



HAL
open science

PRODUCTION ÉLECTRIQUE ÉOLIENNE EN FRANCE ET CIRCULATION ATMOSPHERIQUE

Nicolas Martin

► **To cite this version:**

Nicolas Martin. PRODUCTION ÉLECTRIQUE ÉOLIENNE EN FRANCE ET CIRCULATION ATMOSPHERIQUE. XXXIIIe Colloque de l'Association Internationale de Climatologie, Jul 2020, Rennes, France. pp.463-468. hal-03395946

HAL Id: hal-03395946

<https://hal.science/hal-03395946>

Submitted on 31 Oct 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE ÉOLIENNE EN FRANCE ET CIRCULATION ATMOSPHÉRIQUE

MARTIN N.

Université de Nice Sophia-Antipolis, UMR 7300 ESPACE, Nice, France (nicolas.martin@unice.fr)

Résumé : *La production électrique en France est assurée majoritairement par la filière nucléaire. Depuis la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015, l'un des objectifs est de faire considérablement progresser la part de l'éolien dans le mix électrique français (multipliée par 2,5 d'ici 2028). Or cette source d'énergie dépend intégralement des conditions météorologiques. Il est donc primordial de s'intéresser au comportement du vent à l'échelle nationale voire même continentale afin de mieux anticiper les conséquences de l'augmentation de la part de l'éolien dans l'approvisionnement électrique. Ainsi à partir des données de production électriques enregistrées et distribuées par RTE (Réseau de Transport d'Électricité) et des réanalyses climatiques ERA-Interim entre 2012 et 2018, cette étude a pour objet de mettre en lumière l'influence tyrannique de la vitesse du vent sur la production d'électricité d'origine éolienne : 74% du temps le facteur de charge de la filière électrique éolienne est inférieur à 30% en raison d'un gradient de pression faible sur la France et donc de vitesses de vent insuffisantes.*

Mots clés : *énergie éolienne ; vitesse du vent ; réanalyses ERA-Interim ; facteur de charge*

Summary: *Wind power production in France and atmospheric circulation. Electricity production in France is mainly provided by the nuclear industry. Since the energy transition law for green growth of 2015, one of the objectives has been to considerably increase the share of wind power in the French electricity mix (multiplied by 2.5 by 2028). This source of energy is entirely dependent on weather conditions. It is therefore essential to take an interest in the behavior of the wind on a national or even continental scale in order to better anticipate the consequences of the increase in the share of wind power in the electricity supply. Thus from the electrical production data recorded and distributed by RTE (Electricity Transport Network) and from ERA-Interim climatic reanalyses between 2012 and 2018, this study aims to highlight the tyrannical influence of the speed of wind, on the production of electricity from wind power: 74% of the time the load factor of the wind power sector is less than 30% due to a low pressure gradient over France and therefore insufficient wind speeds .*

Key words: *wind power; wind speed; ERA-Interim reanalysis; load factor*

Introduction

L'électricité n'étant pas une énergie primaire elle nécessite d'avoir recours à des moyens de production. À l'échelle mondiale deux tiers de l'électricité sont issus des énergies fossiles (38% du charbon, 23% du gaz et 3% du pétrole), le tiers restant étant d'origine hydraulique (16%), nucléaire (10%), éolienne (5%) et solaire photovoltaïque (2%) notamment (AIE, 2019). Ainsi pour tenter de ralentir, avant de stopper et de faire baisser, nos émissions de CO₂, il est préférable de s'orienter vers ce 3^e tiers d'énergie primaire pour fabriquer l'électricité. Malheureusement au sein de ce 3^e tiers toutes les énergies ne se valent pas : certaines sont pilotables, l'électricité est produite sur commande en fonction des besoins de consommation, et d'autres sont fatales, l'électricité est produite si les conditions météorologiques le permettent, ce qui introduit des contraintes dans la gestion d'un réseau électrique national voire supranational.

