

Mémoire présenté devant l'ENSAE Paris
pour l'obtention du diplôme de la filière Actuariat
et l'admission à l'Institut des Actuaire
le 09/03/2023

Par : **Iris Guezennec**

Titre : **Mise en place d'une assurance paramétrique pour garantir la rentabilité d'un parc éolien**

Confidentialité : NON OUI (Durée : 1 an 2 ans)

Les signataires s'engagent à respecter la confidentialité indiquée ci-dessus

*Membres présents du jury de la filière
Nom : Christian-Yann ROBERT*

*Entreprise : Sia Partners **SIAPARTNERS***

Signature :

Sia Partners
21 rue de Berri - 75008 PARIS
RCS Paris 423 507 730
SASU Capital 200 000€

*Membres présents du jury de l'Institut
des Actuaire*

Florence PICARD

Magali KELLE VIGON

Directeur du mémoire en entreprise :

Nom : Claire NICOLLE

Signature : 

**Autorisation de publication et de
mise en ligne sur un site de
diffusion de documents actuariels
(après expiration de l'éventuel délai de
confidentialité)**

Secrétariat :

Signature du responsable entreprise



Bibliothèque :

Signature du candidat



Résumé

Les producteurs d'énergie éolienne sont régulièrement soumis à des baisses de production dues à la tendance baissière de la vitesse des vents dans le monde. Ils font face à deux inconvénients majeurs de l'énergie éolienne : son intermittence et la forte volatilité du vent. Effectivement lors de vents violents, l'éolienne peut être mise à l'arrêt par mesure de sécurité afin d'éviter une usure prématurée de ses composants. Lors de vents très faibles, cette dernière peut produire de l'électricité mais en quantité moindre. Cela s'explique par le fait que l'énergie éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.

Les entreprises météo-sensibles sont donc enclin à se tourner davantage vers des gestions alternatives et innovantes des risques climatiques, comme les produits d'assurance paramétrique. En effet, ce type de produit semble être une solution adaptée face aux conséquences financières des aléas climatiques. Il s'appuie sur un indice objectif et mesurable, le plus souvent météorologique, très corrélé aux pertes réelles.

Le producteur d'énergie éolienne doit pouvoir assurer ses pertes énergétiques et financières afin de garantir la continuité de son activité dans un contexte où l'on observe de nombreux changements climatiques. Une bonne connaissance du vent et de la production d'énergie est primordiale pour les assureurs pour pouvoir tarifer et indemniser. L'optimisation de la maille de temps des données à une maille suffisamment fine et représentative du risque est également une préoccupation pour l'assureur.

C'est pourquoi nous modéliserons la vitesse des vents en France à l'aide des données ERA5-Land à différentes mailles temporelles et des projections climatiques CORDEX. Puis nous simulerons des scénarii de production énergétique afin d'évaluer les rendements potentiels des producteurs.

Mots-clés : Assurance paramétrique ; Eoliennes ; Modélisation des vitesses de vent ; Production énergétique ; Perte de rendement ; Changements climatiques ; Granularité des données.

Abstract

Wind energy producers are regularly subject to production decreases due to the downward trend in wind speeds around the world. They face two major disadvantages of wind energy: its intermittency and the high volatility of the wind. Indeed, during strong winds, the wind turbine can be stopped as a safety measure to avoid premature wear of its components. During very weak winds, this last one can produce electricity, but in smaller quantities. This is due to the fact that the wind energy is proportional to the cube of the wind speed.

Weather-sensitive companies are therefore inclined to turn more towards alternative and innovative management of climate risks, such as parametric insurance products. Indeed, this type of product seems to be an appropriate solution to the financial consequences of climatic hazards. It is based on an objective and measurable index, most often meteorological, very correlated to the real losses.

The wind energy producer should be able to insure its energy and financial losses in order to guarantee the continuity of its activity in a context where we observe many climatic changes. A good knowledge of wind and energy production is essential for insurers to rate and bear the cost of loss of production. The optimization of the time grid of the data at a sufficiently fine and representative of the risk is also a concern for the insurers.

This is why we will model the wind speed in France by using ERA5-Land data at different time grids and CORDEX climate projections. Then we will simulate energy production scenarios in order to evaluate the potential yields of producers.

