LE JOURNAL DE L'
# ÉOLIEN
ONSHORE & OFFSHORE

NUMÉRO SPÉCIAL - OCTOBRE 2026



RETROUVEZ- NOUS SUR L'ESPACE PARTENAIRES

## Et si l'épargne populaire profitait aussi à l'éolien ?

Économie

## Le Royaume-Uni accélère sur l'offshore

Réglementation

## Repowering, entre priorité et contradictions


energiter
LA FABRIQUE DES NOUVELLES ÉNERGIES
L'agilité, au service de
toutes les énergies
DÉVELOPPEMENT – CONSTRUCTION
EXPLOITATION – RENOUVELLEMENT
De l'idée à la valorisation de l'énergie,
Nous accompagnons chaque projet selon ses besoins.
Energiter
www.energiter.fr
04 27 04 50 49
Montpellier - Paris - Rennes - Grenoble
© Antoine Borzeix

# Une transition bonne pour le porte-monnaie !

**Diane Lescot,**
*directrice de la publication*



***Crédit :*** *Absoludrones*

journal-eolien.org

**Abonnement de 1 an (5 nos dont un hors-série), au *Journal de l'Éolien* (en € TTC) :**
France 99 €, Europe 109 €, Monde 119 €

**Administration :** Nathalie Bouhours (tél. : 01 44 18 00 80)
**Régie publicitaire :** Yves Bitan (+ 33 1 43 57 93 89)
**Directrice de la publication :** Diane Lescot
**Rédacteur en chef :** Vincent Boulanger
**Responsable des produits éditoriaux :** Romain David (tél. : 01 44 18 73 42)
**Rédacteurs :** Chloé Guettman, Géraldine Houot, Diane Mouratoglou, Carole Rap, Franck Turlan.
**Secrétaires de rédaction :** Rachel Laskar, Christel Matteï
**Maquette – réalisation :** Guillaume Bonduelle

**Périodicité :** parution trimestrielle
**Dépôt légal :** 4e trimestre 2026
**ISSN :** 2115-8207
**Commission paritaire :** numéro de CPPAP en cours

**Éditeur :**
Observatoire des énergies renouvelables
(Association régie par la loi de 1901)
Président : Vincent Jacques le Seigneur
20 ter rue Massue – 94300 Vincennes
Tél. : + 33 (0)1 44 18 00 80
*www.energies-renouvelables.org*

IMPRIM'VERT®

Imprimé sur les presses de Ziur Navarra a Mutilva Baja, 31192 Espagne.

Ce numéro est imprimé sur du papier 100 % PEFC (issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées).



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) vient de rendre ses conclusions sur l'économie du système électrique hexagonal [1] en vue d'éclairer factuellement le débat public sur la politique de l'énergie. Le régulateur a notamment cherché à dégager l'impact du développement des capacités de production d'énergie renouvelable sur l'ensemble du système électrique dans le contexte d'une demande qui stagne. En modélisant des scénarios contrefactuels pour l'année 2025, la CRE montre qu'en plus de protéger le pays des tensions sur le marché de l'énergie, le développement des énergies renouvelables électriques a eu un impact positif pour les consommateurs en leur « *transférant du pouvoir d'achat* ».

Ces retombées positives se poursuivront à l'avenir malgré l'état surcapacitaire du parc de production français : « *le développement de capacités supplémentaires, même au-delà des projets déjà en file d'attente, permet encore des gains sur les prix de marché favorables aux consommateurs, sans que le surcoût en termes de soutien public n'excède ces gains,* assure la CRE. *Un tel scénario permet d'être rassurant sur l'impact de davantage d'énergie renouvelable sur le consommateur à court et moyen terme.* » Des conclusions qui viennent à point pour la séquence électorale de 2027 pour réfuter l'argument économique de candidats tentés par un moratoire sur les énergies renouvelables électriques.

Reste qu'à plus longue échéance, le renforcement de la demande en électricité reste essentiel pour tirer parti du développement de la production électrique. « *À long terme, une augmentation du parc EnR au-delà de 50 % de la puissance installée, accompagnée d'une stagnation de la consommation sur plusieurs années, ne serait probablement pas soutenable.* » On pourrait attendre que la même conclusion s'impose quant au développement des capacités nucléaires dans une telle perspective, mais ce n'était pas l'objet du rapport.

L'énergie du vent a donc toute sa place dans le mix électrique national, aujourd'hui et plus encore demain si le plan d'électrification de la France tient ses promesses. La présente édition du Colloque national de France Renouvelables s'inscrit dans cette vision d'avenir et *Le Journal de l'Éolien* a le plaisir d'être à nouveau partenaire de l'événement. Cette 16e édition est aussi l'occasion de fêter les 30 ans de l'association, à laquelle toute l'équipe du magazine souhaite longue vie et succès dans ses objectifs, qui sont aussi les nôtres !

Le magazine que nous avons le plaisir de vous offrir, grâce à la confiance que nous témoignent les annonceurs, est constitué d'une sélection d'articles publiés dans l'année qui reflètent nos efforts pour aider les professionnels des énergies renouvelables à accélérer la transition énergétique. Nous serons heureux de vous accueillir sur notre stand [2], et de vous faire profiter de notre offre d'abonnement spécial salon.

**1.** *CRE,* Économie du système électrique français hexagonal*, septembre 2026 : https://urls.fr/W7U26_*
**2.** *Situé sur l'espace partenaires du Colloque national France renouvelables*

# LES HORS-SÉRIES ÉOLIENS

## Pour répondre aux contre-vérités sur l'éolien

Dans chaque numéro, une somme d'arguments pour rétablir les faits et tordre le cou aux rumeurs et idées fausses sur l'éolien.




EN VENTE
SUR LIBRAIRIE-ENERGIES-RENOUVELABLES.ORG

# SOMMAIRE



EN DÉBAT

## Et si l'épargne populaire servait aussi à l'éolien ?

p. 8

En mars, le gouvernement annonçait vouloir puiser dans l'épargne réglementée, comme le livret A, pour aider EDF à financer six nouveaux réacteurs nucléaires. Derrière les milliards, c'est la question du « deux poids, deux mesures » que soulève le sujet : dans une France biberonnée à l'atome, les énergies renouvelables peuvent-elles bénéficier d'un soutien public équitable ?



ÉCONOMIE

## Forte accélération de l'offshore britannique

p. 12

Leader européen de l'offshore, le Royaume-Uni a déjà installé 16 GW d'éolien en mer et a pour ambition d'atteindre au moins 43 GW d'ici 2030. Le gouvernement va-t-il y parvenir, et à quel prix ?



RÉGLEMENTATION

## Repowering : la France prise dans ses contradictions

p. 18

« Privilégié » par l'État dans la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie, le repowering des parcs éoliens terrestres reste dans les faits bloqué par les contraintes administratives les plus fortes en Europe… malgré quelques progrès.

L'ESSENTIEL DE L'ACTU ..... 4

EN DÉBAT

Et si l'épargne populaire servait aussi à l'éolien ? ..... 8

ÉCONOMIE

Forte accélération de l'offshore britannique ..... 12

RÉGLEMENTATION

Repowering : la France prise dans ses contradictions ..... 18

ÉCONOMIE

Saturation du réseau, des mesures s'imposent ..... 24

ÉTUDES

La guerre de l'information aura bien lieu ..... 30

L'éolien mondial porté par des vents favorables ..... 31

CHRONIQUE JURIDIQUE

Effet de sillage : quand les éoliennes se font de l'ombre ..... 34

***Nota bene :***

*Ce numéro spécial diffusé gratuitement est composé d'une sélection d'articles extraits desnuméros du* Journal de l'Éolien *et du* Journal du Photovoltaïque *parus dans l'année.*



*Fondations flottantes « Damping pool » de BW Ideol, en construction à Port-la-Nouvelle (Aude), ici en version métallique pour le projet Eolmed.*

MAXIME ALESSANDRINI - REGION OCCITANIE

## Fabrication de fondations flottantes

BW Ideol, acteur de l'éolien flottant, et NGE, groupe français de BTP, ont annoncé en juillet la signature d'un accord de partenariat visant à développer à Fos-sur-Mer une ligne de fabrication de fondations d'éoliennes flottantes. Les deux groupes s'associent à parts égales pour un investissement de 200 millions d'euros dans ce projet industriel baptisé Fos3F. Il sera dimensionné pour produire environ 30 flotteurs par an, soit 500 MW. Les deux entreprises ont candidaté ensemble à l'appel à projets du Grand Port maritime de Marseille portant sur la mise à disposition de 30 hectares de terre-pleins adossés à 400 mètres linéaires utiles de quai à Fos-sur-Mer. Ce partenariat intervient au moment où le gouvernement français lance l'appel d'offres AO10, portant sur plus de 5 GW de projets éoliens flottants, dont 3,7 GW sur la façade méditerranéenne. Le projet Fos3F devrait livrer plus de 200 fondations flottantes entre 2030 et 2037. Il structure également la création d'une nouvelle filière industrielle en France, avec la création à terme de plus de 1 300 emplois directs à Fos-sur-Mer. ■

## L'éolien retrouve quelques couleurs

Selon les chiffres du Service des données et études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique, publiés début septembre, 760 MW de nouvelles capacités éoliennes ont été raccordés au réseau au premier semestre 2026, soit plus du double des capacités enregistrées sur la même période en 2025. L'éolien en mer contribue largement à cette dynamique, avec 308 MW raccordés, correspondant à la mise en service complète, au premier trimestre, du parc de Dieppe-Le Tréport. L'éolien terrestre a enregistré 452 MW de nouvelles installations, soit 46 % de mieux qu'au premier semestre 2025 (309 MW). Fin juin 2026, la file des projets en attente représentait 13,4 GW de capacités terrestres et 2,9 GW en mer. À ce jour, la France dispose de 24,4 GW de capacités éoliennes terrestres et de 2,3 GW en mer. L'électricité éolienne a couvert au premier semestre 11,3 % de la consommation nationale, soit 1,3 point de plus qu'au premier semestre 2025. ■



IVANSMUK ISTOCK

## Grand Challenge solidaire en Occitanie

L'association Énergie solidaire va lancer une nouvelle édition de son Grand Challenge solidaire lors du prochain forum EnerGaïa, qui se tiendra les 9 et 10 décembre à Montpellier. Les entreprises des énergies renouvelables, du bâtiment durable et de la transition écologique sont invitées à soutenir par leurs dons la lutte contre la précarité énergétique dans le logement. Les fonds collectés seront intégralement reversés au bénéfice du programme régional « Énergie solidaire Occitanie », lancé en 2023 avec le soutien de la région Occitanie. Il vise, sur l'ensemble du territoire régional, à améliorer les conditions de vie des ménages modestes et très modestes et à contribuer à rénover leurs logements. En améliorant l'habitat dégradé des personnes précaires, Énergie solidaire participe à la fois à améliorer la santé, la qualité de vie et le bien-être social et économique des ménages concernés, tout en contribuant à la décarbonation du secteur. Pour les entreprises, le montant du don est défiscalisable de l'impôt sur les sociétés à hauteur de 60 %, dans la limite de 0,5 % du chiffre d'affaires annuel hors taxes. ■

*Contact : Kaelig Guernigou, kaelig.guernigou@energie-solidaire.org, www.energie-solidaire.org*

# Allemagne : Borkum Riffgrund 3 entre en service

Ørsted et Nuveen Infrastructure annonçaient fin août la mise en service commerciale de Borkum Riffgrund 3, l'un des plus grands parcs éoliens offshore actuellement en exploitation en Allemagne. Situé en mer du Nord, à environ 72 km des côtes, il dispose d'une capacité installée de 913 MW. Le parc comprend 83 éoliennes de 11 MW chacune, réparties sur une superficie d'environ 75 km². L'électricité est notamment destinée à des industriels et des entreprises technologiques allemandes. Ørsted a signé des contrats d'achat d'électricité à long terme portant sur 786 MW avec Amazon, BASF, Covestro, Rewe Group et Google. Ces contrats, d'une durée de 10 à 25 ans, doivent accompagner la décarbonation de secteurs industriels et technologiques. Borkum Riffgrund 3 constitue le sixième parc éolien en mer exploité par Ørsted en Allemagne, soit un total de 2,5 GW, l'équivalent de la consommation électrique d'environ 2,5 millions de foyers. ■


ORSTED


ERG

## Repowering dans le Doubs

ERG France a achevé cet été le renouvellement complet du parc éolien de Montbéliard, dans le Doubs. Il s'agit de son premier projet de repowering en France. Le parc compte désormais cinq éoliennes Vestas V136 de 4,5 MW chacune, d'une hauteur totale de 180 mètres. La puissance installée s'élève à 22,5 MW, contre moins de la moitié auparavant. La production annuelle, environ 62 GWh, devrait quant à elle quasiment tripler par rapport à l'ancien parc. Cette augmentation est réalisée sur la même emprise foncière en réutilisant également les infrastructures existantes du site. L'électricité produite devrait couvrir les besoins d'environ 44 000 foyers. Le parc permettra d'éviter près de 18 000 tonnes de $CO_2$ par an. ■

# Sous l'éolienne, expertise et innovation pour moins de $CO_2$



Alexander Martin,
Président de CTE Wind

Avec plus de 40 000 fondations réalisées dans le monde, CTE Wind s'appuie sur une expérience internationale qui nourrit le développement de ses solutions d'ingénierie. Son président, Alexander Martin, revient sur la démarche de réduction de l'empreinte carbone de l'entreprise, ses innovations et l'organisation de ses équipes.

**CTE Wind a démarré en France et rayonne aujourd'hui à l'international…**

Notre entreprise est active dans plus de 80 pays. CTE Wind fait partie du groupe CTE, un bureau d'études d'ingénierie spécialisé dans les bâtiments et le génie civil, fondé en 1965. En 2004, l'activité de conception des fondations d'éoliennes a été lancée et s'est rapidement développée au Vietnam et au Brésil. Nos principaux clients étaient français et allemands et nous suivions leurs projets dans d'autres pays comme au Maroc ou en Roumanie.

**Comment se traduit votre démarche d'innovation et de réduction de l'empreinte environnementale ?**

La réduction des émissions de $CO_2$ est intégrée au processus de dimensionnement des fondations des éoliennes. Sur chaque projet, nous travaillons à optimiser les fondations, réduire la quantité de matériaux utilisés et le volume de béton, ce qui diminue l'impact sur l'environnement. Notre innovation Soft-Spot® intègre une couche de matériau souple, de type polystyrène. Elle permet de réduire le diamètre de la fondation jusqu'à 2,5 mètres et limite ainsi l'utilisation du béton et des armatures, avec aussi moins de terrassement à la clé. La solution est utilisée en Afrique, au Brésil, en Thaïlande, en Allemagne, entre autres. Elle bénéficie d'une certification DNV. En France, nous travaillons également avec un ciment sans clinker qui réduit fortement l'impact environnemental. Nous avons pris part au projet de la première éolienne au monde utilisant du béton décarboné 0 % clinker d'Hoffmann Green et conçue par Valrea en France. Grâce à ce béton bas carbone, la solution a permis une réduction de 32 % des émissions de $CO_2$, sans aucun impact sur la structure. En 2023, nous avons travaillé sur une nouvelle forme de fondation pour réduire le béton en ajoutant de la terre sur place. Notre logiciel Thermophylae est également le fruit de notre expertise. Il permet d'estimer l'évolution de la chaleur d'hydratation durant le processus de durcissement pour garantir des fondations optimales.