En France le mix électrique est déjà décarbonné à plus de 90% (71% de nucléaire, 11% d'hydraulique, 6% d'éolien et 2% de solaire photovoltaïque entre autres). L'intérêt de modifier les proportions de ces moyens de production ne revêt donc aucun enjeu climatique. Cependant en raison de choix politiques la filière nucléaire verra baisser sa proportion à l'avantage de celle de l'éolien notamment. En effet dans le cadre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte adoptée en août 2015, la part des énergies renouvelables devrait atteindre 23% en 2020 et 32% en 2030 de la consommation finale brute d'énergie et celle du nucléaire à 50% dans la production électrique en 2025 (décalée à 2035 depuis). Les capacités de production

électrique éolienne seront multipliées par 2,5 entre 2019 et 2028 passant de près de 15,8 GW à près de 40 GW (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2020).

Cependant personne ne se soucie de l'épineuse question de l'intermittence de la production électrique éolienne... Ainsi à l'aide des données de production électriques fournies par Réseau de Transport d'Électricité (RTE) et des réanalyses ERA-Interim cet article apporte des réponses aux questions centrales suivantes : quelles vitesses de vent et quelles fréquences temporelles pour quelles productions électriques éoliennes ?

1. Données et Méthodes

1.1. La production électrique éolienne en France entre 2012 et 2018

RTE enregistre et met à disposition 7 ans de données de production électrique éolienne de 2012 à 2018 (<https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-telechargement>). Les fichiers Excel à télécharger répertorient tous les moyens de production électrique à une résolution temporelle très fine de 30 minutes. Ces informations permettent donc de connaître très précisément dans le temps la production électrique éolienne.

1.2. Les réanalyses ERA-Interim

Le Centre Européen de Prévisions Météorologiques à Moyen Terme (CEPMMT) donne accès à différentes déclinaisons de réanalyses. La résolution spatiale des réanalyses ERA-Interim d'environ 80 km semblait être adaptée aux questions que nous nous posons, raison pour laquelle les réanalyses ERA5 plus fines spatialement ont été écartées. Parmi la multitude de variables météorologiques disponibles seules celles directement liées à la production d'électricité éolienne et permettant de caractériser la circulation atmosphérique ont été sélectionnées : la vitesse du vent en surface (10 m au-dessus du sol), la pression atmosphérique en surface ainsi que l'altitude du géopotential 500 hPa. Afin de correspondre au mieux à la résolution temporelle des données de RTE, ce sont les 4 pas de temps horaires journaliers 0h, 6h, 12h et 18h qui ont été retenus pour l'intégralité des 7 années de 2012 à 2018.

1.3. Le facteur de charge de la production électrique éolienne

Entre début 2012 et fin 2018 la puissance installée de production d'électricité éolienne évoluant, il n'est pas logique de raisonner avec les productions brutes d'électricité éolienne. Pour quantifier l'influence des conditions météorologiques sur les kilowatts d'origine éolienne produits, il faut avant tout calculer le facteur de charge de l'éolien. Ce facteur de charge, quel que soit le moyen de production électrique considéré, est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite à un instant donné et la production maximale possible qui est elle liée aux puissances installées. Disposant uniquement des valeurs de puissances installées à l'échelle annuelle de 2012 à 2018 et devant calculer un facteur de charge toutes les 30 minutes, l'hypothèse théorique d'une augmentation linéaire des puissances installées tout au long de l'année a été décidée, ce qui dans les faits n'est évidemment pas le cas.

Une fois ces facteurs de charge calculés toutes les 30 minutes, des classes ont été créées, fondées uniquement sur la valeur de cette variable. Les plus faibles valeurs étant proches de 0% et les plus fortes n'atteignant pas 90%, ce sont 9 classes de 10% d'amplitude (de 0%-10% à 80%-90%) pour lesquelles les configurations spatiales moyennes du géopotential 500hPa, de la pression en surface de la vitesse du vent vont être établies.