Keywords : Parametric Insurance; Wind Turbines; Wind speed Modeling; Energetic Production; Loss of income; Climate change; Granularity of the data.

Note de synthèse

Introduction

Le vent est une ressource d'énergie volatile et non pilotable par l'Homme. Les éoliennes sont des infrastructures qui ne produisent de l'énergie qu'une fois que les vitesses de vent ont dépassé la vitesse de démarrage. Leurs puissances augmentent proportionnellement au cube de la vitesse du vent, jusqu'à ce que la vitesse de vent excède la vitesse d'arrêt. Ainsi, toutes les intermittences cumulées sur un an affectent le niveau de production d'électricité annuel et la recette que perçoit le producteur d'électricité par la revente de cette production.

L'**assurance paramétrique** ou assurance indicielle est un produit d'assurance qui se prête particulièrement bien au secteur de l'énergie puisqu'il couvre un panel de risques plus large que l'assurance indemnitaire traditionnelle, notamment la perte d'exploitation sans dommages matériels constatés. Ce type d'assurance repose à la fois sur un indice (variable quantitative, continue et facilement mesurable) et sur la survenance d'un événement déclenchant la garantie. Dès lors que l'indice dépasse le seuil d'indemnisation prédéfini ou *trigger*, l'indemnisation se déclenche et sa formule dépend de l'estimation de la perte subie par l'assuré en fonction du niveau de dépassement de l'indice.

L'enjeu du mémoire sera de constituer les éléments nécessaires à la conception d'une assurance paramétrique couvrant la perte de rendement annuel occasionnée par les intermittences d'une éolienne et par de faibles puissances résultant de vents faibles. On tentera de répondre à 3 problématiques :

- ▶ Comment **tarifer** une assurance paramétrique couvrant la perte de production d'énergie éolienne, sans avoir au préalable des données réelles de production d'électricité de parcs éoliens ?
- ▶ Quelle **granularité spatio-temporelle** des données doit-on utiliser pour déterminer *correctement* la volatilité des vents et de la production énergétique ?
- ▶ La **diversification géographique** du risque de manque et d'excès de vent est-elle possible en France ?

Sources de données

L'assurance paramétrique est une approche de l'assurance tournée essentiellement sur de la donnée. Afin de répondre aux exigences d'objectivité et de transparence de la donnée, nous nous appuyons sur 3 sources :

- ▶ Base de données *The Wind Power* recensant les caractéristiques des parcs éoliens en France (emplacement, nombre d'éoliennes, courbe de puissance...)
- ▶ Données de réanalyse **ERA5-Land** (vitesses du vent zonal et méridien) de 1991 à 2021
- ▶ **Projections climatiques** de vitesses de vent de surface obtenues à partir de **CMIP5** et **CORDEX**, extraites de 2018 à 2035 et qui suivent 3 scénarios du **GIEC** (**RCP 2.6**, **4.5** et **8.5**)

Grâce à la base de données *The Wind Power*, nous avons pu sélectionner 15 parcs éoliens *onshore* (à proximité de stations météorologiques) que l'on identifie en découpant la France en 4 zones :

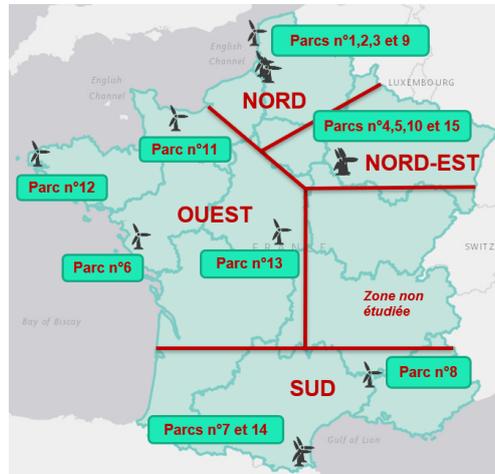


FIGURE 1 – Sélection de 15 parcs éoliens et découpage de la France en 4 zones

Produit d'assurance paramétrique & Hypothèses

Nous proposons un contrat d'assurance paramétrique propre à chaque producteur d'énergie gérant la production d'un des 15 parcs éoliens sélectionnés. Nous excluons donc la possibilité d'avoir des contrats de groupe.