**Comment votre expérience internationale bénéficie-t-elle aux projets que vous accompagnez ?**

Avec plus de 40 000 fondations réalisées dans le monde et plus de 200 projets accompagnés chaque année par l'équipe en France, nous capitalisons sur un retour d'expérience unique. Nos clients nous confient régulièrement de nouveaux projets, en France comme à l'international, en Grèce, au Québec… Cette expérience est portée par une équipe de 40 ingénieurs, tous expérimentés et présents depuis au moins sept ans dans l'entreprise. Les compétences acquises sur différents marchés sont partagées entre nos bureaux. Les équipes travaillent ensemble, avec les mêmes outils et les mêmes méthodes : le dimensionnement d'un projet implanté en Roumanie peut être réalisé entre la France et la Pologne, tandis que les plans sont dessinés au Brésil. Cette organisation permet de mettre à profit l'ensemble des retours d'expérience, quel que soit le pays où ils ont été acquis. Depuis plus de 22 ans, cette culture du partage nous permet de conjuguer réactivité, respect des délais et qualité d'exécution, tout en restant à l'écoute des besoins spécifiques de chaque client.

Contact :

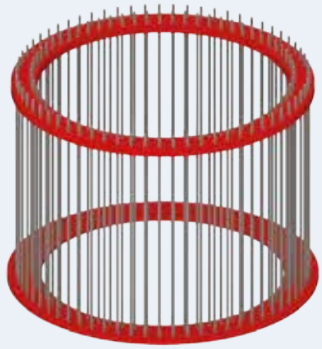
wind@cte-sa.com
+33 (0)3 89 66 60 58
33, Rue du Haut Chemin – 35780 La Richardais

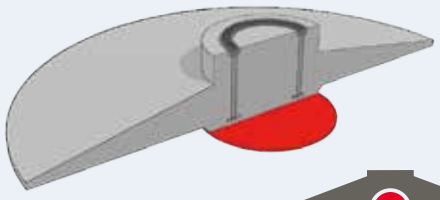
CTE WIND FRANCE

# Nos solutions

CTE WIND INTERNATIONAL



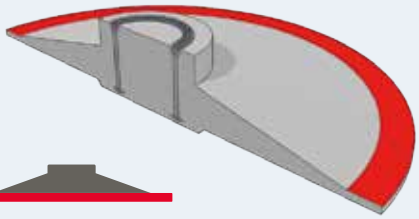




SOFT-SPOT®
by CTE WIND







FLAT-EDGE®
by CTE WIND





# Et si l'épargne populaire servait aussi à l'éolien ?



H2AIR

En mars, le gouvernement annonçait vouloir puiser dans l'épargne réglementée, comme le livret A, pour aider EDF à financer six nouveaux réacteurs nucléaires. Derrière les milliards, c'est la question du « deux poids, deux mesures » que soulève le sujet : dans une France biberonnée à l'atome, les énergies renouvelables peuvent-elles bénéficier d'un soutien public équitable ? PAR FRANCK TURLAN



*L'investissement dans les six futurs EPR 2 s'élèvera à au moins 85 milliards d'euros et une large partie de la dette devra être couverte par des prêts à taux bonifiés, grâce à l'épargne populaire des Français.*

EDF

C'est une première question à au moins 48 milliards d'euros[1] ! La Commission européenne va-t-elle autoriser l'État français à soutenir EDF dans le financement des six premiers réacteurs EPR seconde génération (EPR 2) annoncés pour les sites nucléaires existants de Penly, Gravelines et Bugey ? Un soutien public via plusieurs mécanismes, dont un prêt à taux zéro sur les intérêts intercalaires et un prêt à 3 % garanti par l'État sur plus de la moitié de l'investissement global, ce prêt étant porté par la Caisse des dépôts et consignations via l'épargne des Français(es), notamment le livret A.

Tout un symbole : faire financer la majorité du nouveau nucléaire aux Français, non pas en tant que contribuables cette fois, mais comme « investisseurs indirects», via les outils d'épargne réglementés… « *L'idée fondamentale, c'est que le financement des EPR 2 impacte le moins possible le budget de l'État*, décrypte Stéphane His, le président de l'association Énergies renouvelables pour tous, qui réclame une équité de traitement pour les filières décarbonées. *Les besoins pour le nucléaire sont énormes : au moins 85 milliards d'euros pour les six premiers réacteurs. Or EDF est déjà très endetté et comme en plus le risque est très important pour les investisseurs, notamment en termes de délais, le coût du crédit sur le marché serait très élevé. D'où la solution de l'épargne populaire, avec une Caisse des dépôts qui dit "J'ai plein de sous disponibles (400 Md€ en gestion) et pas assez de projets à financer", notamment dans le logement social.* »

Le nucléaire ? « *Une contribution évidente pour la Banque des Territoires afin d'assurer la souveraineté énergétique et la décarbonation de notre économie*, indique pour sa part Olivier Sichel, son directeur général. *La Caisse des Dépôts met une fois de plus l'épargne des Français à leur service et à celui des générations futures.* » Sur cette base, les énergies renouvelables ne devraient-elles pas être naturellement au générique ? « *Un oubli* », veut croire Mattias Vandenbulcke, délégué général adjoint de France renouvelables. Le syndicat commence d'ailleurs à rencontrer les équipes des candidats à l'élection présidentielle et argumente pour un rattrapage : « *On veut une symétrie sur ces questions, une neutralité technologique.* »

## LA FACTURE DU NUCLÉAIRE

Fin mars, l'Europe a ouvert une procédure d'examen pour s'assurer que ce soutien public au nucléaire porte bien sur un sujet stratégique pour l'Union et qu'il ne fausserait pas trop la concurrence sur le marché européen de l'électricité. Un « oui » de la Commission pourrait amener l'État à élargir le dispositif aux huit autres EPR annoncés avec, au total, quelque 112 milliards d'aide à la filière nucléaire sous forme de prêts bonifiés.

Ces chiffrages proviennent d'Énergies renouvelables pour tous et de l'économiste Alain Grandjean, cofondateur du cabinet de conseil Carbone 4. Ils ont corédigé un document remis en juin à la Commission européenne, dans le cadre de son examen de l'aide de l'État français à la construction de six EPR 2. Dans un précédent article actualisé en janvier[2], Alain Grandjean soulignait déjà que la « *construction toujours mal maîtrisée [des EPR 2], tout comme ses délais qui sont très longs [génèrent] des intérêts intercalaires importants, pouvant représenter 20 à 25 % du coût* overnight »[3]. Il rappelait que, selon la Cour des comptes, Flamanville 3 aura coûté 23,7 Md€, dont 15,6 pour la construction… et 4,2 Md€ pour les intérêts intercalaires ! Tout sauf un détail. Quant à l'accès à un prêt à 3 % sur trente-neuf ans pour la construction des futurs EPR, c'est aussi une aide d'État en droit européen. Son montant représente la différence entre le coût financier d'un prêt « de marché » qu'EDF pourrait obtenir sur trente ans, dont le taux potentiel est estimé par les cosignataires à 6,1 %, soit ici une aide évaluée à 16 Md€ *a minima,* et même à 61,7 Md€ si l'on intègre le risque pris sur une telle durée. Pour Alain Grandjean, « *les modalités d'usage du livret A n'interdisent pas de financer des investissements stratégiques en matière de transition énergétique. Mais s'agissant de l'épargne de tous les Français, rémunérée en dessous des taux du marché pour des motifs d'intérêt général, on pourrait se poser la question de savoir pourquoi seule la filière nucléaire en bénéficierait* ».

## LIVRET A POUR L'ÉOLIEN EN MER

Élargir aux renouvelables constitue l'une des propositions du rapport Lévy-Tuot, remis au Premier ministre en avril, portant sur « l'optimisation du soutien public aux énergies renouvelables électriques et au stockage » : « *L'État pourrait faire en sorte qu'une partie du financement de certains projets d'énergie renouvelable – sélectionnés par appels d'offres – soit apportée par les fonds d'épargne de la Caisse des dépôts et consignations, ce qui diminuerait le coût de la dette. Le dispositif réduirait encore le coût [d'investissement] et ferait de ces projets des infrastructures renouvelables dont le coût en CSPE [contribution au service public de l'électricité] au MWh produit serait le plus attractif. Il pourrait s'appliquer tout particulièrement aux infrastructures éoliennes maritimes (…).* »
Mattias Vandenbulcke fait d'ailleurs le parallèle entre le nucléaire et l'éolien en mer : « *Dans les deux cas, l'État assure la planification et le dérisquage des investissements, avec les garanties d'achat de l'électricité. Les trois premiers parcs en mer ont été réalisés par EDF* », fait-il aussi remarquer. Les montants sont tout aussi colossaux : pour les quelque 13 GW d'éolien en mer supplémentaires planifiés d'ici 2035, l'investissement devrait avoisiner les 40 Md€… sur fonds privés. Et le coût de la dette est un poste particulièrement important (lire p. 26). Alors pourquoi pas un recours à l'épargne populaire ? « *Ce serait sans doute aussi un levier pour faciliter l'acceptabilité des énergies renouvelables.* » Mais ces dernières ont-elles des difficultés à trouver de l'argent ? « *Je ne crois pas,* estime Stéphane His. *En revanche, le soutien serait le bienvenu pour financer à moindre coût le stockage dont nous avons besoin aujourd'hui : les technologies sont moins matures que les outils de production renouvelable et les primes de risque comme les taux sont comparativement plus élevés.* » Selon lui, la pertinence du soutien public au financement porterait donc sur les questions de flexibilité et d'électrification des usages, plus encore que sur la production elle-même, à l'exception sans doute de l'éolien flottant, une filière émergente porteuse d'enjeux industriels.

## NUCLÉAIRE, POUR QUOI FAIRE ?

En France, la consommation d'électricité stagne depuis une décennie autour de 450 TWh par an. Or la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit qu'elle sera supérieure à 600 TWh d'ici dix ans. « *La trajectoire de consommation électrique a été systématiquement surestimée, et l'électrification réelle des usages tarde à se matérialiser. Le Réseau de transport d'électricité [RTE] a publié en décembre 2025 un bilan prévisionnel qui invite à un pilotage plus prudent* », souligne le site internet Le portail de l'intelligence économique, issu de l'association des Anciens de l'école de guerre économique (AEGE). Or les prévisions « obsolètes » de RTE ont justifié le calibrage du « nouveau nucléaire », dont il est désormais assuré que le premier électron n'arrivera pas sur le réseau avant 2038 !
« *Trop tard pour la décarbonation, trop tard pour le marché* », aux yeux de l'association Énergies renouvelables pour tous et d'Alain Grandjean. Dans leur adresse à la Commission européenne, ils pointent en outre le risque d'un nucléaire renforçant les déséquilibres déjà constatés en France et en Europe aux moments de forte production bas-carbone. « *Ajouter 66,7 TWh/an de production nucléaire en base, peu modulable et à un coût élevé, dans un système qui peine déjà à écouler sa production aux heures creuses, revient à aggraver structurellement ce déséquilibre.* » Et d'enfoncer le clou sur l'aspect financier : « *À enveloppe publique donnée, d'autres moyens de production bas-carbone permettraient d'installer davantage de capacité, plus vite et à moindre coût unitaire. Les coûts complets actualisés des filières concurrentes sont nettement inférieurs à celui de l'EPR 2 : de l'ordre de 59 €/MWh pour l'éolien terrestre contre 226 €/MWh pour l'EPR aux conditions de marché et à 105 €/MWh une fois intégré le bénéfice du financement bonifié.* »
Le bon usage des fonds d'État et de l'argent des Français(es) fait ici débat. Pourra-t-il parvenir jusqu'à la place publique, alors que le discours officiel porte depuis des années sur un « duo gagnant » nucléaire et renouvelables ? Un discours mis à l'épreuve des faits dans les choix à faire pour remplacer les anciens réacteurs nucléaires arrivant en fin de vie. Pardessus le marché, la Commission européenne a exprimé en mai « *des doutes quant à l'incidence [des mesures prévues par l'État français pour les EPR 2] sur la concurrence et les échanges sur les marchés* ». Serons-nous capables en France d'avoir un débat éclairé sur nos choix énergétiques ? ■

**1.** *Chiffre issu de la note « Observations sur l'aide d'État SA.119469 (EPR2) » d'Énergies renouvelables pour tous et Alain Grandjean, juin 2026. Aide au financement de six réacteurs évaluée à 48 Md€ (actualisée) : https://short.do/f2lYHd*
**2.** *« Coût et prix des sources d'électricité bas-carbone : qui paie quoi ? », Alain Grandjean, article publié initialement en octobre 2025 : https://short.do/x71fb8*
**3.** *Le coût overnight correspond au coût total de construction sans prise en compte des délais qui engendrent des frais financiers.*

# L'agilité, nouvelle clé des EnR



Thomas GALOPIN,
Directeur technique chez Energiter

Sur un marché des énergies renouvelables plus mature mais aussi plus complexe, la création de valeur ne repose plus uniquement sur le développement et la détention d'actifs. Pour Thomas Galopin, Directeur Technique chez Energiter, elle réside dans la capacité à identifier les opportunités, résoudre les contraintes techniques et intervenir au bon endroit, au bon moment.

**Comment caractérisez-vous le marché français des énergies renouvelables aujourd'hui ?**
Le marché français est mature avec une puissance installée importante sur ces dix dernières années, en solaire comme en éolien. Il reste pourtant difficile de développer des EnR en France. Sur toute la chaîne de valeur, les challenges se multiplient, qu'ils soient techniques, réglementaires ou sur des aspects fonciers ou financiers. Nous sommes à un moment clé où nous devons nous réinventer pour continuer à développer les projets.

**Comment faut-il désormais concevoir un projet renouvelable ?**
Par le passé, une fois le permis obtenu, nous avions généralement un raccordement, pouvions financer et construire le projet en trouvant une solution pour la revente de l'électricité via les mécanismes de soutien. Aujourd'hui, les choses se sont complexifiées. Une grande partie du territoire est saturée et les dates de raccordement peuvent parfois dépasser cinq ans. Il faut donc travailler sur des aspects de flexibilité tels que le stockage, l'autoconsommation collective ou la recherche de PPA ou de vente directe d'électricité. Les projets doivent aussi mieux tenir compte des territoires et des besoins des consommateurs, en termes de production locale et d'acceptabilité.

