que leurs objectifs incluent les options les plus durables et tiennent compte des effets cumulatifs. Un objectif à noter parmi ceux en discussion pour les deux premiers plans maritimes en développement (dans les régions anglaises orientales côtière et marine) est d'aider à la réalisation durable du potentiel de production énergétique de l'éolien en mer, seul secteur industriel à sortir du lot.

Il est encore trop tôt pour juger de l'efficacité concrète des plans maritimes. Les points à surveiller sont : le degré de leur caractère normatif ; à quel point les inspecteurs s'y référeront en tant que considération pertinente dans les décisions liées aux NSIP ; la possibilité pour les parties lésées de contester une décision ; l'impact des aires marines protégées et de la compétence de l'UE selon la politique commune de pêche réformée post-2012 (Common Fisheries Policy) ; et l'implication possible du gouvernement britannique dans les problématiques non transférées liées à l'énergie que présentent les plans maritimes pour la ZEE écossaise.

(c) Permis maritime.

L'aménagement maritime guidera aussi à l'avenir les décisions d'octroi de permis d'exploitation. En effet, les permis d'aménagement et d'exploitation ne devraient plus désormais être uniquement considérés comme deux entités séparées. Les futures décisions d'octroi de permis pour des projets ou des activités en mer devront être soupesées de façon stratégique en fonction du plan maritime de la zone, plutôt que prises en réaction séparée à chaque candidature. Les décisions d'octroi de permis devraient alors être prises : (i) en accord avec le plan maritime adopté, à moins que des éléments pertinents suggèrent une autre approche ; (ii) de façon à tenir compte d'autres projets, politiques et directives nationales, programmes

et plans pertinents ; et (iii) après avoir consulté les autorités concernées d'aménagement du territoire. Avant le déploiement d'un plan maritime, ceux chargés de délivrer les permis se baseront sur les meilleures informations disponibles, en tenant compte de la concordance entre une activité proposée et la politique maritime actuelle de l'UE et du Royaume-Uni et donc, plus précisément, des MPS.

Au moment des demandes de permis d'exploitation éolienne du 1er appel d'offres et du début du 2e appel d'offres, environ une demi-douzaine d'autorisations séparées devaient être accordées par divers organismes distincts opérant sur une large gamme d'échelles de temps. Le risque que ces organismes prennent des décisions différentes quant à l'octroi des permis et aux conditions de cet octroi était présent. Depuis avril 2011, les nouveaux projets bénéficient d'un système très simplifié n'impliquant plus que deux permis principaux pouvant généralement être obtenus auprès d'un organisme unique. Dans le cas des eaux anglaises, la délivrance est assurée pour les NSIP par le Secrétaire d'État qui peut accorder des permis présumés pour les NSIP, alors que le MMO octroie les permis pour les autres projets. Les deux permis sont :

- (i) un permis selon la Section 36 de la loi sur l'Électricité, qui autorise la construction et l'exploitation d'une centrale électrique d'une capacité d'exportation supérieure à 1 MW en ET (ou supérieure à 50 MW en ZEE) ; et
- (ii) un permis maritime selon la MCAA/MSA qui remplace en grande partie nombre des précédents régimes de réglementation, notamment ceux se rapportant à la partie 2 de la loi de 1949 relative à la protection des côtes (Coast Protection Act), et à la partie 2 de la loi de 1985 relative à l'alimentation et à la protection de l'environnement (Food and Environment Protection Act, FEPA). Ce permis reste valide tout au long de la durée de vie

d'un projet. Son champ d'application est très vaste : il couvre les travaux d'enlèvement au niveau des fonds marins, la construction ainsi que le dragage et les dépôts. Il a également rendu possible la simplification de la réglementation liée aux EIE.

Le nouveau système offre un régime holistique d'octroi de permis et favorise une relation de travail étroite avec les entités consultatives désignées par la loi et autres organismes consultatifs, en permettant, par exemple, de gérer simultanément les candidatures pour les deux permis décrits ci-dessus. Il permet la participation du public, offre des opportunités de commenter la situation et fournit un mécanisme de gestion des demandes de renseignements et des interactions avec les candidats, les parties prenantes et le public. Il existe désormais un service de pré-candidature pour les projets complexes, un plus large éventail d'instruments permettant de faire appliquer les lois et une plus grande transparence dans la prise des décisions.

