



Le réseau  
de transport  
d'électricité

# ÉVOLUTION DU FACTEUR DE CHARGE ÉOLIEN

OCTOBRE 2024

# Évolution du facteur de charge éolien

2024

## 1. Introduction

Le facteur de charge fournit une indication de la puissance produite par les turbines éoliennes par rapport à la puissance installée, à un instant donné ou en moyenne sur une certaine période. Cet indicateur revêt un intérêt particulier pour les acteurs du système électrique : d'une part, le coût de production d'une installation et donc sa rentabilité

dépendent du facteur de charge ; d'autre part, pour une puissance installée donnée, le dimensionnement du système électrique et les coûts associés (production, réseau, flexibilités...) varient selon le facteur de charge des génératrices éoliennes. Ce document présente une analyse des évolutions du facteur de charge éolien au cours du temps.

## 2. Quels sont les paramètres qui influencent le facteur de charge ?

Les principaux paramètres qui influencent la puissance produite par une turbine éolienne, et donc son facteur de charge, sont la vitesse du vent (au cube, ce qui amplifie l'effet de ce facteur), la surface balayée par les pales de l'éolienne et la densité de l'air. Cette dernière diminue quand la température ou l'altitude augmentent. La vitesse du vent est en général plus élevée en s'éloignant du sol, parce

que l'air n'est plus freiné par les obstacles (végétation, habitations, etc.) : c'est pourquoi des turbines caractérisées par des hauteurs de mât plus importantes ont tendance à présenter des meilleures performances. Une augmentation de la longueur des pales permet également d'améliorer la performance des éoliennes grâce à l'augmentation de la surface balayée par le rotor.

### 3. Comment a évolué le facteur de charge du parc éolien en France ?

Le facteur de charge moyen du parc éolien en France a montré une certaine variabilité au cours de la dernière décennie, allant d'un minimum de 21,8 % en moyenne sur l'année 2017 à un

maximum de 26,6 % en 2020, année particulièrement favorable. Il ne montre pas de tendance bien définie.

Figure 1 : Facteur de charge moyen annuel observé pour l'ensemble du parc éolien terrestre en France (données RTE)

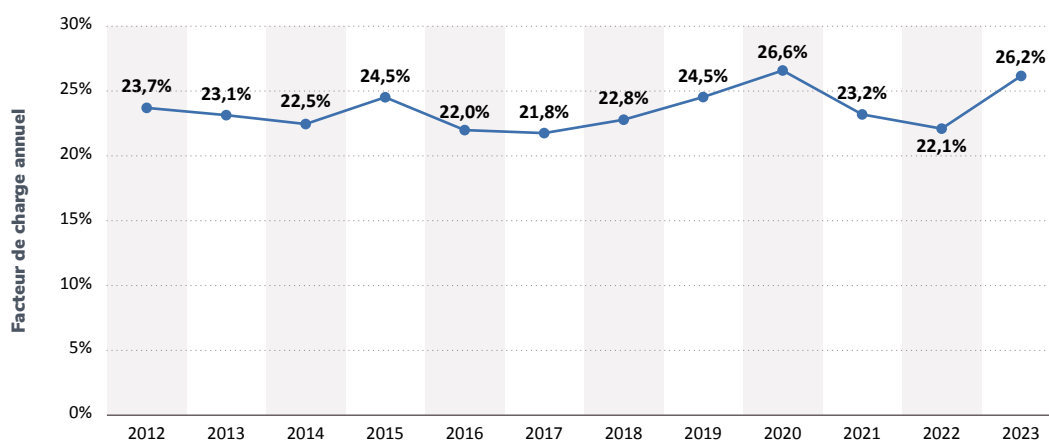
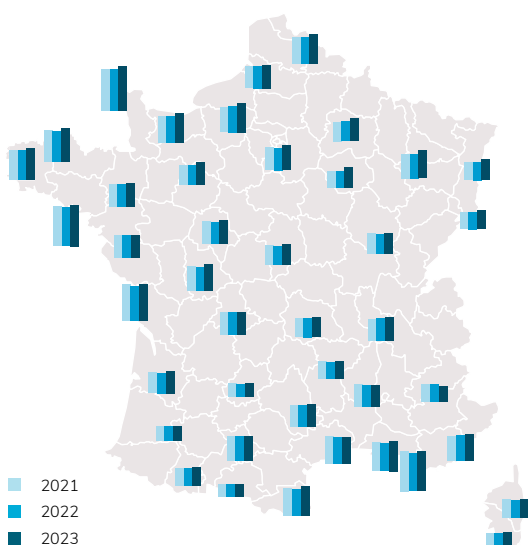