**Vous défendez une approche « à la carte » des projets. Que signifie-t-elle concrètement ?**
Le service technique d'Energiter intervient sur toute la chaîne de valeur : prospection et identification des sites, dimensionnement, raccordement électrique, pré-construction, négociation des contrats clés, suivi de construction et valorisation de l'énergie. Une fois le projet en exploitation, nous avons une équipe dédiée à la gestion d'actifs. Cette approche multidimensionnelle nous permet de bien connaître nos projets et de créer de la valeur, avec un minimum de personnes intervenant à différentes étapes. Pour nous, la clé n'est pas forcément de détenir des actifs, mais d'aider nos clients à valoriser au maximum l'énergie. Aujourd'hui, notre activité de gestion d'actifs porte sur 170 MW de projets que nous suivons pour le compte de tiers et d'investisseurs externes, comme s'il s'agissait de nos projets. Notre expertise ne s'arrête donc pas à la mise en service : nous créons de la valeur pendant toute la durée de vie des actifs.

**Le repowering est un bon exemple de cette approche. Que vous a appris votre expérience ?**
Nous avons fait partie des premiers acteurs, l'année dernière, à démanteler un ancien parc éolien de cinq machines pour



© Sébastien Meys

le reconstruire avec quatre éoliennes plus performantes, tout en trouvant une seconde vie aux anciennes machines. Nous avons travaillé avec des partenaires pour revendre les équipements, afin qu'ils les reconditionnent et les réinstallent en France. S'entourer de partenaires sur des thématiques précises et répondre au cas par cas aux projets complexes est essentiel. Il faut trouver des solutions nouvelles pour relever les défis techniques, de développement ou financiers, selon les contraintes et opportunités de chaque projet. Le stockage est également un nouveau sujet que nous avons bien intégré pour le dimensionnement de nos parcs, pour valoriser l'électricité à terme et s'adapter au marché.

**Un mot pour conclure ?**
Les besoins énergétiques de l'IA par exemple pourront favoriser le développement des EnR, tout comme l'augmentation attendue de la consommation française. L'IA est d'ailleurs déjà présente au quotidien dans le travail du service technique pour améliorer les outils et les procédures opérationnelles. Il faudra toutefois avoir des projets prêts à construire ou prêts à être valorisés pour répondre à cette demande, vraisemblablement après 2030.

Contact :
contact@energiter.fr
04 27 04 50 49
www.energiter.fr

energiter
LA FABRIQUE DES NOUVELLES ÉNERGIES

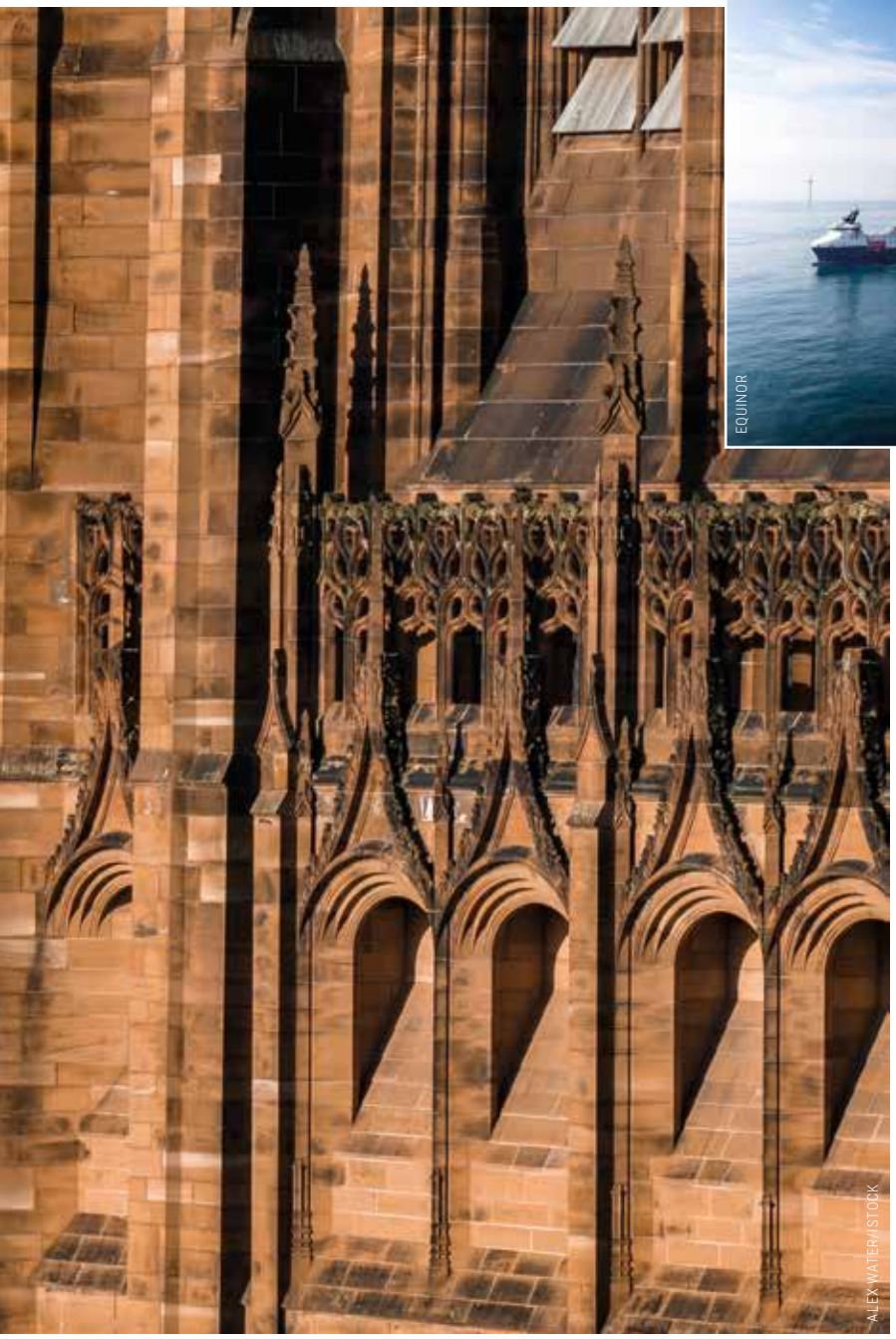
# Forte accélération de l'offshore britannique

Leader européen de l'offshore, le Royaume-Uni a déjà installé 16 GW d'éolien en mer et a pour ambition d'atteindre au moins 43 GW d'ici 2030. Le gouvernement va-t-il y parvenir, et à quel prix ? PAR CAROLE RAP



Le 14 janvier dernier, le ministère britannique de la Sécurité énergétique et du Zéro émission nette (DESNZ) a annoncé les résultats du septième appel d'offres éolien en mer, l'Allocation Round 7 (AR7). Il souligne « *une capacité record de 8,4 GW d'éolien offshore, suffisamment d'électricité propre pour alimenter l'équivalent de plus de 12 millions de foyers* ». L'énergéticien allemand RWE rafle la mise, remportant à lui seul 6,9 GW répartis en cinq projets le long des côtes britanniques[1]. Le groupe écossais SSE obtient 1,4 GW pour son projet de Berwick Bank. Le troisième lauréat, la *joint-venture* Blue Gem Wind, à laquelle participe TotalEnergies, concerne l'éolien flottant pour 0,1 GW.

En parallèle, le DESNZ mène des consultations pour améliorer les conditions d'un huitième système d'enchères, l'AR8, qui devrait être lancé cette année. Le temps presse : le Royaume-Uni s'est fixé comme objectif d'atteindre au moins 43 GW d'éolien en mer d'ici 2030. Selon la base de données de Renewable UK, la capacité installée était de 16 GW au 31 juillet 2025, auxquels s'ajoutent près de 7,6 GW en construction. En additionnant les 8,4 GW de l'AR7, on arrive à 32 GW. Il manquerait donc une dizaine de gigawatts. Cette course contre la montre fait partie du plan d'action britannique Énergie propre 2030 (Clean Power 2030) qui vise à produire au moins 95 % de l'électricité au Royaume-Uni par des sources d'énergie dites propres (lire p. 24), incluant le


ALEX WATER/ISTOCK


EQUINOR

*Le récent appel d'offres de 8,4 GW devrait mobilier 25,2 milliards d'euros d'investissements privés et soutenir près de 7000 emplois, selon le gouvernement britannique.*

nucléaire qui a fourni 11 % de la consommation électrique en 2025. « *Actuellement les énergies renouvelables, solaire, éolien terrestre et offshore produisent un peu plus de 50 % de l'électricité du Royaume-Uni, mais d'ici 2030 c'est l'éolien en mer qui va faire la différence, compte tenu de sa productivité plus élevée* », explique Thibaut Chéret, responsable éolien et énergies renouvelables pour Offshore Energies UK (OEUK), principale association professionnelle du secteur énergétique offshore britannique. Selon un rapport publié par cette dernière[2], « *les investissements dans l'éolien offshore devraient dépasser ceux dans le pétrole et le gaz d'ici 2030, date à laquelle la moitié de l'alimentation électrique annuelle moyenne du Royaume-Uni proviendra de l'éolien offshore* ».

## UN OBJECTIF TRÈS AMBITIEUX

L'objectif de 43 GW sera-t-il atteint en 2030 ? « *Nous avons une liste d'une quinzaine de projets qui sont théoriquement éligibles pour l'AR8, représentant 15 à 20 GW supplémentaires. Au moins cinq d'entre eux sont tout à fait prêts, car ils ont déjà soumissionné à l'AR7 mais n'ont pas été retenus* », indique Adrian Scholtz, associé et responsable des énergies renouvelables du cabinet de conseil KPMG au Royaume-Uni. L'enjeu n'est pas simplement l'année de mise en service. « *Parmi les projets de l'AR7, certains seront raccordés au réseau en 2030, d'autres en 2031 voire 2032. Ce qui importe c'est la date de la prise de décision finale d'investissement. Elle implique que les entreprises ont engagé le capital et qu'elles ont conclu tous les contrats avec la chaîne d'approvisionnement. La véritable question est donc : y aura-t-il des décisions finales d'investissement pour la totalité des 43 GW d'éolien offshore d'ici 2030 ? En ce qui concerne les 8,4 GW de l'AR7, j'en suis quasiment sûr* », analyse Adrian Scholtz.

Autre interrogation, les futurs parcs pourront-ils être connectés au réseau d'ici le début des années 2030 ? Dans le cadre du programme Clean Power 2030, le gouvernement britannique collabore avec l'opérateur du système énergétique national (Neso) pour renforcer et construire de nouvelles infrastructures. « *Le facteur limitant est la vitesse avec laquelle ils sont capables d'améliorer le réseau de transport* », prévient Thibaut Chéret. « *La transformation du réseau de transport sera une tâche colossale. Un programme d'investissement de 58 milliards de livres sterling (66,4 milliards d'euros) sera nécessaire pour soutenir 50 GW d'éolien offshore d'ici 2030* », recommande OEUK[2].

### CHAÎNE DE PRODUCTION

Le Royaume-Uni va-t-il faire appel à des éoliennes asiatiques ? « *En dehors de la Chine, nous n'avons que deux fournisseurs de turbines : Vestas et Siemens. Nous avons besoin de plus de choix. Il est très difficile de fournir plus de 43 GW avec seulement deux options alors que d'autres pays comme la France, l'Allemagne, les Pays-Bas ou le Danemark développent également de l'éolien offshore. Il est indispensable d'accroître les capacités de production, que ce soit au Royaume-Uni, en Europe ou ailleurs dans le monde* », assure Adrian Scholtz. « *Nous avons quelques usines au Royaume-Uni comme pour les pales [Siemens Gamesa à Hull, ndlr], une entreprise de câblage, JDR Cable Systems. Mais la majorité des composants de l'éolienne (nacelles, turbines…) sont importés. Le grand débat actuel concerne l'installation du fabricant chinois Mingyang. Sera-t-il autorisé à construire son usine de turbines offshore en Écosse ?* », interroge Thibaut Chéret (lire *Le Journal de l'Éolien* n° 59, dossier « Europe : quelle place pour les fabricants chinois ? »). Mingyang prévoit un investissement de 1,72 milliard d'euros dont une première phase de 860 millions permettrait de construire une usine de fabrication de nacelles et de pales pour un démarrage de la production d'ici fin 2028.

Côté infrastructures électriques, des goulots d'étranglement s'annoncent. « *Nous avons un besoin accru d'infrastructures électriques haute tension et de câblage. Les capacités de production sont insuffisantes et les délais de livraison trop longs. Ce problème ne se limite pas à l'éolien offshore ; il est lié à la demande mondiale d'infrastructures énergétiques* », analyse Adrian Scholtz. « *Nous connaissons déjà des tensions sur les stations de conversion du courant continu en courant alternatif : il faut les commander 6 ans à l'avance* », fait remarquer Thibaut Chéret.

La disponibilité des navires pose aussi question. « *La flotte existante est insuffisante et un renforcement significatif est donc indispensable* », assure Stefan Gsänger, secrétaire général de WWEA, l'association mondiale de l'énergie éolienne. « *Certes, il en faudra davantage pour atteindre l'objectif de 43 GW. Mais là encore, cela dépendra beaucoup des autres pays. Certains ont considérablement ralenti leur développement dans l'éolien offshore. S'ils reprennent leurs activités, une concurrence s'installera pour les navires et la chaîne d'approvisionnement, non seulement au Royaume-Uni, mais aussi dans les autres pays* », prévient Adrian Scholtz.

**En 2030, la moitié de l'électricité du Royaume-Uni devrait venir de l'éolien en mer.**


KEVIN BARRY - RWE

## Contrats pour différence

Le Royaume-Uni soutient l'éolien en mer via des contracts for difference (CfD), ou contrats pour différence. Ceux-ci accordent un complément de rémunération aux exploitants lorsque les prix de l'électricité sur le marché sont inférieurs au prix de référence ou « *strike price* » du projet éolien. En cas de situation inverse, les producteurs versent la différence à la compagnie nationale Low Carbon Contracts Company (LCCC), qui la redistribue aux fournisseurs d'électricité. « *Si les prix de l'énergie augmentent fortement, cela profite aux consommateurs* », souligne Adrian Scholtz de KPMG. Et ce, d'autant plus que les éoliennes évitent la construction de nouvelles centrales thermiques, plus onéreuses. « *Les résultats de l'AR7 pour l'éolien offshore posé étaient en moyenne de 90,91 £ (104 €) par MWh, soit 40 % de moins que le coût de la construction et de l'exploitation d'une nouvelle centrale à gaz, estimé à 147 £ (168,5 €) par MWh* », indique le DESNZ. « *Les tarifs accordés sont difficiles à comparer à ceux de la France, car au Royaume-Uni les développeurs paient une partie de la transmission électrique* », prévient toutefois Thibaut Chéret d'OEUK.