2. Résultats

2.1. Effectifs et fréquences par classe de facteur de charge

La discrétisation en 9 classes de facteur de charge porte sur un total de 122736 individus (données de production électrique éolienne au pas de temps semi-horaire sur 7 ans). La répartition des individus par classe est très hétérogène : 74% du temps le facteur de charge est inférieur à 30% et il est supérieur à 40% moins de 10% du temps (Tab.1). Le facteur de charge moyen sur les 7 années est de 22,7% à l'échelle du territoire français.

Tableau 1. Effectifs, fréquences et fréquences cumulées des classes du facteur de charge (FC) éolien en France de 2012 à 2018.

| Classe FC éolien | Effectif | Fréquence en % | Fréquence cumulée en % |
|------------------|----------|----------------|------------------------|
| 0-10% | 30585 | 24.9 | 24.9 |
| 10-20% | 38023 | 31.0 | 55.9 |
| 20-30% | 22212 | 18.1 | 74.0 |
| 30-40% | 12495 | 10.2 | 84.2 |
| 40-50% | 8060 | 6.6 | 90.7 |
| 50-60% | 5395 | 4.4 | 95.1 |
| 60-70% | 3713 | 3.0 | 98.2 |
| 70-80% | 2084 | 1.7 | 99.9 |
| 80-90% | 169 | 0.1 | 100.0 |

2.2. Configurations moyennes du géopotential 500hPa, de la pression atmosphérique en surface et de la vitesse du vent en surface

Le passage de la classe 0-10% de facteur de charge à la classe 80-90% montre une hausse du gradient de pression en altitude et en surface ce qui a comme conséquence de faire croître la vitesse du vent à 10 m au-dessus du sol (Fig.1). Cette constatation n'est pas une surprise certes, mais l'analyse des configurations moyennes de ces 3 variables météorologiques à l'échelle nationale et européenne est riche d'enseignement. Toutes les classes ne sont pas commentées ici par manque d'espace mais, les absentes, correspondent globalement à une situation intermédiaire avec les classes inférieure et supérieure.

La classe 0-10% composée de 30585 individus (environ 637 équivalent-jours) est caractérisée par un semblant de dorsale anticyclonique sur l'Europe de l'ouest avec des isohypses du géopotential 500 hPa assez lâches : 5800 m d'altitude pour la pointe de la péninsule ibérique à 5600 m au-dessus de la Grande-Bretagne (les écarts-types sont de 100 à 120 m). En surface un anticyclone est présent avec des valeurs moyennes de 1017 à 1019 hPa sur la majeure partie du continent et une variabilité intra-classe de 6 à 8 hPa. En l'absence de gradient de pression les vitesses de vent sont très faibles, entre 4 et 5 m/s de l'Espagne à l'Allemagne, et même en mer près des côtes les valeurs sont identiques. Seules l'Ecosse et l'Irlande bénéficient de vitesses légèrement supérieures de 6 à 7 m/s.

La classe 20-30% regroupant 22212 individus (environ 463 équivalent-jours) correspond à un flux d'ouest généralisé quelle que soit la latitude avec un gradient de pression plutôt faible en altitude comme au sol excepté sur la Grande-Bretagne. Les vitesses de vent oscillent entre 4 et 6 m/s dans l'intérieur des terres mais sont plus soutenues près des littoraux, notamment près de la Manche et de la Mer du Nord avec 7 voire 8 m/s comme sur l'ensemble du Royaume-Uni.