Figure 2 : Variation du vent annuel moyen pour une sélection de stations météorologiques en France, sur les trois dernières années



Les variations de facteur de charge au cours du temps sont le résultat de la combinaison de plusieurs effets :

- l'effet des conditions météorologiques, en particulier de la vitesse du vent, qui peuvent varier de manière significative d'une année sur l'autre. Celles-ci influencent fortement le facteur de charge.
- des éventuels effets liés aux améliorations technologiques des installations.
- la variation de la distribution géographique des sites et donc la variation du potentiel éolien exploitable (vitesses de vent « vues » par les sites en moyenne).

Une analyse plus approfondie est nécessaire pour séparer ces effets (voir parties 4 et 5).

## 4. De quelles améliorations technologiques ont bénéficié les éoliennes au cours des dernières années ?

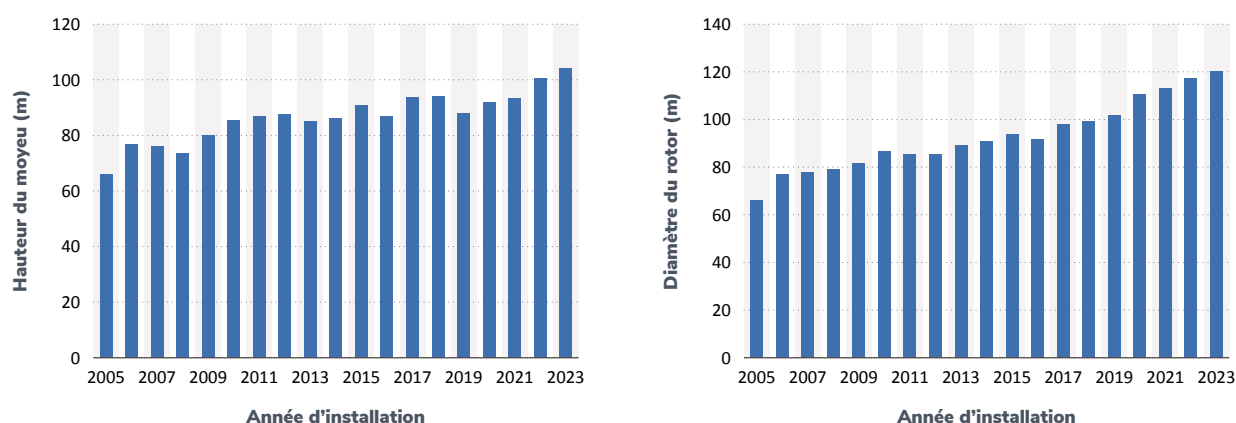
Au fil du temps, les turbines éoliennes installées en France ont connu des améliorations visant à augmenter la production d'énergie et le facteur de charge : ces améliorations ont principalement concerné la hauteur des mâts et le diamètre du rotor.