La durée de ces contrats est d'un an : du 1er janvier au 31 décembre de l'année considérée. Ils sont renouvelables et renégociables chaque année. La couverture porte spécifiquement sur la volatilité des rendements annuels d'un producteur d'électricité due à deux risques : le **manque** et l'**excès de vent** au cours d'une année. Le but de l'assureur est de créer un indice représentatif du niveau de production annuelle des producteurs afin de leur assurer de recevoir un certain niveau de **chiffre d'affaires minimum chaque année**.

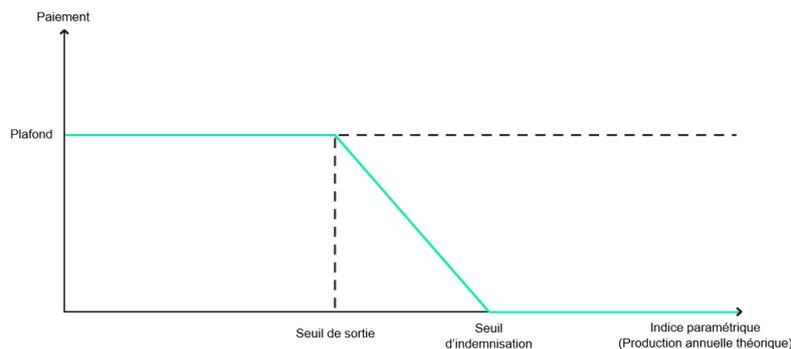


FIGURE 2 – Fonction de paiement

Le seuil d'indemnisation illustré sur la Figure 2 correspond au niveau de production totale minimale que doit atteindre un parc éolien à la fin de l'année assurée. On considèrera que toute production énergétique annuelle en-dessous de ce seuil ne permet pas de percevoir un rendement suffisant et que le non-dépassement de seuil implique systématiquement une indemnisation croissante avec l'écart constaté entre le seuil prédéfini et l'indice, dans la limite d'un plafond d'indemnisation. Notons que les seuils déterminés sont spécifiques à chaque parc éolien.

Ces contrats reposent sur les données de réanalyse ERA5-Land, soit sur des données de vitesses de vent moyennes horaires disponibles à **10 m ou 100 m** au-dessus de la surface du sol. Afin de passer des vitesses moyennes horaires à une production d'électricité théorique annuelle d'un parc éolien, l'assureur doit poser ses hypothèses fortes et les données doivent être soumises à des ajustements.

Tout d'abord, les vitesses de vent doivent être **extrapolées au niveau des moyeux** des éoliennes. Dans l'industrie éolienne, nous nous appuyons sur la *loi en puissance* censée représenter le profil vertical du vent. La formule proposée par G. Hellman (1916) [39] permet d'appliquer un coefficient de rugosité moyen α permettant de passer d'une vitesse mesurée hauteur h_r (notée V_r) à une vitesse à la hauteur du moyeu h (notée $V(h)$) :

$$V(h) = V_r \cdot \left(\frac{h}{h_r}\right)^\alpha \quad (1)$$

Une fois les vitesses de vent ajustées, l'assureur s'appuie sur les puissances **théoriques** (en kilowatt) correspondantes via une interpolation sur la **courbe de puissance**. Effectivement, la courbe doit représenter la relation qui existe entre les vitesses de vent à la hauteur du moyeu (cf. norme IEC 61400-12-1) et la puissance que délivre la turbine. L'assureur détermine donc la production théorique annuelle en multipliant les différentes puissances horaires par le nombre de turbines composant chaque parc éolien puis en les additionnant sur un an.