En attendant, notre voisin d'Outre-Manche cherche à attirer les investissements sur son sol. Les entreprises sont incitées à investir dans la chaîne de valeur nationale à travers le Clean Industry Bonus ou CIB, une prime pour les industries propres. Ce système mis en place avec l'AR7 oblige les prétendants aux appels d'offres à respecter certains engagements économiques, sociaux et environnementaux profitant à l'industrie locale. « *L'objectif du gouvernement est que 60 % de la valeur de l'éolienne, y compris l'installation, soient réalisés au Royaume-Uni. Pour l'instant on est en-dessous de 50 %* », note Thibaut Chéret. Danielle Lane, directrice du développement offshore de RWE au Royaume-Uni, rappelle tout de même que « *plus de la moitié des composants du parc éolien offshore Sofia (1,4 GW) proviennent du Royaume-Uni, notamment les pales recyclables de l'usine Siemens Gamesa de Hull* ». Selon OEUK[2], atteindre entre 43 et 51 GW en 2030, « *nécessitera un investissement privé d'au moins 15 milliards de livres sterling (17,2 milliards d'euros) consacré à l'éolien offshore chaque année d'ici à 2030* ». ■

**1.** *Norfolk Vanguard West (mise en service prévue 2029), Norfolk Vanguard East (2030), Dogger Bank South West (2031) et DBS East (2032), Awel y Môr (2031).*

**2.** Offshore Wind Insight 2025, *par l'association Offshore Energies UK.*

# windPRO

## Le logiciel d'étude de vos projets Eolien - Photovoltaïque - Stockage

### DONNEES

Téléchargement de fonds de carte, et de données topographiques (interface SIG), météorologiques et climatiques

Visualisation et traitement de données météorologiques (correction long-terme, extrapolation verticale, ...)

Base de données des modèles d'éoliennes du marché

### PRODUCTIBLE EOLIEN

Calcul du productible P50, évaluation des pertes en séries temporelles (sillage, plan de fonctionnement, puiss. max. d'injection, ...) et incertitudes

Interfaçage avec WAsP et CFD

### PRODUCTIBLE PV

Calcul du productible tenant compte des effets de masques (relief, éoliennes, modules PV)

Téléchargement de séries temporelles d'irradiance Heliosat

### ACOUSTIQUE EOLIEN

Evaluation de l'impact acoustique (ISO 9613-2, NORD2000, ...)

Optimisation d'implantation et de plan de fonctionnement selon limites réglementaires

### STOCKAGE

Dimensionnement en fonction des conditions de raccordement et d'injection/soutirage de la centrale (PV et/ou éolienne) sur le réseau public de distribution



### DUREE DE VIE EOLIEN

Evaluation des conditions du site (IEC 61400-1 ed.4)

Optimisation d'implantation et de plan de fonctionnement pour durée de vie cible

### OPTIMISATION

Aide à l'ajustement des paramètres d'implantation (éoliennes ou tables de modules) pour optimiser le productible, le LCOE ou la VAN

### EXPLOITATION EOLIEN

Evaluation détaillée des pertes

Calcul d'indices énergétiques

Réévaluation du productible

### INTEGRATION

Calcul de Zone d'Influence Visuelle et de la visibilité par un radar

Evaluation des effets stroboscopiques (éolien) et de miroitement (PV)

### PHOTOMONTAGES

Création de photomontages

Ajout d'aménagements pour les vues rapprochées

Interfaçage avec SketchUp

emd
Think energy differently

**EMD France** | s/c EoI-C | 16, rue des Colverts | 34000 Montpellier | France
**tél:** +33 (0)1 44 64 13 81 | **email:** france@emd.dk

# « Demain, le meilleur projet ne sera pas forcément celui qui produira le plus »



Amaury Salauze,
Consultant senior, expert des marchés de l'énergie chez DNV Energy Systems

Cannibalisation, prix de marché, localisation et stockage rebattent les cartes de la rentabilité des parcs éoliens et solaires. Amaury Salauze, consultant senior, expert des marchés de l'énergie chez DNV Energy Systems, analyse cette évolution et ses conséquences sur les futurs projets.

**Comment évoluent les critères de performance économique des projets d'énergie renouvelable ?**

La performance économique d'un projet éolien ou solaire ne se mesure plus seulement à son volume de production. L'enjeu est désormais de valoriser au mieux les MWh produits en fonction des revenus qu'ils peuvent générer sur le marché. Le volume reste essentiel, mais ne suffit plus à garantir la faisabilité d'un projet. Nous nous intéressons de plus en plus à sa valeur réelle.

**De leur côté, comment évoluent les prix de vente de l'électricité ?**

À court terme, le prix du gaz reste déterminant dans la formation des prix de gros de l'électricité. Les marchés sont devenus très volatils, alternant entre des prix élevés lorsque les centrales à gaz fixent le marché et des prix très faibles, voire négatifs, en période d'abondance renouvelable. Avec le développement des renouvelables, un phénomène de cannibalisation intervient : les prix baissent lorsque les centrales produisent le plus, particulièrement pour le solaire, mais cela commence également pour l'éolien. À moyen et long terme, l'évolution de la demande et le développement des flexibilités (stockage, batteries, effacement) pèseront davantage sur les prix. L'enjeu n'est plus seulement d'augmenter les capacités installées, mais de maximiser leur valeur. Un projet qui ne génère pas suffisamment de valeur pour le marché aura plus de difficultés à être financé.

**Comment le phénomène de cannibalisation joue-t-il sur les projets ?**

La cannibalisation est moins prononcée dans l'éolien que dans le solaire et tous les projets ne sont pas exposés de la même manière. La localisation géographique est notamment déterminante pour maximiser la valeur captée par un parc. Pour l'éolien, un projet très corrélé à la production nationale sera plus exposé, avec des revenus généralement plus faibles. Ce qui compte, c'est de croiser finement la courbe de production du projet avec celle des prévisions des prix de l'électricité et de ne pas se contenter de multiplier des moyennes mensuelles. Nous analysons ainsi la production attendue sur les dix ou vingt prochaines années, en prenant en compte les spécificités locales, comme les conditions de vent et les bridages spécifiques. À la clé : des prévisions plus précises. Selon les projets, l'écart peut atteindre 20 %.

**Comment lutter contre cet effet ?**

Dans le solaire, l'hybridation avec des batteries constitue une solution naturelle : elle permet de décaler une partie de la production et de stabiliser les revenus. Pour l'éolien, c'est plus complexe. Il faut jouer davantage sur la localisation des projets. L'enjeu est de s'implanter dans des zones où la production du parc est moins corrélée à celle du reste du marché pour capter des prix plus élevés. Demain, le meilleur projet ne sera donc pas forcément celui qui produira le plus de vent. On pourra privilégier une zone où la production sera moindre, mais où le prix capturé par le parc sera plus intéressant.

**Les modèles financiers classiques ont certaines limites. Comment accompagnez-vous vos clients chez DNV Energy Systems ?**

Le problème vient notamment du fait qu'on évalue souvent séparément la production et le prix de l'électricité, avant de croiser ces deux moyennes. Cette approche est structurellement erronée et peut conduire à des écarts importants. Chez DNV, nous préconisons à nos clients d'utiliser des productions et des prix issus d'un même modèle, afin de les croiser à l'échelle horaire et directement au niveau du projet. Nous les accompagnons dans l'adaptation de leurs modèles financiers pour intégrer ces éléments et obtenir une estimation plus fidèle des revenus réellement générés par un parc.

Contact :
Amaury SALAUZE
amaury.salauze@dnv.com
+33 6 68 06 39 43
https://www.dnv.fr/

DNV



# NOUS OFFRONS DES CONSEILS INDÉPENDANTS À L'ENSEMBLE DE LA CHAÎNE DE VALEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.

- Service de conseil
- Prolongation de la durée de vie
- Analyse de marché
- Risque climatique

Venez nous rencontrer sur le stand C28

DNV



*Renouvellement du parc éolien de Trébry dans les Côtes-d'Armor, en 2021, par Kallista Energy. Les six anciennes Vestas de 1,5 MW ont été remplacées par des Enercon de 2 MW de même hauteur, 90 m. Un repowering a minima.*

THIBAULT MAÎTRE-JEAN - KALLISTA ENERGY

# Repowering : la France prise dans ses contradictions

« Privilégié » par l'État dans la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie, le repowering des parcs éoliens terrestres reste dans les faits bloqué par les contraintes administratives les plus fortes en Europe… malgré quelques progrès. PAR FRANCK TURLAN







*À Treilles (Aude), Q Energy a dû renouveler le parc avec des machines Vensys de même hauteur (80 m) que les anciennes Bonus.*

Pour avoir la vision de l'État sur le développement de l'éolien terrestre en France, il suffit de jeter un œil sur le portail internet du gouvernement, rubrique « foire aux questions » sur la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publiée en février. À la question « *Est-ce que des éoliennes vont être installées en face de chez moi ? Des champs d'éoliennes vont couvrir nos campagnes ?* », le site répond : « *La politique portée par la PPE s'appuie sur le parc existant. Elle privilégie ce qui s'appelle le "repowering".* » Pour la première fois, une loi de programmation stipule en effet que le renouvellement de parcs éoliens sera « *privilégié* » et même « *facilité* » dans le déploiement de l'éolien terrestre.

L'étau administratif semble de fait se desserrer sur le repowering. En 2018, une première circulaire ministérielle à l'intention des préfets indiquait qu'un projet de rehausse d'au moins 10 % de la hauteur totale d'un parc constituait un changement « substantiel » pouvant nécessiter une nouvelle autorisation environnementale des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal). Cette administration instruisait dès lors « au cas par cas » entre 10 % et 50 % de hauteur en plus, et une demande d'autorisation environnementale était obligatoire au-delà. En septembre 2025, ce seuil de 10 % passait à 33 % et une nouvelle circulaire, publiée en mars dernier, la faisait passer à 35 % (lire la chronique juridique p. 38), avec toujours le traitement au « cas par cas » jusqu'à 50 % de hauteur en plus. Un petit gain pour un grand « ouf » de la filière française, laquelle a été entendue ici par le Premier ministre. Elle alertait en effet sur le risque de ne plus trouver de machines neuves permettant de réaliser ce renouvellement si attendu, de façon rapide et financièrement peu risquée, en restant sous le seuil de l'obligation de nouvelle demande d'autorisation environnementale. « *À ce jour, les projets à renouveler sont surtout des projets d'éoliennes de 125 m en bout de pale*, indique Stéphanie Ledanois, déléguée générale adjointe du syndicat France Renouvelables. *Avant la dernière circulaire, cela conduisait à des projets de renouvellement limités à 137,5 m maximum sans nouvelle autorisation. Il n'existait alors qu'un seul modèle de turbine correspondant à cette configuration. Avec un seuil à 35 %, on a aujourd'hui les offres de quatre turbiniers, avec sept modèles de machines. L'enjeu est de conserver cette diversité de turbiniers européens, pour un choix adapté aux sites ; mettre les fabricants en concurrence permet aussi de préserver la compétitivité des projets.* »

## POTENTIEL GÂCHÉ

Va-t-on pour autant enfin assister au grand boom du repowering en France ? Comme depuis 15 ans en Allemagne, où ce segment a représenté l'an dernier le tiers des 4,6 GW d'éolien terrestre nouvellement raccordés, avec 1,5 GW mis en service, contre 48 MW dans l'Hegaxone, soit 5 % des 930 MW raccordés dans l'année ? France Renouvelables communique toujours sur un potentiel de renouvellement un temps évalué par l'Ademe à 5 GW d'ici 2030. Mais l'Agence de la transition écologique préfère désormais s'abstenir de tout chiffrage : « *malgré cette volonté formulée dans la PPE et les dernières circulaires, le repowering éolien terrestre reste bloqué par beaucoup de choses en France*, souligne Paul Franc, ingénieur au service réseau énergies renouvelables de l'Ademe. *C'est important qu'il y ait toujours un garde-fou sur les enjeux environnementaux et paysagers, avec cette limite à 35 %. Nous avons besoin de repowering, mais pas à n'importe quel prix. Les principales contraintes sont relatives aux radars militaires et météorologiques. Il va falloir trouver des solutions si on veut atteindre les objectifs visés.* »

En effet, la bonne nouvelle des 35 % pour bénéficier d'une procédure administrative « allégée » ne vaut que pour la partie environnementale visée par la Dreal et les préfets de région. Pas de changement en revanche pour l'Aviation civile, l'Armée ou Météo France, dont un avis négatif peut « tuer » un projet éolien, repowering ou pas d'ailleurs… « *Il aurait fallu que ce seuil de 35 % s'applique de façon homogène à tous les avis conformes, pour donner de la visibilité aux industriels et aux développeurs* », regrette Stéphanie Ledanois. Aujourd'hui encore, de ce fait, « *la France est le pays d'Europe qui a le plus de contraintes administratives en matière de repowering* », estime Giuseppe Costanzo, analyste pour l'association européenne WindEurope. En Italie, par exemple, une nouvelle autorisation environnementale n'est sollicitée que si le parc dépasse 30 MW. En Allemagne, il faut certes une telle autorisation, mais les éoliennes d'un nouveau parc peuvent jusqu'à doubler de hauteur : une limite « substantielle » de 100 % !

## UNE QUESTION DE PATIENCE

Alors quelles sont les solutions en vue pour la filière éolienne française ? Stéphanie Ledanois relève « *le nécessaire relèvement*


BULLIT AGENCY/VALOREM

*À Arfons-Sor, dans le Tarn, Valorem réalise une première française : le renouvellement d'un parc de onze éoliennes avec des pales reconditionnées par Vestas, là aussi à cause de contraintes de hauteur.*


BULLIT AGENCY/VALOREM


BORALEX

*Lors du repowering du parc éolien de Cham Longe, à Saint-Étienne-de-Lugdarès et Astet, dans l'Ardèche, Boralex a pu augmenter la puissance de 23 à 40 MW.*

*du plafond aérien de l'Aviation civile, qui manque de personnel pour faire évoluer cette contrainte historique. Depuis 2023, on travaille avec cette administration autour de Melun et de Lille. Ça va dégager des kilomètres carrés sur ce territoire et de potentiels gigawatts dans les trois à cinq ans à venir. Il faudrait pouvoir ensuite généraliser* ».