Cet ensemble promet d'accélérer le processus décisionnel pour l'octroi de permis : l'Angleterre et le pays de Galles tablent sur un processus d'octroi d'une durée inférieure à un an, et l'Écosse sur un processus de moins de 9 mois. La vitesse est un facteur important, car il est généralement considéré comme souhaitable de maintenir l'étape précédant le processus d'octroi sous la barre des 3 ans et le processus lui-même sous celle des 15 mois. Si ces délais ont été respectés pour presque tous les projets éoliens du 1er appel d'offres sauf un, ils n'ont été respectés que pour deux des projets du 2e appel d'offres. Il a fallu 19-37 mois à 10 autres projets pour obtenir leurs permis ; les autres ont été rejetés ou demeurent dans l'attente d'une décision. Seul un parc éolien a obtenu un permis entre 2009 et juillet 2012, après quoi deux grands sites du 2e appel d'offres ont été acceptés et un troisième rejeté à cause de son impact sur une espèce aviaire protégée. L'augmentation des délais s'explique notamment par un

2e appel d'offres de plus grande envergure que le premier, par une capacité moins bonne qu'escomptée à tirer les leçons des impacts du 1er appel d'offres, par une augmentation du nombre de sites classés Natura 2000 (N2K) à protéger conformément aux directives Oiseaux et Habitats, et par un besoin accru de tenir compte des effets cumulatifs et combinés. Toutes ces raisons affecteront aussi sûrement les sites du 3e appel d'offres.

Le nouveau système place également au premier plan le rassemblement d'une large gamme de compétences et le partage de cette expertise entre le MMO, Marine Scotland, le PI, etc. Aucun de ces organismes n'est de prime abord un expert des permis d'exploitation régis par la loi sur l'Électricité.

Le processus de pré-candidature aux permis d'exploitation comprend plusieurs étapes : (i) une consultation de présélection ; (ii) la sélection et le cadrage formels pour une EIE (le cas échéant) ; et (iii) la préparation de la documentation, qui peut, le cas échéant, inclure une déclaration environnementale. La candidature officielle précède les étapes suivantes : (i) consultation, retour et médiation ; et (ii) décision d'octroi et délivrance de permis. L'autorité compétente réalisera ensuite une réévaluation périodique et décidera, avec l'aide de ses principaux conseillers, de maintenir ou non la validité du permis soumis à examen. Des litiges peuvent survenir à toutes les étapes, mais les phases de sélection et de cadrage sont les plus sensibles.

(g) Gestion environnementale

Conformément à la réglementation Marine Works (Environmental Impact Assessment), relative aux projets en mer, qui met en application la directive EIE de l'UE, aucune autorité ne peut délivrer de permis à une activité EMR avant qu'une autorité compétente (généralement identique à l'autorité de délivrance) ait accordé une « autorisation EIE ». Normalement, l'EIE devrait elle-même inclure l'impact sur la

conservation, mais l'autorité de délivrance des permis a le devoir de tenir également compte les règles connexes, mais séparées, qui régissent spécifiquement la façon dont l'impact sur la conservation doit être traité dans le processus décisionnel. Les règles les plus importantes sont de loin les règlements Habitats pour la mise en application des directives Oiseaux et Habitats, directives qui visent à la fois à maintenir à un niveau de conservation favorable des zones spéciales d'habitat (sites N2K) pour certaines espèces menacées et rares, d'intérêt pour la communauté (Espèces protégées européennes, EPE), et à protéger ces espèces en tant que telles à travers l'UE. Leur mise en application est un véritable défi dans le cas des parcs éoliens en mer. En effet, ces parcs engendrent des risques de collisions, créent des perturbations, des effets de déplacement et des effets barrières, et entraînent la perte ou la dégradation des habitats de mammifères marins, de poissons, de chauve-souris et d'oiseaux classés EPE, s'ils sont situés sur ou trop près des sites N2K.

L'EIE est réalisée par le promoteur. Elle vise à informer l'autorité de délivrance des permis de l'impact environnemental que pourrait avoir le projet, afin qu'elle puisse poser les conditions nécessaires à l'obtention de tout permis quel qu'il soit. C'est à l'autorité de délivrance de réaliser toutes les évaluations nécessaires concernant les règlements Habitats, évaluations dont les résultats peuvent mettre un terme à un projet EMR. Les évaluations défavorables ont joué un rôle majeur dans l'abandon de plusieurs des projets des 1er et 2e appels d'offres.

L'Article 6 de la directive Habitats régit la gestion des sites N2K. Les Articles 6(3) et 6(4) définissent la procédure à suivre pour l'autorisation d'activités susceptibles d'affecter un tel site. L'Article 6(3) prévoit que « les autorités nationales compétentes ne marquent leur accord sur ce plan ou projet qu'après s'être assurées [par une évaluation appropriée] qu'il ne portera pas atteinte à l'intégrité du site concerné » ou

après avoir trouvé une « solution alternative » (sous forme de mesures d'atténuation). Cependant, si « un plan ou projet doit néanmoins être réalisé pour des raisons impératives d'intérêt public majeur, y compris de nature sociale ou économique, l'État membre prend toute mesure compensatoire nécessaire pour assurer que la cohérence globale de Natura 2000 est protégée » (Art. 6(4)), à moins que le site concerné abrite « un type d'habitat naturel et/ou une espèce prioritaires [répertoriés] », auquel cas « seules peuvent être évoquées des considérations liées à la santé de l'homme et à la sécurité publique ou à des conséquences bénéfiques primordiales pour l'environnement ou, après avis de la Commission, à d'autres raisons impératives d'intérêt public majeur ».