La hauteur des mâts ne montre plus de progression significative sur les dernières années en France (Figure 3). Même si le diamètre du rotor a continué de progresser, afin d'améliorer le rendement des éoliennes tout en limitant leur hauteur totale, l'augmentation du diamètre du rotor à hauteur de moyeu constant est par nature limitée, ce qui contraint les possibilités d'amélioration du rendement via ce choix de dimensionnement. De ce fait, la puissance moyenne des éoliennes installées en France en 2023 (environ 3,6 MW) reste inférieure à celle observée dans la plupart des pays européens, pour lesquels les puissances dépassent souvent les 4 MW en moyenne (jusqu'à 6,0 MW en Finlande et 5,9 MW aux Pays-Bas)<sup>1</sup>, grâce notamment à des hauteurs de mât plus élevées.

D'autres avancées technologiques, sur la chaîne de conversion de l'énergie mécanique en électrique ou sur l'aérodynamisme des pales par exemple, ont pu permettre des améliorations du facteur de charge qui sont néanmoins de second ordre par rapport à celles évoquées plus haut.

Les puissances nominales ont également évolué à la hausse ces quinze dernières années, du fait de l'augmentation du diamètre des rotors (et donc de la surface balayée). Pour les éoliennes les plus récentes, on peut observer des ratios entre la surface balayée et la puissance unitaire (« toilage ») plus élevés en moyenne que pour les éoliennes plus anciennes, ce qui permet d'optimiser le facteur de charge, toutes choses égales par ailleurs. Cependant, ce ratio semble aujourd'hui stagner pour les dernières éoliennes produites dans le monde<sup>3</sup>. Un grand nombre d'experts s'attendent à ce qu'il reste stable pour les nouvelles éoliennes produites d'ici à 2035<sup>4</sup>.

Figure 3 : Évolution de la hauteur de mât (gauche) et du diamètre du rotor (droite) en France, en fonction de l'année d'installation<sup>2</sup>



1. WindEurope, *Wind energy in Europe*, 2023

2. Informations disponibles pour 51 % de la puissance installée en ce qui concerne la hauteur du moyeu et 81 % en ce qui concerne le diamètre du rotor. Il s'agit d'une moyenne concernant toutes les années affichées. La disponibilité des informations peut varier d'une année sur l'autre.

3. U.S. Department of energy, *Land-Based Wind Market Report: 2023 Edition*, 2023

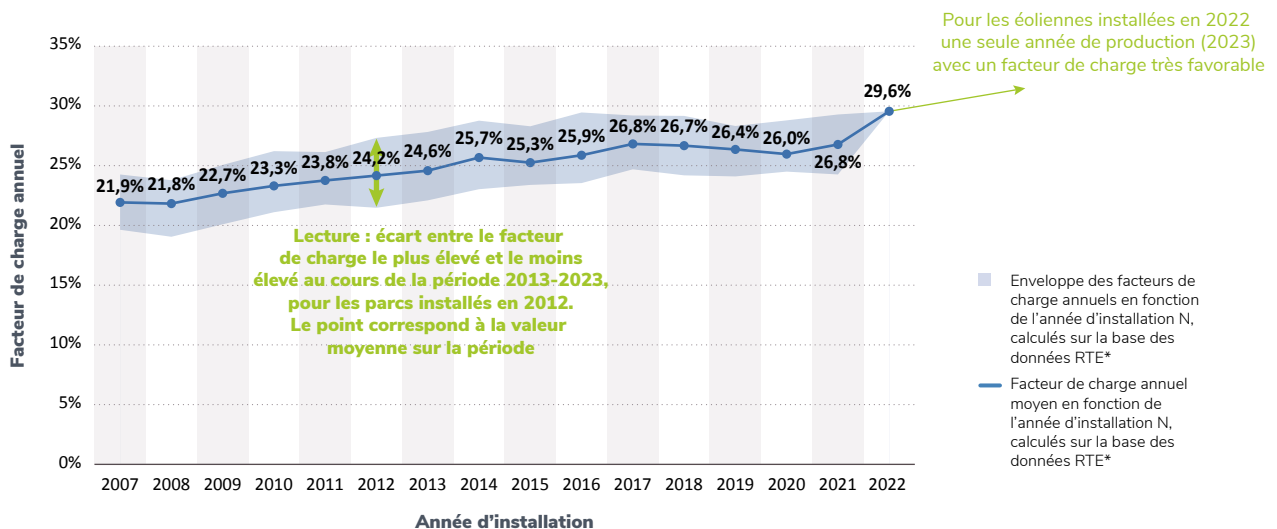
4. Wiser, R., Rand, J., Seel, J. et al., *Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050*, Nature Energy, 2021. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00810-z>