D'un avis unanime, l'obstacle majeur pour un repowering efficient (et plus largement pour l'éolien terrestre français) reste la question des radars, en premier lieu ceux de l'Armée[1]. Cette dernière craint toujours que les éoliennes viennent brouiller le signal entre deux radars : une incertitude assimilée à une prise de risque. Depuis plusieurs années, un premier « radar de compensation » est en négociation entre la filière éolienne et l'Armée. Cet investissement, qui se chiffre en millions d'euros, financé pour partie par les professionnels et par l'État, serait implanté dans le nord de la France : un secteur où France Renouvelables a identifié quelque 850 MW de capacité supplémentaire d'ici 2035 avec le repowering, si un seuil de « notabilité » de 30 % s'appliquait à tous les avis. L'idée est simple : ajouter un troisième radar sur une zone pour assurer une triangulation des informations. Mais son application est complexe, car elle soulève notamment des questions sur le contrôle de ce nouvel outil… « *On a bien identifié le secteur à haut potentiel de renouvellement, l'option du radar avec Thales est inscrite dans la loi de programmation militaire et selon les éléments dont dispose la filière, le ministère évoque une échéance autour de 2028* », espère Stéphanie Ledanois.

Là aussi, la France se distingue de ses voisins européens. En Allemagne, par exemple, « *il y a une zone d'exclusion autour des aéroports et des bases militaires, mais pas d'exclusion absolue ailleurs, pas même pour les radars militaires* », souligne Katharina Schober, avocate associée de Sterr-Kölln & Partner, basée à Fribourg. « *Une loi récente précise que toute construction de plus de 100 m de haut fait l'objet d'une autorisation environnementale et ne doit pas empêcher la sécurité aérienne et l'intérêt général. Mais c'est au secrétariat de la Défense, par exemple, de prouver qu'il peut y avoir une perturbation de ses radars par un parc éolien* ». Une inversion de la charge de la preuve sans doute impensable côté français.

Le repowering à la française devrait donc progresser, mais doucement. Mais contrairement aux affirmations des



*Trois éoliennes du parc de Plomodiern (Finistère) vont être reconditionnées pour équiper un nouveau parc de Q Energy dans le Tarn. En cause : un plafond de hauteur trop bas !*

ABSOLUDRONES

communicants du gouvernement sur la PPE, il faudra bien de nouveaux parcs terrestres, en nombre, pour espérer atteindre nos objectifs. « *À part pour l'Italie, c'est le cas de tous les pays européens* », souligne Giuseppe Costanzo. Radars et plafonds aériens « effacés » ou pas, attention au « mirage » du repowering : il ne doit pas servir d'alibi aux contempteurs de l'éolien qui ne veulent pas de nouveaux parcs. Il le sera d'autant moins si la France continue à mettre des bâtons dans les pales d'un renouvellement efficient. ■

**1.** *Lire sur ce sujet « Radars militaires : déblocage en vue ? », dans* Le Journal de l'Éolien *nº 61.*

## Un parc éolien 100 % reconditionné, faute de mieux

Un aller pas si simple entre la Bretagne et la Montagne Noire. Ou quand le repowering d'un site, à Plomodiern dans le Finistère (photo ci-dessus), permet à un projet de parc éolien « tout neuf » de sortir de l'impasse, à Murat-sur-Vèbre, dans le Tarn. Après 14 ans de développement, la décision a été prise début 2025 par l'entreprise avignonnaise Q Energy de construire ici le premier parc éolien français utilisant des machines entièrement reconditionnées. Car sur ce territoire, le parc naturel régional du Haut-Languedoc fait valoir une charte stipulant que les éoliennes ne doivent pas dépasser 125 m en bout de pale. « *Il aurait été plus simple d'avoir des nouvelles machines, mais elles n'existaient plus au catalogue des turbiniers : il nous fallait donc soit abandonner, soit innover*, explique Laurie Gilbert, en charge du développement commercial à Q Energy. *À l'achat, les éoliennes de seconde main sont moins chères, l'essentiel du coût se situe dans le process de reconditionnement. Mais nos calculs ont démontré qu'il y avait un sens économique à le faire, au-delà du sens écologique évident. On a été accompagné par la jeune entreprise française Renvo* [courtier d'éoliennes de seconde main, ndlr]*, qui lançait tout juste son activité. Elle a fait l'interface entre nous et le vendeur.* » Celle-ci a trouvé des éoliennes Nordex, d'une puissance unitaire de 2,5 MW, lesquelles ont été démontées du site breton début 2026. Q Energy supervise actuellement le reconditionnement des composants sur différents sites en France et en Europe. Après le réassemblage sur son site tarnais, la mise en service est prévue pour 2027. Une expérience inédite qui pourra nourrir les futurs projets, notamment en renouvellement de parcs existants. Très investie sur le sujet – elle pilote le groupe de travail repowering de France Renouvelables – Laurie Gilbert estime que les dernières circulaires ministérielles sont « *un beau signal envoyé à la profession* ». Mais pas de quoi changer la donne : « *L'instauration de règles pour les radars militaires date seulement de 2014, de 2016 pour les radars météo.* » Or 9 GW – plus du tiers de la capacité éolienne française actuelle – ont été installés avant 2014 et l'instauration de la contrainte majeure. « *Ce sera un objectif en soi que de maintenir la capacité existante.* »

# Accompagner les éoliennes dans la durée



Louison Miquel,
Gérant de DWT France

À l'heure où une part croissante du parc éolien français atteint ou dépasse 15 années de fonctionnement, la maintenance et la prolongation de la durée de vie deviennent des enjeux majeurs. Présente en France depuis dix ans, DWT France défend un modèle indépendant des constructeurs, fondé sur la proximité, la réactivité et l'expertise multimarque. Son gérant, Louison Miquel, détaille les réponses apportées aux exploitants au quotidien.

**Comment vous positionnez-vous sur le marché de l'éolien, notamment face aux contrats constructeurs ?**

Chez DWT France, nous gérons la maintenance, l'inspection, la réparation et l'amélioration des installations éoliennes, avec une approche centrée sur le service. Nos clients n'ont qu'un seul interlocuteur, même s'ils disposent de plusieurs parcs éoliens de technologies différentes répartis en France. Nos équipes travaillent avec le même mode de fonctionnement et de communication, ce qui facilite nos interventions. Nous sommes multimarques et indépendants en matière de chaîne logistique. DWT a en effet su développer des systèmes alternatifs pour réparer en autonomie les pièces. Nos ingénieurs peuvent également concevoir de nouvelles pièces afin d'améliorer les performances des machines. Nous gérons 221 éoliennes, soit 335 MW, réparties sur 32 parcs éoliens.

**Une part importante du parc français dépasse aujourd'hui 15 ans d'exploitation. Quel accompagnement proposez-vous à vos clients ?**

Nous proposons des solutions pour prolonger la durée de vie des machines. Nous renforçons et adaptons nos plans de maintenance et produisons davantage de rapports techniques pour nos experts internes. Notre service mécatronique est en mesure de refaire des armoires électriques et des composants électroniques par exemple.

Si le client veut aller au-delà des 20 ou 25 ans, nous mettons en place les solutions adéquates. Le client fait le lien avec la réglementation et nous nous basons sur les données techniques pour garantir une qualité de service. Dans un contexte d'incertitude politique, certains clients ont des actifs de 20 ans et souhaitent temporiser. Nous les accompagnons au mieux, avec des solutions adaptées.

**Comment l'organisation de votre équipe répond aux enjeux de vos clients ?**

Certaines de nos équipes locales sont dédiées aux interventions sur les gros composants. 35 techniciens DWT sont répartis au plus près des parcs pour intervenir rapidement, à 1 h 30 ou 2 h de distance maximum. Des bases de maintenance sur le territoire permettent le stockage des pièces pour les parcs situés autour. Nous centralisons également nos stocks sur deux sites du nord de la France pour faciliter les livraisons express. L'activité de dépannage est la plus importante aujourd'hui, avec en parallèle de la maintenance préventive. 2 500 interventions sont réalisées chaque année, autour du dépannage, de la maintenance et de l'amélioration des structures.




**Quels atouts reconnaissent vos clients à DWT ?**

Nous intervenons indépendamment des constructeurs, ce qui est un avantage pour nos clients. Nous misons sur davantage de partage autour des gestes techniques, des informations transmises… Cette transparence et cette proximité font la force de DWT et de ses 47 collaborateurs. Nous sommes aussi à l'écoute et sans cesse en veille réglementaire, attentifs aux changements. Nous montrons à nos clients que chaque projet est possible, même s'il y a de nouvelles contraintes. De nouvelles réglementations, autour du niveau sonore par exemple, peuvent compliquer certains projets. Mais nous répondons aux besoins et notre connaissance du marché international, grâce à la force de DWT Groupe, facilite les choses. En effet, nous sommes rattachés à un groupe allemand avec 22 ans d'expérience mais autonomes et indépendants pour intervenir chez nos clients avec de bons délais. Notre présence en France depuis 10 ans maintenant a permis à nos équipes d'être formées pour être autonomes. 80% de nos effectifs bénéficient chaque année d'une formation technique.

Contact :

**Deutsche Windtechnik – DWT**
**l.miquel@dwtglobal.com**
**06 03 13 38 18**
**https://www.dwtglobal.com/fr/**

DWT









**DWT France, votre partenaire durable pour la performance des parcs éoliens.**

# Prolonger la durée de vie des éolioennes, une expertise au coeur de notre métier.

Chez DWT France, nous accompagnons nos clients dans la prolongation de la durée de vie de leurs éoliennes, avec des stratégies d'extension de vie qui anticipent le vieillissement des équipements, optimisent la maintenance et sécurisent l'exploitation sur le long terme.

Depuis deux ans, nous disposons d'une équipe locale spécialisée, autonome sur le remplacement de gros composants : plus de réactivité, une maîtrise complète des opérations, de la préparation à la réalisation. Notre objectif : maximiser la disponibilité, la performance et la durée de vie des actifs de nos clients.

**Contactez-nous : salesfrance@dwtglobal.com**

**dwtglobal.com/fr**

# Saturation du réseau, des mesures s'imposent





ENEDIS

Plusieurs régions connaissent une saturation des capacités allouées localement aux énergies renouvelables sur le réseau électrique. Les délais de raccordement s'allongent, y compris sur le réseau basse tension. Certains projets sont même suspendus. Des mesures sont réclamées pour améliorer la situation. PAR GÉRALDINE HOUOT

L'année 2025 a connu une accélération du développement des projets photovoltaïques de taille moyenne. Face à la perspective de l'arrêt du guichet ouvert le 22 septembre dernier pour les installations de 100 à 500 kW, qui sont désormais intégrées au régime des appels d'offres simplifiés, les développeurs ont pressé le pas. Mais, pour certains, l'aventure s'est vite arrêtée. Ils ont reçu un courrier d'Enedis ou de l'entreprise locale de distribution (ELD) concernée leur signifiant qu'ils ne pourraient être raccordés dans un délai standard faute de capacité d'injection disponible, voire qu'aucune offre de raccordement n'était possible. « *Cette situation était connue pour le raccordement de centrales en moyenne et haute tension, qui ont des plus grosses puissances. Mais on a vu, fin 2025, que cela concernait désormais aussi les installations en basse tension, c'est-à-dire celles de moins de 250 kW, qui, jusque-là, se raccordaient assez facilement sur le réseau. Or la basse tension a concerné les deux tiers des projets en volume en 2025* », détaille Armand de Saint Martin, chargé de mission réseaux, flexibilité et stockage chez Enerplan. Le raccordement en basse tension étant moins onéreux qu'en moyenne tension, beaucoup de projets de plus de 250 kW sont en effet « coupés » en deux pour réduire les coûts.

***Après avoir concerné les installations haute et moyenne tension, la saturation touche désormais celles en basse tension.***



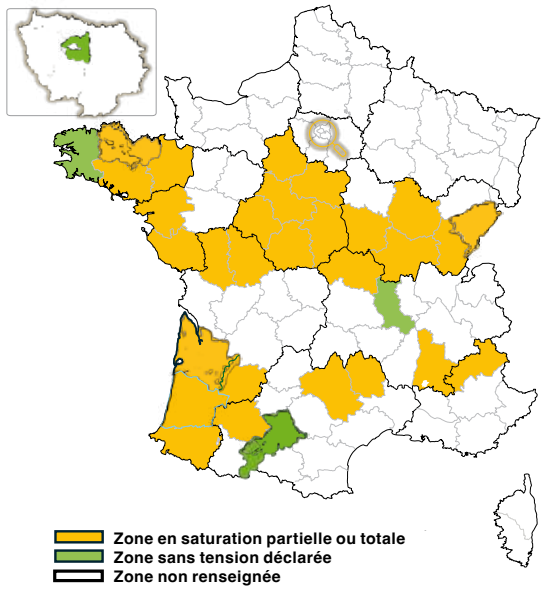
## SCHÉMAS RÉGIONAUX SATURÉS

En cause, la saturation, dans certaines régions, comme en Normandie, en Île-de-France et dans le Grand-Est, des schémas régionaux de raccordement aux énergies renouvelables (S3REnR). « *Dans ces régions, toute la capacité réservée pour les énergies renouvelables dans le cadre des S3REnR est affectée à des projets. Cela ne signifie pas que le réseau est physiquement saturé, mais que toutes les capacités allouées aux énergies renouvelables sont contractuellement prises, soit pour des projets en service, soit pour des projets en cours de développement. Il n'y a donc pas de possibilité de raccordement. Des travaux significatifs sont nécessaires*[1] », explique Armand de Saint Martin.