Cette formulation présentant de nombreuses ambiguïtés, la Commission européenne a donné des directives détaillées quant à son application aux parcs éoliens, directives que les autorités nationales devraient utiliser, couplées à trois lignes directrices plus génériques, dans la réalisation d'une évaluation adéquate.

La phase de pré-candidature aux permis d'exploitation facilite (en plus d'une rapide mise en relation avec les acteurs environnementaux et des entités consultatives désignées par la loi) une approche organisée à l'EIE et aux règlements Habitats, ceci grâce à la sélection, au cadrage, à l'évaluation des effets non négligeables probables (ENNP) et à l'examen de l'ébauche de déclaration environnementale.

La sélection détermine, sur la base des informations données par le promoteur, si une EIE est nécessaire. Si tel est le cas et ce devrait normalement l'être , le candidat doit fournir des informations complémentaires et demander un avis de « cadrage » à l'autorité compétente afin de regrouper les principaux domaines pour évaluer de façon exhaustive si le projet proposé aura des ENNP. Si les principaux conseillers et entités consultatives de l'autorité, sur le plan de l'environnement,

pensent que le projet aura des ENNP sur une zone protégée, le candidat doit fournir davantage d'informations en vue d'une évaluation préliminaire par l'autorité visant à déterminer si une évaluation appropriée conforme aux règlements Habitats sera nécessaire. Conformément à l'interprétation britannique du principe de précaution, une évaluation appropriée sera nécessaire même si les résultats de l'évaluation préliminaire ne s'avèrent pas concluants.

Après le cadrage, le candidat doit dresser un état des lieux environnemental exhaustif afin que les potentiels changements environnementaux puissent être prédits, surveillés et contrôlés et pour que les modifications apportées au site soient étudiées. En cas de données insuffisantes, des études et un suivi seront nécessaires à l'obtention d'un permis d'exploitation. Il s'agira habituellement : (i) d'une étude d'avant construction établissant la situation de référence pour un suivi ultérieur des processus sédimentaires et hydrologiques, de l'écologie benthique, des champs électromagnétiques, du bruit et des vibrations, des poissons, des oiseaux et des mammifères marins ; (ii) d'une seconde étude pendant la phase de construction, et (iii) d'études annuelles au cours des trois ans suivant la construction.

La candidature officielle doit être accompagnée d'une déclaration environnementale de « projet complet » relative aux aspects marins et terrestres, des avis et orientations de cadrage ou de sélection des inspecteurs, de tout rapport identifiant un site N2K (ou un site désigné selon la Convention de Ramsar relative aux zones humides d'importance internationale) susceptible d'être affecté, et d'assez d'informations pour permettre aux inspecteurs d'évaluer comme il se doit la candidature, conformément aux règlements Habitats. La candidature doit ensuite être annoncée publiquement et passer par un processus formel de consultation publique.

À l'avenir, le processus d'EIE étudiera les impacts potentiels des activités EMR non seulement sur les sites N2K et autres espèces et aires marines protégées que le Royaume-Uni est tenu de protéger par traité, mais également sur les zones de conservations maritimes (Marine Conservation Zones, MCZ) prévues à la partie 5 de la MCAA (et leurs équivalents dans les ET écossaises conformément à la partie 5 de la MSA □ les *Marine Protected Areas*, MPA) où des mesures de gestion de la conservation pourront être prises pour protéger des espèces et des habitats d'intérêt environnemental *national*. Ces zones finiront par constituer un réseau d'aires marines protégées, jumelé aux N2K et autres aires pour former un ensemble écologique cohérent et conforme aux impératifs de la Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est (OSPAR).

Un processus unique de sélection itérative, mené par trois groupes régionaux de parties prenantes, a identifié quelque 55 potentielles MCZ anglaises à soumettre à l'avis des organismes statutaires de conservation. En juillet 2012, ces derniers ont conjointement émis un avis formel sur ces zones à l'intention du ministère britannique de l'Environnement, de l'Alimentation et des Affaires rurales. S'ensuivra cet hiver une consultation publique qui devrait durer 3 mois. Les premières MCZ anglaises devraient être classées comme telles en 2013.

Contrairement aux prescriptions des directives Oiseaux et Habitats, les facteurs économiques et sociaux semblent avoir un statut égal ou comparable à celui des considérations de conservation (*cf.* S 117(7) de la MCAA). Les promoteurs d'EMR et le CE ont néanmoins exprimé des réserves quant aux MCZ et aux MPA dans l'attente d'une idée plus claire des impacts que pourraient avoir, sur les développements EMR, les types de mesures de gestion autorisés au sein de ces zones. Bien que les frontières de potentielles MCZ anglaises proposées par les groupes

d'acteurs concernés se soient révélées souples face à ces réserves, et bien que la décision du gouvernement gallois de ne classer que 4 MCZ côtières (particulièrement sensibles sur le plan environnemental) parmi 10 zones potentielles puisse laisser présager d'une approche à la classification relativement stricte en Angleterre et en Écosse, au moins trois MCZ potentielles pourraient à l'heure actuelle nécessiter le déroutage onéreux de câbles EMR de raccordement au littoral.