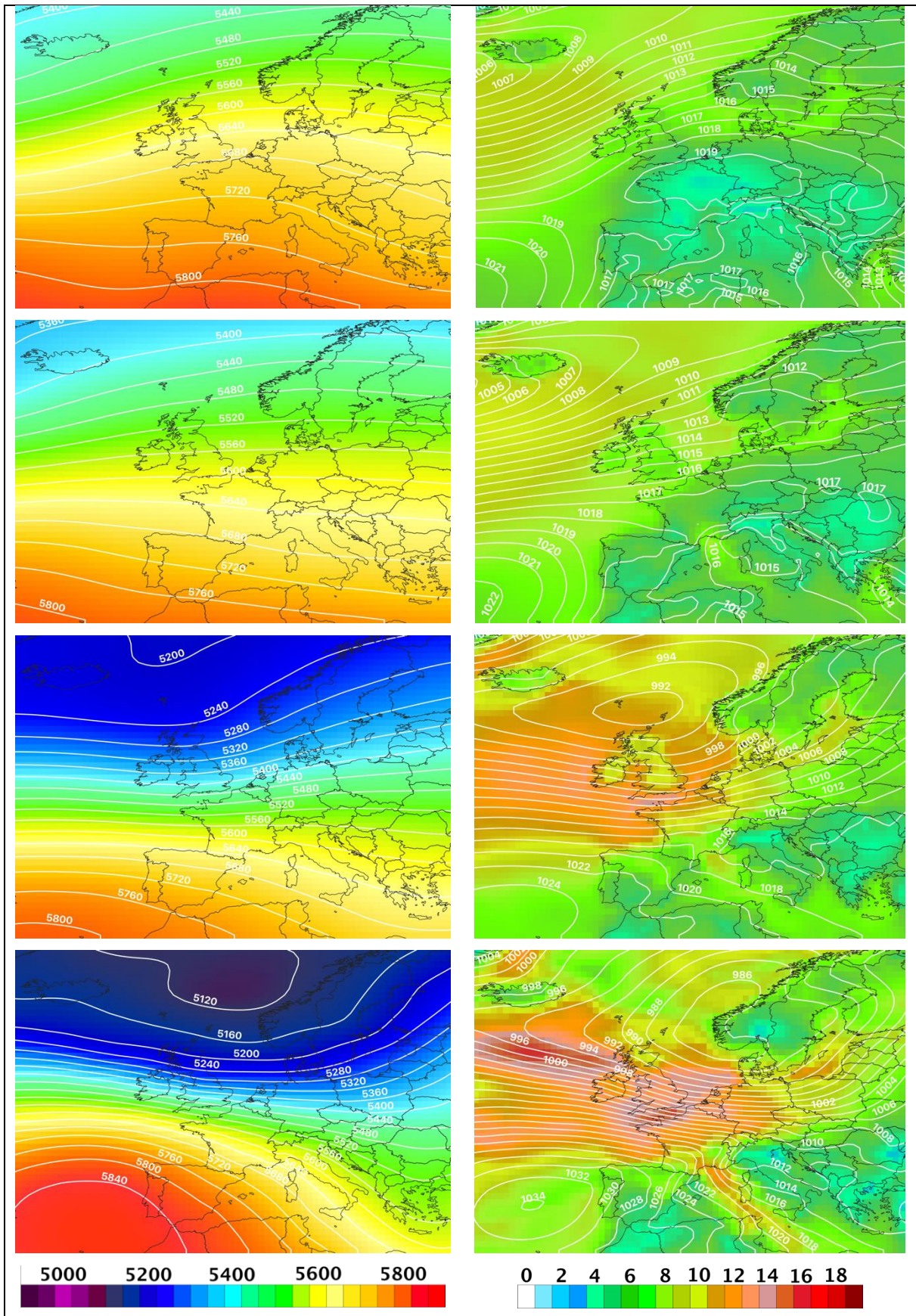


Figure 1. Configurations moyennes du géopotentiel 500hPa en mètres à gauche, et de la pression atmosphérique en hPa et de la vitesse du vent en surface en m/s à droite pour les classes 0-10%, 20-30%, 60-70% et 80-90% de facteur de charge de l'éolien en France de 2012 à 2018.