La région Centre-Val de Loire est, elle, actuellement saturée à 98 %, la Nouvelle-Aquitaine à 93 % et la Bourgogne Franche-Comté à 85 %, selon Enerplan. « *Dans ces régions, il peut rester des postes sources avec de la capacité disponible. Mais s'il ne s'agit pas de celui qui est le plus proche du projet, cela peut obliger à un raccordement beaucoup plus loin que prévu et faire exploser les coûts* », poursuit le spécialiste. « *La problématique première sur le Centre-Val de Loire concerne surtout une saturation du réseau haute tension, en raison notamment d'un manque de consommation*, complète Corentin Petusseau, directeur général délégué de la société d'économie mixte (SEM) EneR Centre-Val de Loire. *Ainsi, ce qui bloque parfois le raccordement d'un nouveau projet n'est pas l'absence de capacité technique au poste source, mais bien l'insuffisante capacité des lignes HTB* [qui constituent le réseau de répartition à l'échelle régionale, ndlr] *chargées de transporter cette énergie vers les grands pôles de consommation.* »

Grâce aux retours des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) a pu de son côté mettre en évidence des difficultés de raccordement rencontrées sur le réseau public de distribution à l'échelle départementale (voir carte p. 36). La carte n'est pas exhaustive et les zones identifiées n'indiquent pas obligatoirement une saturation complète de l'ensemble du territoire, mais elles signalent des secteurs concernés par ces contraintes. « *Les capacités réservées dans le cadre des S3REnR n'étaient pas assez ambitieuses et il n'y a pas eu d'anticipation de l'augmentation importante à venir des projets d'énergies renouvelables électriques, qui aurait permis d'adapter les travaux prévus sur les réseaux de transport et de distribution. C'est ce qui mène à cette situation* », estime Lionel Guy, chef de département

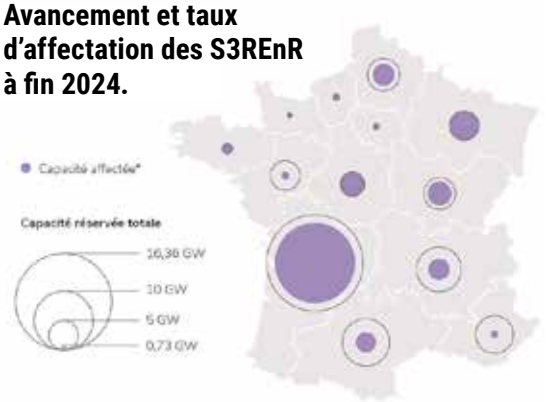
## Saturation des capacités de raccordement



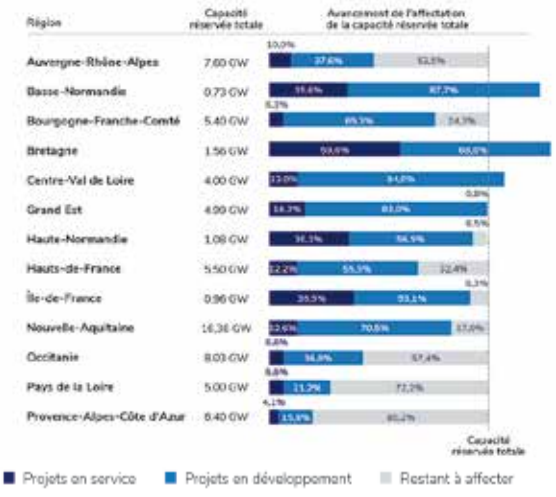

La FNCCR a mené une enquête en septembre 2025 sur les difficultés de raccordement au réseau de distribution à l'échelle départementale.

SOURCE : ENQUÊTE FNCCR

## Avancement et taux d'affectation des S3REnR à fin 2024.




* Taux d'affectation du S3REnR en cours (en %) : cumul des puissances des projets mis en service et des projets en cours de développement raporté à la capacité globale du S3REnR en cours.




SOURCE : RTE

adjoint pour l'énergie, chargé du pilotage technique dédié à la transition énergétique à la FNCCR. « *L'anticipation est d'autant plus importante que si le développement et la construction d'une centrale classique en toiture peuvent se faire en un an, il en faut sept à dix pour aboutir à la mise en service d'un nouveau poste source. Les projets haute tension sont moins gênés par ces délais très longs car ils mettent eux-mêmes du temps à sortir de terre. Mais pour les plus petits projets, il y a un vrai décalage de temporalité* », complète Armand de Saint Martin.

### PLANIFICATION RETARDÉE

Afin de remédier à la situation, le décret du 21 juillet 2024, issu de la loi d'accélération des énergies renouvelables (loi Aper), impose le lancement d'une révision des S3REnR avant fin janvier 2026 et leur achèvement dans un délai d'environ deux ans, soit entre début 2027 et début 2028. Il apporte aussi de la souplesse dans la gestion des futurs schémas et introduit une logique de planification évolutive sur quinze ans. « *Ces dispositions donnent la possibilité de réévaluer les S3REnR beaucoup plus fréquemment. Cela permettra d'être réactif et d'améliorer la planification des nouveaux ouvrages* », explique Armand de Saint Martin.

Faute de programmation pluriannuelle de l'énergie 3 (PPE3) – publiée en février 2026 avec plus de deux ans de retard – et de perspective claire pour le développement des énergies renouvelables, RTE a cependant bloqué les travaux d'élaboration de ces nouveaux schémas pendant six mois en 2025, retardant encore les possibilités de raccordement des projets en attente. « *Cela signifie, dans les régions où les S3RenR sont saturés ou presque, que les nouveaux projets ne pourront être raccordés avant plusieurs années. Il faudra attendre la fin de la révision du schéma, puis que les travaux nécessaires sur le réseau soient réalisés* », s'alarme Corentin Petusseau. « *C'est la réponse qui a été faite par les gestionnaires de réseau à nombre de nos adhérents* », appuie Armand de Saint Martin.

Interrogé, Enedis explique investir plus de 10 milliards d'euros, sur la période 2022-2040, qui seront directement dédiés au développement des énergies renouvelables, sur un plan de 96 milliards d'euros destiné au développement et au renforcement du réseau. Un important plan de construction de 100 nouveaux postes sources d'ici 2030 est prévu, soit une multiplication par cinq du rythme actuel de construction de ces infrastructures. « *Toutefois, de nombreux travaux doivent être prévus dans le cadre des S3RENR* [révisés] », reconnaît l'entreprise[2].

### EN ATTENDANT LE RÉSEAU

Enerplan réclame ainsi une accélération de la révision des schémas. Le syndicat demande également que les nouveaux S3REnR soient ambitieux et qu'ils prennent en compte finement le développement des différentes filières sur les quinze prochaines années. « *Il faut anticiper toutes les tailles de projets dès la construction du schéma, y compris les petits projets photovoltaïques diffus, pour que les capacités soient prévues au bon endroit* », insiste Armand de Saint Martin.


ENEDIS


ENEDIS

***Il existe un décalage de temporalité entre le délai de construction d'un petit projet renouvelable et celui d'un poste source, qui prend beaucoup plus de temps.***

La FNCCR insiste, de son côté, sur la nécessité d'harmoniser les procédures de demande de raccordement sur le réseau haute tension et sur le réseau de distribution. Pour faire une demande de raccordement sur ce dernier, il est en effet nécessaire d'avoir obtenu les autorisations d'urbanisme, ce qui n'est pas le cas sur le réseau de RTE. « *Sur le réseau haute tension, il peut ainsi y avoir de gros projets d'énergies renouvelables ou d'hydrogène par exemple, qui saturent artificiellement les capacités, alors qu'ils aboutiront parfois à très long terme ou pas du tout* », explique Lionel Guy. Donner priorité aux projets les plus avancés plutôt qu'à ceux qui ont fait la demande de raccordement en premier pourrait également améliorer la situation. « *C'est ce que RTE est en train de négocier auprès des autorités compétentes au niveau national et européen* », assure Corentin Petusseau.

Développer des solutions de flexibilité apparaît également nécessaire, à travers le stockage, que l'État pourrait inciter financièrement, mais aussi, éventuellement, grâce à des automates d'écrêtements qui permettent d'optimiser le dimensionnement du réseau haute tension. Sur le réseau de distribution, Enedis a expérimenté le système dans les départements des Landes et de la Somme dans le cadre du projet Reflex, consistant à écrêter les productions d'électricité renouvelable (Lire « Écrêter la production pour plus d'éoliennes », *Le Journal de l'Éolien* n° 54, 2024). « *Ça fonctionne très bien. Il faudrait généraliser ce dispositif* », estime Lionel Guy. « *Enedis nous a cependant indiqué que l'usage de flexibilité supplémentaire avait été examiné, mais qu'il ne répondait pas aux besoins identifiés, et que donc la seule solution était de prévoir de nouveaux travaux sur les réseaux dans le cadre des S3REnR* », déplore Armand de Saint Martin.

Enfin, une meilleure transparence sur l'état de saturation des S3REnR, sur les files d'attente et sur les délais de raccordement apparaît indispensable pour que les développeurs montent des projets en connaissance de cause et ne se retrouvent pas le bec dans l'eau une fois le projet déjà bien avancé. ■

**1.** *Il peut s'agir de travaux de renforcement des réseaux de transport, gérés par RTE, ou de distribution, gérés à 95 % par Enedis et à 5 % par des ELD, ainsi que la construction de nouveaux postes sources, infrastructures assurant la connexion entre ces deux typologies de réseaux.*

**2.** *Chaque producteur contribue via une quote-part aux investissements de création de nouveaux ouvrages S3REnR. Les investissements pour le renforcement ou l'adaptation du réseau sont financés via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ou Turpe.*

# Éolien, solaire, stockage : miser sur la complémentarité



Christophe Leyssieux,
Country Manager France



Anaïs Miri,
Responsable du développement des projets

Acteur international des énergies renouvelables, CHINT SOLAR développe en France une approche fondée sur l'intégration territoriale des projets et la complémentarité des technologies. Pour Christophe Leyssieux et Anaïs Miri, associer solaire, éolien et stockage constitue désormais un levier majeur pour optimiser l'utilisation des infrastructures du réseau et accélérer la transition énergétique.

**Le développement massif des renouvelables change-t-il aujourd'hui la manière de concevoir les projets ?**
**Christophe Leyssieux** : Absolument. Nous ne pouvons plus raisonner technologie par technologie. L'enjeu est désormais de construire un système énergétique cohérent, capable d'intégrer une part croissante d'électricité renouvelable par essence intermittente tout en répondant aux contraintes du réseau. Le solaire et l'éolien présentent des profils de production différents et largement complémentaires. Les associer au stockage permet de mieux valoriser les infrastructures existantes et de contribuer à une production renouvelable plus régulière.

**Quel rôle le stockage peut-il jouer dans cette complémentarité ?**
**Anaïs Miri** : Le stockage par batteries devient une brique essentielle du système électrique. Il permet de conserver une partie de l'électricité produite lorsque la production est abondante pour la restituer lorsque le réseau ou la consommation en ont davantage besoin. Il peut également contribuer à limiter certaines congestions et à mieux exploiter les infrastructures du réseau électrique existant. Pour les développeurs, la réflexion porte donc de plus en plus sur des projets hybrides associant production renouvelable et stockage.

**Cette évolution modifie-t-elle votre approche du développement des projets ?**
**Anaïs Miri :** Oui, car un projet énergétique ne se résume jamais à sa technologie. Nous travaillons très en amont sur le foncier, les contraintes environnementales, le raccordement au réseau électrique, les usages du territoire et le dialogue avec les collectivités et les riverains. Cette connaissance locale est indispensable. Il faut concevoir des projets adaptés à chaque territoire et capables de créer de la valeur localement.

**Christophe Leyssieux :** Notre force est aussi de pouvoir nous appuyer sur une expertise internationale tout en disposant d'équipes locales qui connaissent les réalités françaises. CHINT Solar intervient sur toute la chaîne de valeur, du développement au financement des projets, puis à la construction et à l'exploitation. Cette vision holistique permet d'anticiper les contraintes plutôt que de les traiter séparément.

**Le raccordement devient-il l'un des principaux défis pour les énergies renouvelables ?**
**Christophe Leyssieux :** C'est clairement un enjeu majeur. Le développement des capacités renouvelables doit aller de pair avec une utilisation plus efficace du réseau. L'hybridation et le stockage ouvrent à cet égard des perspectives particulièrement intéressantes. À terme, l'objectif est de produire une énergie décarbonée et être capable de la mettre à disposition au meilleur moment de la journée, le tout en utilisant plus intelligemment les infrastructures existantes.

**Quel message souhaitez-vous porter auprès des acteurs de l'éolien réunis au Colloque France Renouvelables ?**
**Anaïs Miri :** Celui de la complémentarité. Au-delà d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables, nous devons concentrer nos efforts sur les vrais défis de notre industrie : réussir le raccordement et l'intégration dans le système électrique, tout en consolidant un ancrage local fort et en sensibilisant l'ensemble des acteurs à la transition énergétique. Les différentes filières renouvelables ont tout intérêt à travailler ensemble plutôt qu'à porter des efforts séparément.

**Christophe Leyssieux :** Éolien, solaire et stockage constituent les composantes d'un même système énergétique. Notre défi collectif est maintenant de les combiner et les intégrer intelligemment dans le réseau électrique, tout en accélérant le développement des projets et en renforçant leur acceptabilité. C'est ainsi que nous pourrons produire davantage d'électricité décarbonée et contribuer durablement à la souveraineté énergétique française.

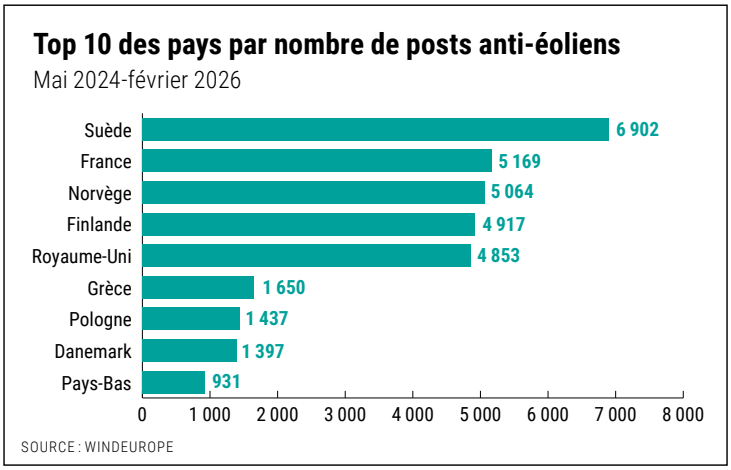
Contact :
Chint Solar France
50 Avenue d'Alsace
68000 Colmar
france@chintsolar.com

CHINT


CHNT

# La guerre de l'information aura bien lieu

**La désinformation sur l'éolien gagne du terrain et fragilise l'acceptabilité de la transition énergétique en Europe. Une récente étude révèle l'ampleur d'un écosystème organisé qui influence l'opinion publique et menace des projets de plusieurs milliards d'euros.** PAR FRÉDÉRIC TUILLÉ




Aujourd'hui, plus de 80 % des citoyens européens s'informent au moins une fois par semaine via des sources numériques – réseaux sociaux, sites d'actualités en ligne ou blogs –, un univers où informations vérifiées et *fake news* se côtoient au gré des algorithmes. Dans le domaine de la transition énergétique, cette désinformation constitue un fléau au fort pouvoir de nuisance. C'est le constat dressé par l'association européenne WindEurope dans une étude publiée en avril 2026[1] et réalisée en partenariat avec le think tank britannique CASM Technology.

Les deux organismes se sont penchés sur l'écosystème structuré qui alimente et diffuse les discours hostiles à l'éolien sur le continent pour en exposer les rouages. Qui sont les acteurs de cette désinformation ? Quels arguments avancent-ils ? Quels leviers utilisent-ils pour discréditer l'énergie éolienne ? Pour répondre à ces questions, WindEurope et CASM Technology ont analysé pendant dix-huit mois, de mai 2024 à février 2026, plus de 40 000 publications diffusées principalement sur X et TikTok. Ces contenus ont généré 6,3 millions d'interactions et des dizaines de millions de vues.