(e) Problématiques liées au réseau

Les défis clés de l'accès au réseau incluent : (i) l'acquisition rentable des infrastructures marines de transport et de leur intégration au réseau de transport terrestre, (ii) la réalisation d'accords opportuns de raccordement au réseau et (iii) les structures de coûts.

(i) Acquisition des infrastructures de transport.

Conformément à la loi de 1989 sur l'Électricité, toutes les activités liées à la production, au transport, à la distribution ou à la fourniture d'électricité, ne peuvent être autorisées qu'en vertu d'un permis ou d'une exemption. La production d'électricité à partir de l'éolien en mer est habituellement à 132 KV C.A. À ce niveau, la production en mer et le transport sont des activités soumises à permis et régies par Ofgem (organisme de régulation), au nom de la GEMA, autorité responsable des marchés du gaz et de l'électricité. Les promoteurs doivent également se conformer aux codes de réseau pertinents et à l'accord de raccordement spécifique au site.

Chacun des multiples réseaux au sein d'un parc marin typique basé sur l'éolien, l'énergie houlomotrice ou l'énergie marémotrice sera raccordé, par des câbles internes et un poste en mer, à un ou plusieurs câbles de raccordement au littoral. La majorité de ces derniers seront raccordés, toujours grâce à des postes terrestres, aux réseaux de transport haute tension qui transfèrent l'électricité vers les points d'entrée du réseau de

distribution (pour être distribuée aux consommateurs). Peu devraient être simplement raccordés aux réseaux locaux de distribution basse tension proches du point d'atterrage.

La Grande-Bretagne dispose de trois réseaux de transport haute tension, le *National Electricity Transmission System* (NETS) en Angleterre et au pays de Galles et les réseaux écossais nord et sud, tous raccordés à leur voisin par une interconnexion. Le réseau d'Irlande du Nord est intégré à celui de la République d'Irlande (tout en étant raccordé au réseau britannique par une interconnexion avec l'Écosse).

National Grid Electricity Transmission plc (National Grid, réseau national) est à la fois propriétaire (PRT) et gestionnaire (GRT) du réseau de transport. En tant que PRT, il est propriétaire du NETS (Angleterre et pays de Galles) et est responsable de l'entretien et du développement à long terme du réseau de transport ainsi que de l'investissement associé (deux sociétés de services aux collectivités verticalement intégrées, *Scottish Power* et *Scottish and Southern Energy* – SSE, jouent ce rôle en Écosse). En tant que GRT, il doit équilibrer l'offre et la demande en temps réel pour garantir l'approvisionnement du NETS, des deux réseaux de transport haute tension d'Écosse et des réseaux haute tension situés au large des côtes britanniques. Il propose des offres de raccordement aux promoteurs d'EMR, établissant, pour chaque projet, le point de raccordement au réseau de haute tension. Ayant le monopole, *National Grid* est strictement réglementé selon la loi sur l'Électricité (qui lui impose une obligation de maintenir un réseau de transport efficace, coordonné et économique et une obligation de favoriser la concurrence en matière de production et d'approvisionnement), son permis de transport (qui l'oblige, conformément aux normes de la directive Électricité de l'UE, à proposer des conditions non

discriminatoires de raccordement au et d'utilisation du réseau) et divers codes de réseau (qui prévoient des dispositions précises de raccordement et d'utilisation).

Une grande partie des ressources EMR réelles britanniques se trouve au nord et loin au large des côtes. Par conséquent, la plupart des sites de production EMR seront loin des réseaux haute tension existants organisés autour de grandes centrales terrestres et autres centres de consommation concentrés au sud. Ceci est susceptible d'engendrer de longues attentes pour les mises à niveaux du réseau et les raccordements, ce qui nuirait aux objectifs pour 2020. Tout récemment, en 2010, malgré des accords de raccordement passés pour une capacité EMR de 35,2 GW, certaines propositions portaient les dates de raccordement à 2025.

Les distances sont suffisamment importantes pour justifier d'envisager l'utilisation d'une nouvelle technologie onéreuse, notamment des câbles CCHT (courant continu haute tension) utilisables aussi bien en tant que câbles de raccordement au littoral que dans les mises à niveau des réseaux. Dans tous les cas, il pourrait s'avérer nécessaire de renforcer le réseau électrique, aussi bien à un niveau local, aux points de raccordement, qu'à un niveau plus global, pour permettre la prise en charge du supplément d'électricité à transporter à travers le réseau. Il faudra jusqu'à 15 milliards de livres (18,6 milliards d'euros) d'investissements pour raccorder tous les projets d'éolien des 1er, 2e et 3e appels d'offres, impliquant un changement radical du mode de fourniture du réseau de transport. Le gouvernement et les organismes de régulation ont pris un certain nombre d'initiatives pour faciliter ce changement.