## 5. Quel a été l'effet des améliorations technologiques des éoliennes sur le facteur de charge ?

Une analyse du facteur de charge des éoliennes en fonction de leur année d'installation<sup>5</sup> peut fournir, en première approximation<sup>6</sup>, une évaluation des effets de ces améliorations technologiques survenues au fil du temps. Si les données de production du parc éolien en France (données RTE, Figure 4 et Figure 5), montrent une **amélioration du facteur de charge moyen au cours du temps jusqu'au milieu des années 2010, les facteurs de charge semblent se stabiliser ensuite**. Il est possible d'observer une nette hausse du facteur de charge pour les éoliennes installées en 2022, pour lesquelles la seule année de production considérée est l'année 2023, année très favorable pour la production éolienne (deuxième facteur de charge moyen le plus élevé des dix dernières années, voir Figure 1).

Ces tendances peuvent être comparées aux projections de facteur de charge publiées par l'IRENA<sup>7</sup> dans ses rapports annuels sur les coûts de production des technologies renouvelables<sup>8</sup>. Notamment, l'IRENA a communiqué un facteur de charge moyen oscillant entre 32 % et 34 % pour les projets éoliens mis en service entre 2020 et 2022 en France (contre 26 % pour les projets de 2010). Cependant, il est important de noter qu'il s'agit ici de valeurs estimées, sur la base des vitesses moyennes de vent attendues pour le site en question au cours de sa durée d'exploitation. Ces données sont communiquées par les développeurs, pour un échantillon relativement restreint de projets mis en service au cours de l'année considérée.

Figure 4 : Facteurs de charge en fonction de l'année d'installation



\* Données entre N+1 et 2023, où N est l'année d'installation. Cette dernière est exclue des calculs pour tenir compte des phases de test et de réglage.

5. L'année d'installation est exclue de l'analyse parce qu'elle est souvent caractérisée par un fonctionnement irrégulier (arrêts pour réglages, etc.) : pour les éoliennes installées en 2022, la seule année de production considérée est l'année 2023.

6. L'installation des éoliennes au cours du temps n'étant pas uniforme du point de vue de la ventosité des sites, les différences de facteur de charge entre une année et l'autre embarquent également cet effet.

7. International Renewable Energy Agency

8. « Renewable power generation costs in 2020 », « Renewable power generation costs in 2021 » et « Renewable power generation costs in 2022 », IRENA

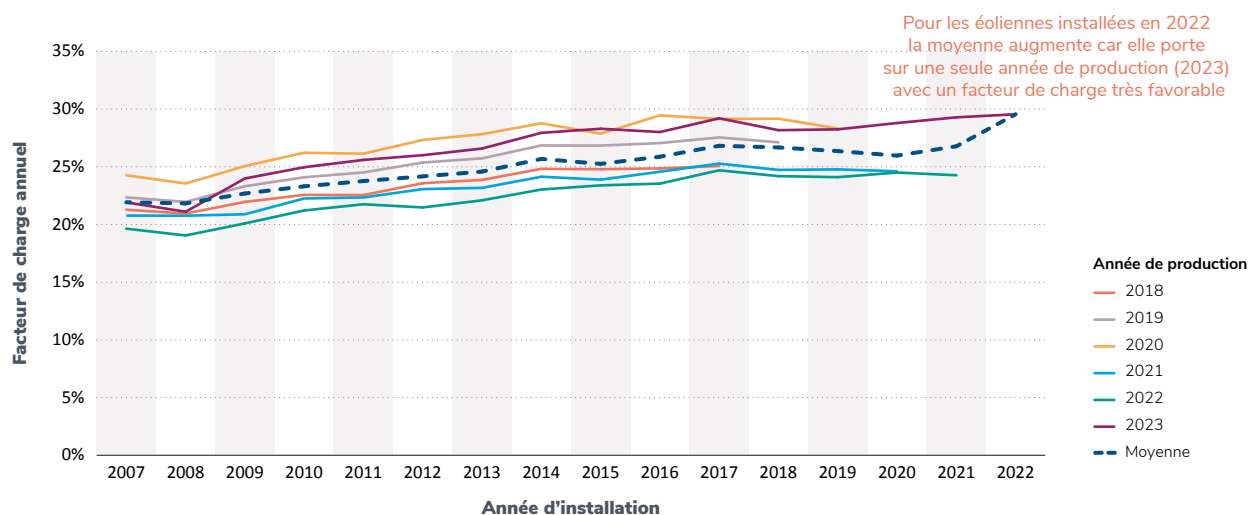
Si l'on considère le facteur de charge effectif, il est possible de distinguer plusieurs périodes :