Premier enseignement : la vitesse de propagation des discours de désinformation. L'Allemagne en offre un exemple marquant. La part des Allemands estimant que la transition énergétique nuira à l'industrie de leur pays est passée de 25 % à 64 % entre 2017 et 2025. À l'échelle européenne, seuls 45 % des citoyens considéraient en 2025 que la transition énergétique garantirait une prospérité durable, soit cinq points de moins qu'en 2024. Cette défiance n'est pas sans conséquences. Elle influence l'opinion publique et, par ricochet, les politiques de soutien au développement des énergies renouvelables.

Autre constat, les conséquences mortifères de la désinformation. Selon le rapport, plusieurs projets éoliens représentant plusieurs milliards d'euros d'investissements ont été suspendus ou annulés en Europe, souvent après des mobilisations locales (allant parfois jusqu'au vandalisme) ou des campagnes nourries par la désinformation.

## URGENCE D'UNE RIPOSTE

La Commission européenne prend le sujet très au sérieux. Dan Jørgensen, commissaire européen à l'Énergie et au Logement, le rappelle dans l'étude : « *Alors que l'Europe est de nouveau confrontée à une crise énergétique liée aux énergies fossiles, le message est clair : l'énergie éolienne n'est pas seulement une solution climatique, c'est aussi un atout économique et un pilier de notre sécurité. Nous ne pouvons pas laisser la désinformation retarder ou compromettre le développement des énergies renouvelables, au moment même où nous devons l'accélérer.* » WindEurope estime que l'échec de la mise en place d'un système énergétique largement fondé sur les renouvelables pourrait coûter jusqu'à 1 600 milliards d'euros à l'Europe d'ici 2050.

Face à cette offensive informationnelle, le rapport plaide pour des réponses concrètes, souvent locales. L'exemple du Danemark est particulièrement parlant. Malgré une intégration très avancée de l'éolien dans son mix électrique – la filière fournit 54 % de l'électricité du pays –, le secteur y reste régulièrement contesté. Pour répondre à ces oppositions, des initiatives originales ont vu le jour, comme les « retraites éoliennes », qui proposent aux Danois de séjourner gratuitement à proximité d'éoliennes. Objectif : confronter les idées reçues à l'expérience directe. Résultat : la campagne aurait permis d'améliorer la perception de l'éolien de plus de 900 000 personnes. ■

**1.** *WindEurope*, Wind Energy Dis- and Misinformation, *avril 2026 : https://short.do/vJHueB*

# L'éolien mondial porté par des vents favorables

Avec près de 165 GW mis en service en 2025, l'éolien mondial signe une nouvelle année record. La filière s'appuie sur la Chine et l'Europe, ses deux piliers historiques. Les perspectives de croissance à moyen terme demeurent solides, car environ 970 GW de nouvelles installations sont attendues d'ici la fin de la décennie. PAR KATHIA TERZI

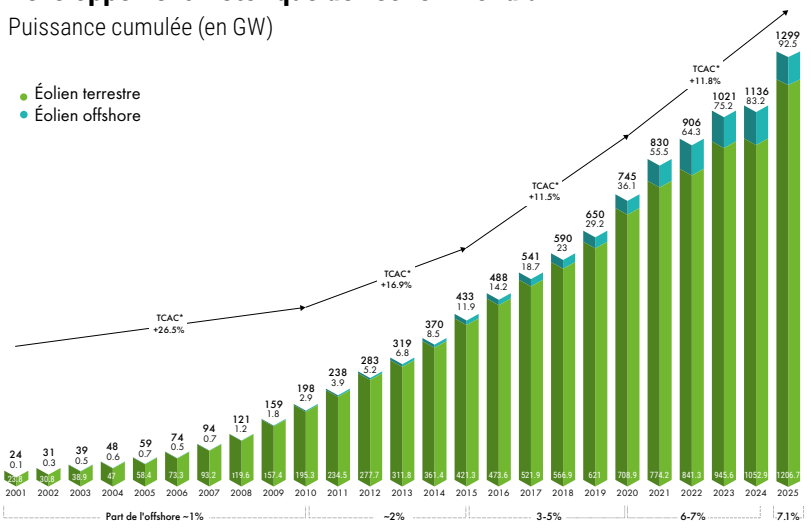
La fermeture du détroit d'Ormuz et l'escalade des tensions au Moyen-Orient ont une nouvelle fois mis en lumière la dépendance mondiale aux importations d'énergies fossiles. Dans de nombreux pays, la crise actuelle relance le débat sur la place à accorder aux énergies renouvelables. C'est dans ce contexte que le Global Wind Energy Council (GWEC) publie son état des lieux annuel de l'éolien [1], de quoi alimenter la réflexion des décideurs publics sur la nécessité d'accélérer la transition énergétique.

L'année 2025 a de nouveau constitué un millésime record avec 164,6 GW installés dans le monde (dont 9,3 GW en mer), en croissance de 40 % en un an. Le parc mondial atteint désormais 1 299 GW. Cette performance repose à nouveau majoritairement sur l'Asie-Pacifique, en particulier la Chine et l'Inde. À lui seul, l'Empire du milieu a raccordé plus de 120 GW de nouvelles capacités, répartis entre 114 GW d'éolien terrestre et 6,6 GW d'éolien en mer. L'Inde a affiché sa meilleure performance historique avec 6,3 GW installés, un bond de 85 % par rapport à 2024. Ensemble, les deux géants asiatiques ont contribué à hauteur de 80 % des nouvelles installations à l'échelle planétaire.

En Europe, 19,1 GW ont été installés. L'Allemagne reste le premier marché de la région avec 5,7 GW raccordés, suivie par la Turquie qui franchit pour la première fois le cap des 2 GW annuels. Sur le segment offshore, le Royaume-Uni conserve sa position de chef de file avec plus de 1 GW connecté. En Amérique du Nord, le marché a renoué avec la croissance, avec près de 7 GW terrestres. Cependant, ce rebond reste fragile. La suppression progressive des crédits d'impôt pour l'éolien fragilise la visibilité des porteurs de projets au-delà de 2027.

**Développement historique de l'éolien mondial**

Puissance cumulée (en GW)




* Taux de croissance annuel composé

SOURCE : GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL

## DEUX TÉRAWATTS EN 2029

Le GWEC prévoit une nouvelle année de croissance pour 2026, avec 178 GW de nouvelles installations. Le rythme devrait ensuite s'établir à une moyenne annuelle de 194 GW sur la période 2026-2030. L'éolien terrestre restera très largement dominant. Par ailleurs, sa croissance devrait progressivement se diversifier. À l'horizon 2030, plus de la moitié des nouvelles capacités pourraient être installées hors de Chine, sous l'effet de l'accélération attendue en Asie du Sud-Est, en Asie centrale ainsi qu'en Afrique et au Moyen-Orient. L'éolien en mer poursuivrait quant à lui son rattrapage. Son volume annuel devrait tripler entre 2025 et 2030, avec respectivement 9,3 GW et 33,3 GW. Dans ce scénario, la capacité mondiale franchirait le seuil des 2 TW dès 2029. Ce qui signifie que la puissance éolienne mondiale pourrait doubler en seulement six ans. ■

**1.** *GWEC,* Global Wind Report 2026 : *www.gwec.net/reports/globalwindreport*

# MARBEUF CONSEIL ET RECHERCHE

## Systèmes de production électrique avancés

- Pile à combustible à hydrogène à haut rendement
- Accélérateur de particules pour la fusion

En recyclant l'énergie perdue dans les procédés de production énergétique, nos innovations permettent d'atteindre des rendements importants.

- Pile à combustible : Recyclage de la chaleur dégagée pour produire de l'hydrogène *
- Accélérateur de particules : Recyclage de l'énergie cinétique des particules ayant fusionné **

42 rue Maubeuge
75009 Paris
www.m-cr.fr

**Brevet FR3128064A1*
***brevets déposés*

Marbeuf Conseil et Recherche propose des solutions innovantes dans le domaine de l'énergie en brevetant de nouveaux procédés puis les met à la disposition des industries par licence

# « L'innovation énergétique n'a pas dit son dernier mot »



Bruno Sanglé-Ferrière,
Président de Marbeuf Conseil et Recherche
et directeur de Carrousel Digital Limited.

De l'hydrogène à la fusion nucléaire, Bruno Sanglé-Ferrière suit une ligne directrice constante : transformer les pertes d'énergie en leviers de performance. Le fondateur de Marbeuf Conseil et Recherche et de Carrousel Digital vient de déposer un nouveau brevet autour de la fusion par ions accélérés, tout en lançant un message sans ambiguïté aux industriels : le champ de la recherche énergétique reste largement ouvert.

**Vous venez de déposer un nouveau brevet. Pouvez-vous nous en dire plus ?**
Ce brevet concerne la fusion nucléaire par ions accélérés. Aujourd'hui, les recherches en fusion s'appuient majoritairement sur des dispositifs comme les tokamaks, qui nécessitent des températures extrêmement élevées. Mon approche est différente : elle consiste à accélérer des ions à l'aide d'un accélérateur de particules, puis à les projeter sur une cible matérielle. À partir d'une certaine vitesse, les réactions nucléaires peuvent alors se produire naturellement.

**En quoi cette approche se distingue-t-elle des méthodes classiques ?**
La différence majeure réside dans le rendement. Sans dégager de rendement extraordinaire nous pouvons escompter des rendements de l'ordre de la dizaine de pour cents. Notre système fonctionnant à l'aide de particules se déplaçant dans une même direction à travers le matériau avec lequel elles fusionnent, nous pouvons recycler l'énergie cinétique des dites particules avant que celles-ci ne deviennent trop lentes pour fusionner. Typiquement nous limitons l'épaisseur du matériau traversé pour qu'il ne ralentisse pas trop les particules en mouvement. Ce recyclage permet de minimiser les pertes d'énergie par frottement . Les particules issues de la zone de ralentissement sont ensuite conduites vers un accélérateur de particule, soit pour être de nouveau accélérées soit pour être ralenties et arrêtées en fournissant un courant électrique ; ceci est analogue à la récupération d'énergie lors des freinage de véhicules hybrides !

**Peut-on parler d'un saut en termes de performance ?**
Oui, dans une certaine mesure. Mon fil conducteur reste inchangé depuis mes premiers travaux : limiter au maximum les pertes. Que ce soit dans l'hydrogène, le thermo-photovoltaïque ou aujourd'hui la fusion, l'idée est toujours de valoriser ce qui était auparavant considéré comme inutile.

**Pouvez-vous revenir sur votre parcours et vos structures ?**
J'ai débuté dans les domaines de la sécurité numérique, avant de m'orienter vers des problématiques liées au quantique, puis à l'énergie. Mon activité repose sur l'innovation technologique : lorsque je développe un procédé réellement nouveau, je le protège par brevet pour le valoriser via des licences. Marbeuf Conseil et Recherche et Carrousel Digital sont avant tout des structures dédiées à l'innovation et à la gestion de propriété intellectuelle, respectivement dans l'information et dans l'énergie. Nous avons cependant commencé à créer des prototypes, notamment en sécurité digitale.

**Vous n'envisagez donc pas une industrialisation en solo ?**
Non. Les équipements nécessaires, comme les accélérateurs de particules, représentent des investissements conséquents. L'objectif est donc de collaborer avec des partenaires industriels capables de tester, développer et déployer ces technologies.

**Quel message souhaitez-vous adresser aux acteurs du secteur ?**
Que la recherche énergétique est loin d'être achevée. Il reste encore de nombreuses pistes à explorer, notamment en matière de rendement et de recyclage. Je pense qu'il faudrait accorder davantage d'attention au thermo-photovoltaïque. Cette approche ouvre des perspectives intéressantes, notamment en complément du photovoltaïque classique. Nous avons d'ailleurs obtenu un brevet dans ce domaine.

**Vos travaux sur l'hydrogène avaient déjà suscité l'intérêt. Comment reliez-vous ces différentes recherches ?**
Elles s'inscrivent toutes dans une même logique. Qu'il s'agisse d'hydrogène, de chaleur ou de nucléaire, il est toujours question de génération d'électricité. L'enjeu ne se limite pas à produire de l'énergie, mais à optimiser la manière dont elle est produite.

**Quelle est aujourd'hui votre priorité ?**
Trouver des partenaires capables de transformer ces innovations en applications concrètes. La technologie existe, mais elle doit désormais être testée, portée et développée. L'objectif reste le même : faire en sorte que chaque perte devienne une ressource, et rappeler que l'énergie de demain est encore en train de s'inventer aujourd'hui.

Contact :
42 rue Maubeuge
75009 Paris
www.m-cr.fr

MARBEUF CONSEIL ET RECHERCHE


*Diane Mouratoglou*
BCTG


*Chloé Guettman*
BCTG

# Effet de sillage : quand les éoliennes se font de l'ombre

La multiplication des parcs sur un territoire peut faire survenir un « effet de sillage » : la ressource en vent est affaiblie derrière un parc éolien voisin. Les recours judiciaires sont cependant rares entre exploitants et les premières décisions de justice en la matière invitent à privilégier bonnes pratiques et accords amiables.

PAR DIANE MOURATOGLOU ET CHLOÉ GUETTMAN, AVOCATS, CABINET BCTG

Dans un contexte de densification de l'éolien, les projets de parcs se multiplient régulièrement sur un même territoire jugé propice. Derrière cette cohabitation, un mot fait grincer quelques dents du côté des porteurs de projet : l'« effet de sillage » (ou « *wake-effect* ») à savoir la turbulence créée par un parc qui vient perturber le vent de son voisin et rogner, en aval, une partie de son énergie pouvant entraîner en pratique des millions d'euros de pertes d'exploitation. Une question émerge alors : un exploitant en place peut-il obtenir réparation lorsque l'arrivée d'un nouveau parc vient réduire sa production ?

Dans la majorité des cas, bien conscients qu'en fonction de l'implantation de leurs différents parcs leur situation de « victime » de l'effet de sillage peut se transformer en celle d'« auteur », les opérateurs privilégient une solution amiable négociée et se « mettent autour de la table » pour s'assurer des relations de voisinage sereines. C'est pourquoi le sujet de la réparation de l'effet de sillage se retrouve encore très rarement devant les juridictions, confirmant une volonté louable des opérateurs de la filière de ne pas s'attaquer entre eux, ces derniers devant déjà faire face à des oppositions récurrentes de la part des riverains. Les premières décisions rendues en France [1] sur ce sujet montrent que transformer l'effet de sillage en indemnisation s'avère compliqué.

## PAS DE « PREMIER ENTRANT » SUR LE VENT

Un premier point crucial est qu'il n'existe pas de monopole ni de droit acquis au vent. Un développeur qui arrive le premier sur un site ne « verrouille » pas juridiquement la ressource éolienne autour de lui. Dans un pays où le foncier est limité et où l'on cherche à concentrer les parcs dans les zones les plus favorables, il est inévitable que plusieurs projets se retrouvent sur les mêmes territoires. De ce point de vue, une partie de la baisse de production liée à la présence de parcs voisins fait, en réalité, partie du jeu dans ce secteur concurrentiel qui encourage la densification.