Premièrement, Ofgem a adopté un nouveau modèle de régulation des prix, conçu pour compenser l'effet des monopoles des PRT sur les prix de transport. Le modèle RIIO (Revenus = Incitations + Innovation + Production), axé sur les parties prenantes, offre aux sociétés des incitations financières pour qu'elles fournissent, à

moindre coût, de l'électricité issue de sources à faible teneur en carbone. Pour les sociétés présentant des plans de haute qualité, le processus de régulation des prix pourra être accéléré et clôturé un an plus tôt, afin qu'elles puissent se concentrer sur la réalisation de ces plans dans les meilleurs délais. Ainsi, Ofgem a annoncé, en janvier 2012, que les plans de développement 2013-2021 des deux PRT écossais, qui incluent les mises à niveau de réseau jugées nécessaires pour permettre à l'Écosse d'atteindre son objectif de 2020 pour les énergies renouvelables (EMR comprises), bénéficieraient d'une procédure accélérée.

Deuxièmement, le gouvernement, Ofgem et l'industrie des EMR ont collaboré sur le 2011 Offshore Transmission Coordination Project, projet pour la coordination du transport de l'électricité en mer, qui envisage la nécessité de mettre en place de nouvelles mesures en vue d'une coordination stratégique au sein et entre les différentes zones de développement des EMR, les réseaux de transports marins et terrestres et les interconnexions. Il a été déterminé qu'une telle coordination promettait des économies de 8 à 15 % par rapport à une simple transmission radiale à partir de chaque site ou zone. Toutefois, parmi les défis à relever se trouverait l'élaboration de dispositions permettant une meilleure compatibilité des contrôles entre le transport en mer et le réseau terrestre (particulièrement au niveau des interconnexions internationales).

L'étude de 2011 viendra aussi alimenter l'initiative pour le réseau électrique marin des pays des mers du nord (North Seas Countries' Offshore Grid Initiative), l'approche insulaire de l'Irlande et du Royaume-Uni (Ireland/UK All Islands Approach) et le forum des organismes de régulation de la région France/Irlande/Royaume-Uni, qui étudient des options économiques et

transfrontalières pour les réseaux de transport en mer, l'interconnexion et l'intégration des marchés.

Troisièmement, le gouvernement a élaboré un régime réglementaire basé sur la concurrence pour mettre en application l'exigence de dégroupage du droit européen, selon laquelle les permis de production et les infrastructures de transport doivent être la propriété d'entités juridiques distinctes. Seuls les propriétaires de réseaux de transport marins (PRTM) agréés, à but lucratif, choisis par appels d'offres lancés par l'intermédiaire d'Ofgem, sont en droit de posséder, d'exploiter et d'entretenir des infrastructures de transport en mer. Conformément à un régime provisoire (appels d'offres transitoires 1 et 2 lancés respectivement en 2009 et 2010), les infrastructures de transport construites par les producteurs sont cédées aux soumissionnaires retenus moyennant des sommes considérables. Le régime durable, actuellement soumis à consultation, proposera comme option alternative que les PRTM conçoivent et construisent eux-mêmes les infrastructures. Le flux de rentrées annuel payable au PRTM pour la durée du permis (de 20 ans habituellement), est défini par ledit permis et génère généralement un profit de plus de 100 %, soumis à un mécanisme basé sur la disponibilité (conformément auquel jusqu'à 10 % du revenu annuel est incertain).

Suite au 1er appel d'offres transitoire, Ofgem a retenu un soumissionnaire ou accordé des permis PRTM à neuf parcs éoliens totalisant plus de 2 GW de c/i avec une valeur totale de cession d'environ 1 milliard de livres (1,25 milliard d'euros). Suite au 2e appel d'offres transitoire, Ofgem envisage d'accorder quatre permis à des parcs éoliens totalisant plus de 1,8 GW de c/i avec une valeur totale de cession estimée à 1,4 milliard de livres (1,75 milliard d'euros). Plus de 20 projets devraient se qualifier pour le régime durable, produisant jusqu'à 30 GW de c/i avec des valeurs de cession potentielles à hauteur de 15 milliards de livres.

Ce régime peut être envisagé comme une opportunité d'investissement ou, par comparaison aux systèmes où le gestionnaire du réseau a l'obligation de fournir des raccordements marins, comme un facteur rendant plus risqué, plus onéreux, plus complexe et plus incertain le financement d'infrastructures EMR de production et de transport. Ainsi, si un câble de raccordement au littoral venait à être accidentellement sectionné, le producteur, en l'absence d'un câble de secours, risquerait de subir de très lourdes pertes financières pendant la *très longue* période nécessaire à la réparation ou au remplacement. Seule une poignée de sociétés dans le monde fabriquent de tels câbles de raccordement. La fabrication, faite sur mesure, implique de longs délais et des coûts de l'ordre de 1 million de livres (1,25 million d'euros) par kilomètre. Ceci confère une importance majeure à l'assurance et au partage des responsabilités entre le producteur et le PRTM.

(ii) Accords de raccordement opportuns.