- Les éoliennes installées **avant 2005** étant peu nombreuses, l'échantillon est trop restreint pour obtenir des conclusions pertinentes quant à l'évolution du facteur de charge par année d'installation.
- Le facteur de charge des éoliennes installées **entre 2005 et 2008** ne dépasse pas les 25 % en moyenne annuelle sur la période observée, même lors d'années particulièrement favorables comme 2020. Les facteurs de charge ne montrent pas de grandes variations au sein de ce groupe pour une année de production donnée, du fait de technologies relativement uniformes.
- Le facteur de charge s'améliore ensuite pour les éoliennes installées entre 2009 et 2014 voire 2017, toutes années de production confondues. Il vaut en moyenne 22,7 % pour les éoliennes installées en 2009 contre près de 25,7 % pour les éoliennes installées en 2014 et 26,8 % pour celles installées en 2017. La tendance haussière sur le facteur de charge s'explique par des améliorations technologiques significatives au cours de cette période, notamment concernant la taille des mâts et le diamètre des rotors.
- **Le facteur de charge des éoliennes installées sur les années les plus récentes semble se**

**stabiliser**, même si la disponibilité d'un nombre limité d'années de production rend nécessaire d'interpréter avec précaution la comparaison des facteurs de charge moyens des éoliennes les plus récentes avec ceux des plus anciennes.

L'année 2020, particulièrement favorable pour la production, est caractérisée par le facteur de charge le plus élevé pour les éoliennes installées au cours de toutes les années avant 2020, à l'exception des éoliennes installées en 2015, pour lesquelles le facteur de charge de l'année 2023 est légèrement supérieur (voir Figure 5). Le bas de l'enveloppe, d'autre part, est souvent représenté par l'année de production 2022. L'enveloppe n'est pas suffisamment étendue, en particulier pour les années d'installation les plus récentes, pour être représentative des vitesses de vent moyennes. Mais l'année 2020 ayant été la plus favorable des dix dernières, l'extrapolation du facteur de charge de cette année peut être considérée raisonnablement comme une borne supérieure pour un éventuel facteur de charge moyen. Même en considérant cette extrapolation, le facteur de charge moyen resterait bien en dessous du facteur de charge moyen anticipé par le rapport de l'IRENA cité précédemment en ce qui concerne les éoliennes installées ces dernières années en France.