Pour autant, cela ne veut pas dire que tout est permis et les opérateurs du secteur travaillent d'ailleurs régulièrement pour s'accorder sur de bonnes pratiques de concertation préalable comme en témoigne par exemple la Charte éthique de France Renouvelables (ex-France Énergie Éolienne). Dans les rares cas où l'effet de sillage dégénère en contentieux judiciaire, la question posée aux juges est la suivante :

à partir de quand l'effet de sillage bascule-t-il d'un « inconvénient normal » de la cohabitation éolienne vers un « trouble anormal » susceptible d'ouvrir droit à indemnisation ?

## QUAND LES JUGES SE PENCHENT SUR L'EFFET DE SILLAGE

Les seules décisions rendues à ce jour sur le sujet confirment qu'il est très difficile pour un parc d'obtenir une réparation de son « dommage » sur un plan juridique. En effet, les juridictions qui se sont prononcées sur l'effet de sillage ont procédé à une analyse très factuelle de la configuration des parcs (schéma d'implantation, respect des distances préconisées par le fournisseur, existence d'autres parcs limitrophes, effet de sillage inter-parc) pour en conclure, dans les deux affaires, qu'il n'excédait pas les inconvénients normaux du voisinage. Si les juridictions ne nient pas que l'effet de sillage existe, elles constatent pour autant que la perte d'exploitation alléguée est multifactorielle et qu'une perte d'exploitation de l'ordre de 5 à 6 % ne présente pas un niveau suffisant pour justifier une indemnisation du parc « lésé » dans une zone destinée à accueillir plusieurs parcs.

Pour tenter d'obtenir réparation, l'exploitant devrait parvenir à démontrer, de manière très documentée, à la fois que la baisse de production dépasse très nettement ce que l'on peut attendre comme « aléa normal » dans un environnement éolien dense et qu'elle est directement imputable à l'implantation du parc voisin à l'origine de l'effet de sillage.

En résumé, même si l'effet de sillage est reconnu sur le plan technique, il ne suffit pas, à lui seul, à justifier une indemnisation.


SIEMENSENERGY

## QUELLES LEÇONS POUR LA FILIÈRE ÉOLIENNE ?

Même si ces décisions sont encore très rares, elles dessinent déjà quelques tendances utiles pour les acteurs de terrain.

**Pour les exploitants en place,** elles rappellent qu'on ne peut pas « verrouiller » le vent autour de son parc par le truchement de la voie judiciaire. La meilleure stratégie demeure celle d'une protection en amont : la maîtrise foncière (par exemple par la mise en place de servitudes de non-construction autour du parc), la réflexion sur l'implantation initiale, le dialogue avec les développeurs voisins lorsque de nouveaux projets émergent.

**Pour les porteurs de nouveaux projets,** ces décisions apportent une certaine sécurité puisqu'un parc régulièrement autorisé, inséré dans une zone prévue pour accueillir plusieurs installations, ne sera pas condamné au seul motif qu'il crée un effet de sillage. Pour autant, il conviendra de veiller à respecter scrupuleusement les règles applicables, de documenter la cohérence du projet avec les schémas existants et de ne pas ignorer les inquiétudes des voisins – qu'ils soient riverains ou exploitants.

Enfin, **pour l'ensemble de la filière,** l'enjeu est sans doute de déplacer une partie du débat en dehors du seul terrain judiciaire. Chartes de bonne conduite, mécanismes de concertation et, le cas échéant, dispositifs de compensation ou de mutualisation négociés peuvent permettre d'anticiper les situations les plus sensibles, plutôt que de les laisser dégénérer devant les tribunaux alors que l'issue y est plus qu'incertaine.

En l'état, le sens du vent est donc clair : entre parcs éoliens, l'effet de sillage est une réalité technique quotidienne pour les opérateurs mais sa reconnaissance en tant que « trouble anormal du voisinage » demeure, pour l'instant, un mirage que les juges laissent à distance sur le terrain de l'indemnisation. ■

**1.** *CA Versailles, 12e ch., 16 janv. 2020, n°18/06586 ; CA Rennes, 3e ch. com., 5 mai 2026, n° 25/03176.*

LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES · LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSEAU & AUTOCONSOMMATION · LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN ONSHORE & OFFSHORE

# RÉABONNEZ-VOUS DÈS MAINTENANT !

**WEB** (AVAILABLE IN ENGLISH) **+ PRINT**

SCANNEZ-MOI




Votre abonnement vous permet de bénéficier de **5 numéros** dont **1 hors-série** par an et par titre **+** L'actu des EnR, **la newsletter hebdomadaire +** L'accès au **kiosque en ligne** et aux **archives** du titre.

## BON DE COMMANDE

### Choisissez votre abonnement print + web

**SOLO (1 magazine au choix)**

| | | |
|---|---|---|
| FRANCE | ☐ 1 an..... 99 € | ☐ 2 ans.... 179 € |
| EUROPE* | ☐ 1 an..... 109 € | ☐ 2 ans.... 199 € |
| MONDE | ☐ 1 an..... 119 € | ☐ 2 ans.... 219 € |

**DUO (2 magazines au choix)**

| | | |
|---|---|---|
| FRANCE | ☐ 1 an..... 159 € | ☐ 2 ans.... 269 € |
| EUROPE* | ☐ 1 an..... 169 € | ☐ 2 ans.... 289 € |
| MONDE | ☐ 1 an..... 179 € | ☐ 2 ans.... 309 € |

**TRIO (3 magazines)**

| | | |
|---|---|---|
| FRANCE | ☐ 1 an..... 199 € | ☐ 2 ans.... 349 € |
| EUROPE* | ☐ 1 an..... 209 € | ☐ 2 ans.... 369 € |
| MONDE | ☐ 1 an..... 219 € | ☐ 2 ans.... 389 € |

** Europe et Drom-Com*

☐ LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ☐ LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE ☐ LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN

### Retrouvez nos derniers hors-séries**

**Le Journal des Énergies renouvelables**

- ☐ La mobilité électrique renouvelable (avril 2021) .... 25 €
- ☐ L'agriculture et les EnR (avril 2022) ..... 25 €
- ☐ La géothermie (avril 2023) ..... 25 €
- ☐ Bois-énergie (avril 2024) ..... 25 €
- ☐ Les métiers des renouvelables (mars 2025) ..... 25 €
- ☐ Les pompes à chaleur (mars 2026) ..... 25 €

**Le Journal du Photovoltaïque**

- ☐ Kits photovoltaïques : le solaire à portée de main (juin 2021) ..... 25 €
- ☐ Recyclage et seconde vie (juin 2022) ..... 25 €
- ☐ L'agrivoltaïsme, une culture nouvelle (juillet 2023) ..... 25 €
- ☐ Solaire et mobilité (juin 2024) ..... 25 €
- ☐ Autoconso résidentielle (juin 2025) ..... 25 €

**Le Journal de l'Éolien**

- ☐ La question du foncier (septembre 2020) ... 25 €
- ☐ "L'intermittence", fin d'un mythe (septembre 2021) ..... 25 €
- ☐ Éolien et biodiversité (juillet 2022) ..... 25 €
- ☐ Éolien et territoires (octobre 2023) ..... 25 €
- ☐ Éolien en mer (octobre 2024) ..... 25 €
- ☐ L'éolien dans le monde (octobre 2025) ..... 25 €

*** Des frais de port s'appliquent pour tout achat à l'unité*

**Nom :** _____

**Prénom :** _____

**Société :** _____

**N° TVA intra. :** _____

**Adresse :** _____

_____

**Code postal :** _____

**Ville :** _____

**Téléphone :** _____

**Email :** _____

**Montant total :** ..... € + **Frais de port *** ..... €

France métropolitaine : 1,95 €, Europe/Dom-Com : 3,95 €, Monde : 5,95 € * Seulement pour toute commande de numéros

**Montant total de la commande :** ..... €

Bon de commande à retourner à :

**OBSERVATOIRE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES**
20 ter rue Massue, 94300 Vincennes - France
Tél : 01.44.18.00.80

Observ'ER

☐ Règlement par chèque bancaire à l'ordre d'Observ'ER

À joindre au bon de commande lors de l'envoi

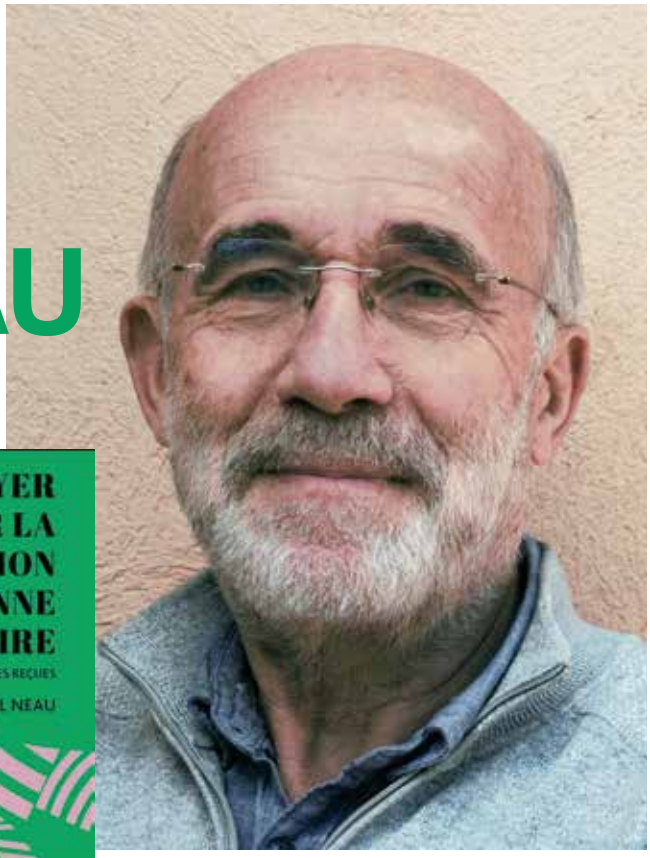
**ou**

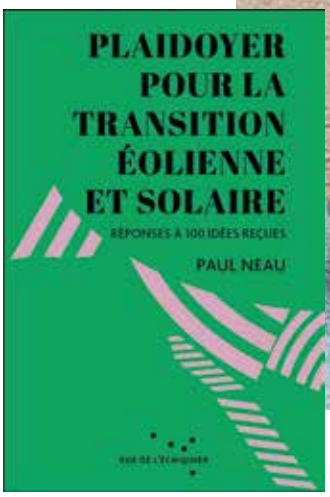
☐ Règlement par virement bancaire ou mandat administratif

Avec nom, prénom et raison sociale dans l'ordre de virement
IBAN : FR76 4255 9100 0008 0047 5262 288
BIC : CCOPFRPPXXX

Vous pouvez aussi commander nos anciens numéros et nos ouvrages en vous rendant sur : **librairie-energies-renouvelables.org**

# Paul NEAU






## DÉDICACE

### ÉOLIEN & SOLAIRE : DÉCONSTRUIRE LES IDÉES REÇUES !

**Paul Neau sera en dédicace sur le stand du *Journal de l'Éolien*, situé dans l'espace partenaires du Colloque national France renouvelables le mercredi 7 octobre de 15h30 à 16h30 pour son livre**

**PLAIDOYER POUR LA TRANSITION ÉOLIENNE ET SOLAIRE**

Disponible aussi sur librairie-energies-renouvelables.org

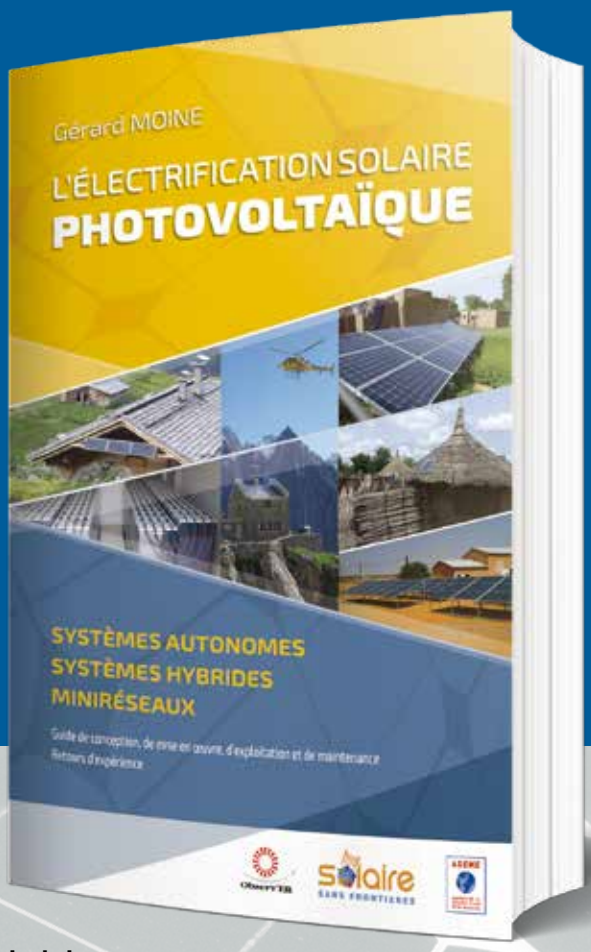
---

**Livre disponible sur le stand du *Journal de l'Éolien* (espace partenaires)**

**LE BEST SELLER DES PHOTOVOLTAÏCIENS**

**Rédigé par le spécialiste de l'électrification solaire, Gérard Moine.**






Et toujours sur librairie-energies-renouvelables.org

DREKAN ENERGY
Power Conversion Systems

# VOTRE PARTENAIRE SUR
# L'ENSEMBLE DU CYCLE DE VIE ÉOLIEN

**NOS SERVICES :**

- Démantèlement de parcs éoliens
- Rachat d'éoliennes «sur pied»
- Exploitation & maintenance d'éoliennes
- Révision majeure & reconstruction d'éoliennes
- Services sur postes MT et HT (jusqu'à 225KV)
- Manutention lourd & services de grutage

Qu'il s'agisse de la fin de vie d'un parc éolien, du renouvellement d'un contrat de maintenance globale ou d'une intervention lourde sur une génératrice, bobinage par exemple, nous accompagnons les opérateurs de la filière éolienne à chaque étape clé de la vie de leur parc éolien. Grâce à des équipes spécialisées et des moyens industriels dédiés, nous apportons des solutions fiables, de l'exploitation au démantèlement.

**Contactez-nous pour étudier votre projet !**




Drekan Groupe - 18 rue du stade - 02800 Beautor - contact@drekan.com - www.drekan.com