Le rapport de juin 2008 réalisé conjointement par le DECC et Ofgem sur l'accès au transport (Transmission Access Review) établit un programme de réforme des accords de raccordement. Un régime provisoire de raccordement et de gestion, le régime « Connect and Manage » établi selon la loi sur l'Énergie de 2008, permettait à National Grid de proposer, à compter de mai 2009, une procédure accélérée d'accès au réseau aux nouveaux projets de production d'électricité comme à ceux déjà existants. Pour ce faire, le principe de « survente » a été étendu à la mesure, classée pour les besoins du droit européen en tant qu'obligation de service public à laquelle seraient tenus les PRT, selon un régime d'abord provisoire, et désormais durable, de raccordement et de gestion. Cette mesure a réduit de six ans en moyenne les temps de raccordement pour plus de 70 grands projets de production et s'est révélée particulièrement avantageuse pour 14 projets basés sur les courants de marée.

Depuis la mise en place du régime durable en février 2011, tout nouveau projet de production peut demander à être raccordé à une date basée sur la durée des travaux minimums de renforcement du réseau de transport, travaux requis avant qu'un site de production puisse être raccordé au réseau au point adéquat le plus proche (« enabling works »), c.-à-d. en amont de la fin des autres travaux de renforcement (« wider works »). Ces autres travaux visent à renforcer le réseau pour qu'il puisse intégrer le nouveau site de production et pour garantir la conformité avec la norme britannique de sécurité et de qualité de l'approvisionnement (Great Britain Security and Quality of Supply Standard). La frontière entre ces deux types de travaux varie en fonction des circonstances propres à chaque projet. Cependant, il est très rare que les travaux minimums s'étendent au-delà du plus proche poste principal d'intégration au réseau de transport (MITS, Main Integrated Transmission System). Il s'agit d'un poste de transport raccordé à divers réseaux de transport et suffisamment intégré au réseau principal pour que les « autres travaux » à réaliser après lui nécessitent de suivre des procédures particulières de gestion des contraintes avant que les dépenses additionnelles puissent être justifiées.

(iii) Structures des coûts.

À l'heure actuelle, les producteurs d'électricité paient des frais d'utilisation du réseau de transport (Transmission Network Use of System, TNUoS) basés sur une évaluation de l'investissement elle-même basée sur le coût (Investment Cost Related Pricing, ICRP), c.-à-d. le recouvrement auprès des producteurs des coûts réels de fourniture des infrastructures de transport nécessaires. Ceci mutualise partiellement les prix, hormis du point de vue de l'emplacement, car les producteurs situés dans des zones disposant d'une capacité de réserve paient moins (et même des sommes négatives, comme dans le sud-ouest de l'Angleterre) que ceux situés dans des zones

avec peu ou pas de capacité de réserve (comme en Écosse). Dans son rapport 2010-2012 sur les dispositions de tarifications pour le réseau de transport (Project TransmiT), Ofgem envisage et rejette un modèle entièrement mutualisé de recouvrement des coûts de transport à travers une tarification appliquée uniformément à tous les producteurs, indépendamment de leur type et de leur emplacement. À la place, Ofgem demande à l'industrie d'élaborer une ICRP améliorée qui modifie graduellement l'actuelle approche de tarification à la lumière de nouvelles sources de production, afin d'améliorer la précision du ciblage des coûts.

Le réseau ne sera renforcé que lorsque les promoteurs se seront engagés à réaliser les travaux pertinents et lorsque les accords de raccordement au réseau auront été signés. Dans l'éventualité où un projet EMR ne serait pas construit, le promoteur doit prendre en charge les coûts de renforcement (et donc en garantir le paiement), nonobstant le fait qu'il se trouve confronté à un dilemme : choisir entre chercher à obtenir rapidement un raccordement, avant l'obtention des autorisations ou du financement et donc sans avoir l'assurance de la concrétisation du projet, ou retarder sa demande de raccordement □ et par conséquent le projet □ de 3 ou 4 ans, le temps d'obtenir les autorisations et de réaliser le bouclage financier. En vérité, ces deux choix tendent à exacerber la difficulté de trouver le financement nécessaire au projet. La dette, appelée Final Sums Liability (FSL), peut s'avérer un fardeau important pour les producteurs, particulièrement pour ceux n'ayant pas une notation de crédit suffisante pour s'assurer une prise ferme à un prix raisonnable, même si les coûts de renforcement sont finalement mutualisés, hormis par rapport à l'emplacement, grâce aux TNUoS. Des coûts de renforcement supérieurs à 100 millions de livres (125 millions d'euros) sont la norme pour les projets d'éolien du 2e appel d'offres et seront encore plus élevés pour les projets du 3e appel d'offres. Qui plus est, les primes

ne seront pas les mêmes selon que les travaux à réaliser appartiennent à la catégorie des travaux minimums ou à celle des « autres travaux ». Le rapport du comité sur l'énergie et le changement climatique de la Chambre des Communes recommande que le gouvernement crée des syndicats de prise ferme pour les raccordements au réseau et, en cas d'échec, envisage d'assumer lui-même la dette.

À l'heure actuelle, les régions éloignées sont désavantagées aussi bien par les dispositions de tarification que par celles de prise ferme.