Figure 5 : Facteur de charge moyen en fonction de l'année d'installation des éoliennes (abscisses), selon l'année de production (légende de droite)

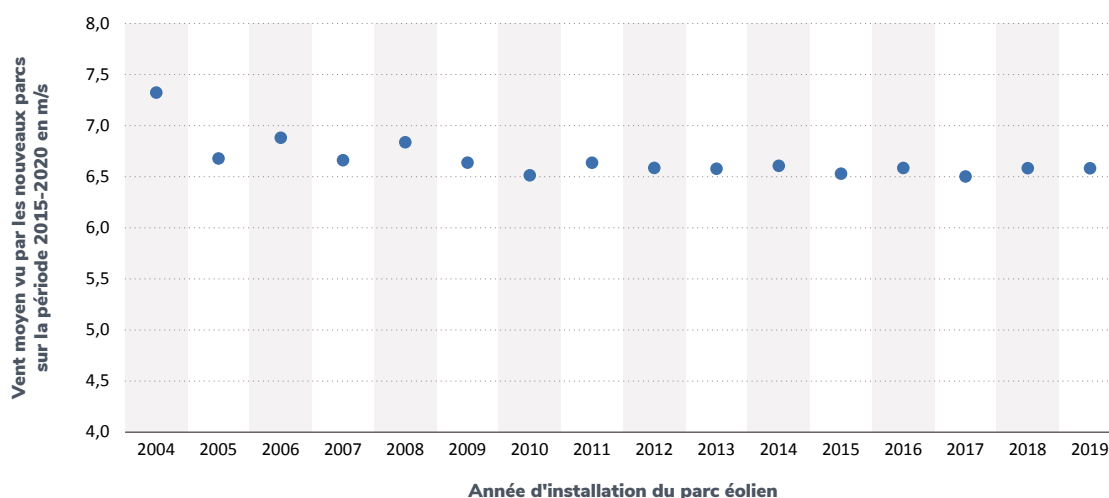


Une analyse statistique croisée des caractéristiques des éoliennes, des vitesses de vent au niveau des parcs de production et des années d'installation (permettant de prendre en compte d'autres améliorations technologiques hormis celles mentionnées), montre que la hauteur des mâts et le diamètre du rotor sont responsables en large partie des améliorations de facteur de charge observées avant 2014. Elles continuent à avoir un effet, toutes choses égales par ailleurs (c'est-à-dire pour une même vitesse de vent), pour les éoliennes installées après 2014. Cependant, puisque l'installation d'éoliennes plus hautes est corrélée à

des vitesses de vent plus faibles, elle peut être considérée comme étant au moins en partie une adaptation à des sites présentant des gisements moins favorables. C'est un phénomène également observé en Allemagne.<sup>9</sup>

Ainsi, d'une part, les technologies continuent aujourd'hui d'évoluer mais de manière plus marginale que par le passé. D'autre part, les parcs installés après 2010 sont soumis à des régimes de vents plus faibles en moyenne que ceux des parcs les plus anciens (installés avant 2008), avec une relative stagnation sur la dernière décennie.

**Figure 6 : Vitesses de vent moyennes à 100 m de hauteur vues par les nouveaux parcs en fonction de l'année d'installation (pour chaque année, le point correspond à la moyenne pondérée par la capacité installée des parcs<sup>10</sup>)**



9. D'après les rapports annuels de l'Association Allemande de l'Energie Eolienne « Factsheet : Status Onshore Wind Energy Development in Germany »

10. Les données sont obtenues en croisant la localisation géographique des parcs, lorsqu'elle est disponible, avec le vent moyen à 100 m de hauteur issue de la réanalyse COSMO-REA6 (valeur moyenne estimée sur une zone géographique).

## 6. Conclusion

Les variations de facteur de charge au cours du temps sont le résultat de la variabilité météorologique (variation des vitesses de vent) et, sur des échelles de temps plus longues, de l'évolution des technologies. Les améliorations technologiques, en particulier l'augmentation de la hauteur des mâts et de la taille des rotors, ont notamment permis une légère augmentation des facteurs de charge

des éoliennes installées en France entre la fin des années 2000 et la première moitié des années 2010, permettant au facteur de charge moyen de passer d'environ 22 % pour les éoliennes installées en 2007 à 27 % pour les éoliennes installées en 2017. En revanche, pour les éoliennes installées depuis, les facteurs de charge semblent se stabiliser.