Pour rappel, les autres classes de facteur de charge ne représentent plus qu'un quart du temps. La classe 40-50% (non représentée dans la Fig.1) est constituée de 8060 individus (168 équivalent-jours). Les valeurs de géopotential 500 hPa sont plus contrastées du sud de l'Espagne au nord de l'Ecosse passant de plus 5700 m à moins de 5400 m dans un flux d'ouest très zonal. En surface le gradient de pression augmente avec près de 15 hPa de différence entre le nord de l'Espagne et le nord de l'Ecosse. Ainsi les vitesses de vent progressent pour s'établir entre 9 et 11 m/s sur le proche Atlantique, la Manche et la Mer du Nord, et entre 5 et 9 m/s sur le continent où les valeurs les plus hautes s'observent près des littoraux du nord du continent.

La classe 60-70% réunissant 3713 individus (environ 77 équivalent-jours) est marquée par des valeurs de géopotential 500 hPa plus faibles et par un positionnement de la dépression d'Islande au nord de la Grande-Bretagne avec une moyenne de 5200 m d'altitude. Ainsi le flux d'ouest adopte une courbure légèrement cyclonique de cette zone jusqu'au nord de la France, puis il est zonal jusqu'au centre de l'Espagne où la pression 500 hPa s'enregistre à 5700 m d'altitude. En surface les écarts de pression sont également marqués avec 30 hPa de différence du nord au sud de l'Europe. Les vitesses de vent sont comprises entre 10 et 14 m/s sur une bonne partie des mers et de l'océan sur la façade ouest européenne (bien moins ailleurs) et entre 5 et 10 voire 12 m/s à l'intérieur du continent de la péninsule ibérique à la moitié nord de la France et au Royaume-Uni. Ici encore le littoral nord de l'Europe est bien mieux exposé aux plus fortes vitesses moyennes.

Enfin la classe 80-90% totalisant 169 individus (environ 3 ou 4 équivalent-jours sur 7 ans) caractérise des configurations synoptiques exceptionnelles où l'anticyclone des Açores est relativement haut en latitude et proche de l'Europe alors même que la dépression d'Islande est très creusée et positionnée sur le sud de la Scandinavie. Les valeurs de géopotential 500 hPa sont tout juste supérieures à 5100 m d'altitude dans cette région avec des pressions de surface de 985 hPa. Dans le même temps ces deux variables enregistrent respectivement des valeurs de plus de 5800 m d'altitude et de près de 1035 hPa sur le proche Atlantique à la latitude du Portugal. Avec cette différence de 50 hPa de pression les vitesses moyennes de vent s'établissent autour de 12 ou 13 m/s (vitesses optimales pour la production éolienne) dans les terres sur une grande partie de l'Allemagne, de la Grande-Bretagne et de la France. Au-dessus des mers et de l'océan les valeurs atteignent même 15 à 16 m/s notamment dans la Manche.

Conclusions et Discussion

Chacune des configurations moyennes présentées précédemment est bien entendu marquée par une certaine variabilité notamment en raison du très grand nombre d'individus appartenant à chaque classe, particulièrement pour les 3 premières classes. Puisque les données de production électrique éolienne sur le territoire français sont à la base du calcul de ces comportements moyens, les écarts-types les plus faibles pour chacune des variables météorologiques sont fréquemment observés sur la France et à proximité immédiate. Les plus forts écart-types s'enregistrent dans la partie nord-ouest du domaine, là où la trajectoire du centre des dépressions n'est pas systématiquement la même à quelques centaines voire à un millier de kilomètres près, ce qui fait mécaniquement augmenter la variabilité par classe des 3 paramètres étudiés.