Certaines zones du nord de l'Écosse, où le réseau atteint quasiment sa capacité maximale, sont assujetties à des frais TNUoS parmi les plus élevés du Royaume-Uni, auxquels s'ajoutent des frais de « réseau local » imposés pour les raccordements insulaires au réseau continental. Il s'agit là d'un problème important pour les Orcades, qui estiment que leurs sites de démonstration pour les énergies hydrauliques, issus du 1^{er} appel d'offres, sont grandement désavantagés par rapport à leurs concurrents du sud-ouest de l'Angleterre. Bien que la section 185 de la loi sur l'Énergie de 2004, telle qu'amendée, confère au Secrétaire d'État le pouvoir discrétionnaire d'ajuster les frais de transport pour les producteurs d'électricité utilisant des énergies renouvelables dans une zone déterminée de Grande-Bretagne où le développement de ces énergies serait matériellement entravé par ces frais, ce pouvoir sera retiré en 2024 et est donc d'une utilité limitée pour les récents projets orcadiens basés sur les énergies hydrauliques.

Pour ces mêmes zones, le poste MITS le plus proche est bien souvent tellement éloigné qu'il rend des plus difficiles la distinction entre travaux minimums et autres travaux pour les besoins d'une prise ferme. National Grid a proposé, dans ses dispositions pour un engagement durable de l'utilisateur-producteur (Arrangements for Enduring Generation User Commitment (CMP 192)), de réduire de façon

significative les coûts de prise ferme pour les premiers producteurs de ces zones en étalant la dette à toute la production sur un certain nombre d'années.

(f) Aménagement et démantèlement

Certains projets EMR du Royaume-Uni ont accusé des retards, à cause des objections d'autres usagers de la mer et parce qu'il fallait trouver des compromis concernant les voies de navigation, l'aviation et les interférences avec les radars des aéroports et de la défense aérienne, les câbles de communication et d'interconnexion, les zones de pêche, etc. Les efforts faits pour résoudre les conflits d'aménagement ont donné lieu à la formation d'un certain nombre d'organes sectoriels représentant les parties prenantes, comme le NOREL (groupe de liaison avec l'industrie des EMR pour la sécurité de la navigation) et le FLOWW (groupe de liaison entre le secteur de la pêche et l'industrie des EMR), qui pour la plupart sont parvenus à des accords traduits par des directives et autres protocoles d'accord qui viennent compléter les directives émises par les organes sectoriels spécialisés.

Les principales problématiques d'aménagement où la réglementation joue un rôle important sont celles où le développement des EMR britanniques pourrait empiéter sur les droits d'États étrangers et ceux de leurs ressortissants selon le droit international public. Peuvent être mentionnés : le droit des navires étrangers à naviguer en ET et dans la ZEE, la liberté de passage des avions étrangers au-dessus de la ZEE, certains droits persistants issus de traités avec quelques États non membres de l'UE autorisant ces derniers à pêcher dans les eaux britanniques entre 6 et 12 milles marins de la côte et le droit des États étrangers à poser et à réparer des câbles, comme établi par la Convention des Nations unies sur le droit de la mer (CNUDM) de 1982 et la Convention internationale relative à la protection des câbles sous-marins de 1884.

Les droits de navigation internationale sont d'une importance pratique capitale. Alors que des pouvoirs ont été exercés (conformément à la Section 36A de la loi sur l'Électricité) pour éteindre ou modifier, lorsque cela s'avérait nécessaire, le droit du public, conforme à la législation nationale, à naviguer à proximité des parcs éoliens, le Royaume-Uni ne peut porter atteinte aux ou entraver les droits des navires étrangers à naviguer dans les eaux britanniques, conformément au droit international. Les navires étrangers jouissent d'un droit de passage inoffensif dans les ET, ainsi que dans les zones des eaux intérieures écossaises autrefois considérées comme faisant partie de la haute mer avant que leurs frontières ne soient définies par des lignes de bases. Certains détroits d'intérêt particulier pour la navigation font exception, avec un droit de passage en transit plus important, bien que cela ne change pas grand-chose pour le développement des EMR. Il s'agit : du Pas de Calais, du canal de Fair Isle (entre les Orcades et les Iles Shetland), et du canal intérieur (entre la Grande-Bretagne et l'Irlande). Au sein de la ZEE, les navires étrangers jouissent de la liberté de navigation, un régime de libre accès soumis au respect des autres utilisateurs légitimes et aux droits d'exploration et d'exploitation économiques de l'État côtier, y compris par rapport aux EMR, comme établi à la partie V de la CNUDM.

L'importance de la navigation internationale est reconnue par la loi sur l'Énergie de 2004, dont la section 99 insère une nouvelle section 36B à ladite loi, interdisant l'octroi des permis de la section 36 si les installations EMR concernées risquent « d'entraver l'utilisation de voies de circulation reconnues essentielles pour la navigation internationale ». Cette formulation est empruntée à l'Article 60(7) de la CNUDM qui strictement parlant s'applique à la ZEE, mais qui a été étendue par le Royaume-Uni aux ET afin de garantir l'uniformité de la réglementation (même s'il pourrait en principe réglementer plus strictement la navigation internationale au sein

des ET). Cependant, hormis avec l'aide des dispositifs de séparation du trafic de l'OMI □ mesures officielles de détermination du trajet des navires adoptées (pour réduire les risques de collisions là où le trafic maritime est dense) en accord avec le Règlement international pour prévenir les abordages en mer (RIPAM, 1972) □, il n'est pas facile d'identifier de telles voies de circulation sans effectuer analyse et études de trafic poussées. Il n'existe aucun raccourci. Les bases de données sur la navigation commerciale ne sont pas suffisamment détaillées pour fournir des données ventilées permettant de prévoir le trafic maritime aux abords des parcs EMR. À un moment, le gouvernement et le CE ont envisagé reprendre, pour les besoins des EMR, le concept de « voies dégagées » (« Clearways ») □ identifiées dans les années 1970 et 1980 comme étant des « canaux de navigation » (« shipping channels ») où il y aurait une présomption contre les permis pétroliers et gaziers □, bien que ces voies aient été abandonnées en 1995 par le ministère des Transports, car n'étant pas nécessairement suffisantes pour identifier la présence, l'absence ou le niveau d'obstruction ou de danger potentiel pour la navigation. Plus judicieusement, le ministère a encouragé la réalisation d'études de circulation avec radar par les promoteurs de deux parcs éoliens (1er appel d'offres) en eaux très fréquentées □ les parcs de North Hoyle près de la Mersey et de Kentish Flats dans l'estuaire de la Tamise □, comme une condition à l'obtention de leurs concessions.

Les mesures anticollision comprennent :

- (i) des exigences de balisage minimum établies par la recommandation O-117 de l'Association internationale de signalisation maritime (AISM) sur la signalisation des parcs éoliens en mer, 12/2004 (2e Éd.) ;
- (ii) des zones de sécurité, que les navires sont légalement tenus d'éviter dans la plupart des cas, qui peuvent être désignées par décret autour des installations

EMR. La réglementation de 2007 et les directives associées établissent le processus de désignation et de balisage de ces zones et décrivent leurs dimensions standards (mesurées à partir des bords extérieurs de chaque installation) comme suit : (i) 500 m (distance maximale autorisée par l'Art. 60 de la CNUDM) au cours des phases de construction, d'entretien majeur et de démantèlement, et (ii) en cas de besoin, 50 m durant la phase d'exploitation. Les demandes sont déposées auprès du DECC et sont soumises à une évaluation des risques de navigation ; et

(iii) des notes directives de l'agence britannique pour la sécurité en mer (Marine and Coastguard Agency) pour (i) les promoteurs (note sur les problématiques de sécurité de navigation pour les installations EMR proposées au Royaume-Uni) et (ii) les marins (note sur les opérations à proximité des parcs éoliens du Royaume-Uni). Une caractéristique particulièrement importante de la première note est le modèle de route maritime pour les parcs éoliens. Ce modèle fusionne les données de la théorie de la navigation et de l'étude de circulation basée sur radar et réalisée pour le parc éolien de North Hoyle (1er appel d'offres), pour mieux interpréter les liens entre les parcs éoliens en mer et les routes maritimes. C'est un instrument qui permet de positionner et d'espacer les parcs éoliens pour tenir compte de la distance par rapport aux routes maritimes habituelles afin d'accorder aux navires suffisamment d'espace pour naviguer en toute sécurité aux abords des parcs individuels ou des ensembles de parcs, tout en se conformant au RIPAM (qui spécifie les mesures d'évitement – nécessitant souvent de virer sur tribord – lorsque survient un risque d'abordage) et en gardant à l'esprit que les radars des

navires subissent des interférences lorsque des éoliennes se trouvent dans un rayon de 1,5 km.

Enfin, une initiative de 1982 prise par le Royaume-Uni, de plus en plus conscient du coût que pourrait avoir l'application à la mer de Nord des exigences du droit international selon lesquelles les installations pétrolières et gazières doivent être entièrement enlevées lors du démantèlement, a conduit à l'adoption de l'Art. 60(3) de la CNUDM, conformément auquel les installations désaffectées (installations EMR comprises) ne doivent être enlevées que si cela est nécessaire pour assurer la sécurité de la navigation (en tenant compte des normes internationales généralement acceptées établies en la matière par l'OMI). Compte tenu de la durée typique d'une concession pour un projet EMR (50 ans), durée au cours de laquelle les installations sont susceptibles d'être repensées et/ou remises en service au moins une fois, il est peu probable que les installations EMR du Royaume-Uni soient démantelées avant longtemps. Il n'en demeure pas moins que le gouvernement a pris soin, avec la loi sur l'Énergie de 2004, d'établir un régime, basé sur le régime existant pour l'industrie pétrolière et gazière, qui garantit la réalisation du démantèlement par l'entité appropriée, s'attachant en particulier à maintenir la continuité de la responsabilité financière de façon à minimiser le risque que le coût finisse par être répercuté sur le contribuable.