Par ailleurs, il n'est pas surprenant de constater que le facteur de charge moyen de l'éolien sur ces 7 années et à l'échelle du territoire français n'est que de 22,7%, il s'agit d'un fait connu (Correia *et al.*, 2016, Hubert et Pervès, 2012), cette source d'énergie électrique est fatale puisqu'elle dépend intégralement des situations météorologiques. Cependant l'analyse des vitesses moyennes de vent correspondant aux 2 premières classes de facteur de charge montre que sur l'ensemble des pays européens les valeurs sont très faibles. Alors même que le vent ne souffle que très peu sur la France à environ 5 m/s, il n'est également que très peu présent au

Portugal, en Espagne, en Italie, en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne, y compris sur les littoraux et à quelques kilomètres au large des côtes. Seuls la Grande Bretagne et le Danemark se distinguent avec des vitesses moyennes de vent très légèrement supérieures de l'ordre de 6 à 7 m/s. Se pose ainsi la question du foisonnement éolien, cette idée qui voudrait qu'à l'échelle d'un continent le vent souffle nécessairement à un endroit même s'il n'est pas présent partout... force est de constater que 56% du temps (fréquence cumulée de ces 2 premières classes dont le facteur de charge est inférieur à 20%) la puissance du vent est faible quasiment partout en Europe. Ainsi le foisonnement éolien à l'échelle européenne est plus proche du mythe que de la réalité météorologique : que ce soit pendant une période de canicule ou lors d'une vague de froid, deux types de temps où les besoins en électricité sont intenses, l'anticyclone dynamique ou pelliculaire à l'origine de ces événements, assure des vents faibles sur l'Europe tout entière.

Or actuellement les politiques énergétiques européennes sont toutes favorables au développement de l'électricité d'origine éolienne. L'Allemagne a investi massivement ces 15 dernières années plusieurs centaines de milliards d'euros afin d'atteindre plus de 60 GW de puissance installée de moyen de production électrique éolien (l'équivalent de 60 petits réacteurs nucléaires). La Grande-Bretagne puis la France arrivent en 2^e et 3^e position respectivement dans ce classement des puissances installées avec plus de 23 GW et près de 16 GW, et les prévisions énoncées en introduction promettent une forte croissance de l'éolien dans le mix électrique de la France. Ces politiques énergétiques (coordonnées ?) accroissent donc mécaniquement l'intermittence dans la production électrique européenne et donc à terme mettent en péril la stabilité du réseau électrique.

Par conséquent une nouvelle question se pose : un réseau électrique autonome peut-il supporter une part de plus en plus grande de production électrique fatale ? La réponse étant probablement plus proche du non que du oui, pour conserver la stabilité du réseau électrique et faire en sorte que le courant soit disponible au moment où l'on en a besoin et pas seulement quand les conditions météorologiques l'auront décidé (ceci est vrai aussi pour le solaire photovoltaïque), des moyens de production pilotables doivent subsister. C'est la raison pour laquelle la baisse du nucléaire dans le mix électrique français est sans cesse différée dans le temps (et sa baisse fera mécaniquement monter l'intensité carbone de l'électricité par recours à des centrales thermiques pilotables) ; c'est également la raison pour laquelle l'Allemagne conserve ces centrales thermiques au charbon et au gaz, et donc la même intensité carbone de l'électricité (ainsi que les mêmes émissions de particules fines), indépendamment des annonces politiques. L'affrontement entre les idéologies et les lois de la physique aboutit toujours au même résultat, il n'y a que perte de temps, d'argent et d'énergie avant son issue finale.

Remerciements

Nous remercions le Réseau de Transport de l'Électricité (RTE) et le Centre Européen des Prévisions Météorologiques à Moyen Terme (CEPMMT) pour la fourniture des données indispensables à l'élaboration de cette étude.

Bibliographie

- Correia J.M., Bastos A., Brito M.C., Trigo R.M., 2017. The influence of the main large-scale circulation patterns on wind power production in Portugal. *Renewable Energy*, 102, 214-223.
- Flocard H., & Pervès J.P., 2012. Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest. URL : <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/intermittence-et-foisonnement>
- IEA, 2019. World Energy Outlook 2019. IEA, Paris. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>