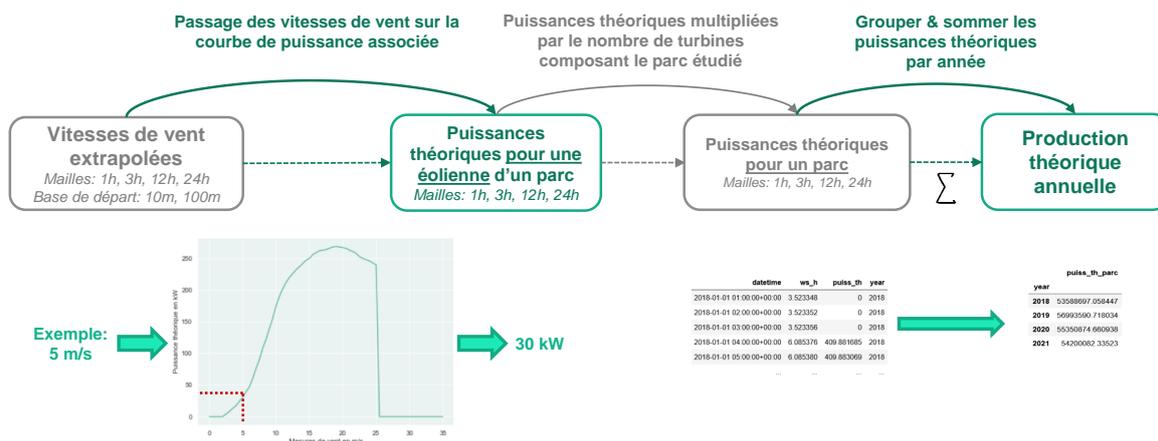


FIGURE 3 – Passage des vitesses de vent aux productions énergétiques annuelles

L'assureur exclut un ensemble de pertes d'énergie puisqu'il suppose que les parcs éoliens choisis sont implantés sur des terrains plats, entourés de peu d'obstacles et dont les caractéristiques sont similaires à celles retrouvées lors de la construction d'une courbe de puissance. Les effets de sillage ne sont pas étudiés puisqu'on considère que chaque éolienne d'un même parc fait face à des vitesses de vent identiques. Il émet également l'hypothèse que chaque éolienne des 15 parcs étudiés possède un dispositif d'orientation des vents permettant au rotor de toujours être situé perpendiculairement à la direction du vent et de s'adapter instantanément aux variations de la direction du vent.

Les productions énergétiques théoriques annuelles obtenues à partir des données ERA5-Land apparaissent être de bons *proxies* des productions énergétiques "réelles" annuelles. En effet, il existe de nombreux problèmes de mesures de la production réelle d'une éolienne lorsqu'on s'appuie sur les données de vitesses de vent directement sur site. Il peut suffire d'un mauvais calibrage de la puissance réelle, de panne de matériels ou encore des effets de turbulence pour entraîner des erreurs de mesure.

Le jeu de données ERA5-Land a été extrait à la maille horaire sur un historique de 31 années. L'indice est donc construit à partir des **31 productions théoriques annuelles**.

Toutefois, les assureurs préfèrent agréger les données horaires pour réduire le temps de calcul. Nous étudierons, dans le cadre de la deuxième problématique, les écarts observés (heures d'arrêt, variabilités, primes pures...) entre les différentes mailles temporelles : **1h, 3h, 12h et 24h**¹.

Les étapes résumées sur la Figure 3 sont donc effectuées pour 8 séries temporelles de vitesses de vent² pour chaque parc. Ainsi selon la série temporelle utilisée par l'assureur, le producteur peut être plus ou moins indemnisé.

Lorsque la production théorique annuelle ne dépasse pas le seuil d'indemnisation (Figure 2), l'assuré se voit rembourser le coût qu'engendre la différence entre ce seuil que sa production n'a pas atteint à la fin de l'année et l'indice. Cette différence multipliée par le prix de revente d'électricité (fixé à 0,082€/kWh [26]) correspond à son indemnisation. Ainsi en additionnant sa production théorique et l'indemnisation, l'assuré devrait en théorie toucher le chiffre d'affaires annuel minimum.

$$CA_t = \begin{cases} 0,082 \cdot P_t & \text{si } P_t \geq S_t. \\ 0,082 \cdot P_t + I_t & \text{si } P_t < S_t. \end{cases} \quad (2)$$

où

$$I_t = (S_t - P_t) \cdot 0,082 \quad (3)$$

où à la date t : CA_t est le chiffre d'affaires annuel en €, 0,082 est le prix moyen de rachat d'électricité en €/kWh, P_t est la production théorique annuelle en kWh, S_t est le seuil d'indemnisation et I_t est le montant d'indemnisation.

Tarifications

Avant d'établir une méthode de tarification pour ce produit d'assurance paramétrique, des études préalables ont été réalisées (**variabilités** et **tendances** des vitesses de vent au cours des 31 années d'historique, **quantiles** associés aux différentes productions théoriques annuelles passées...).

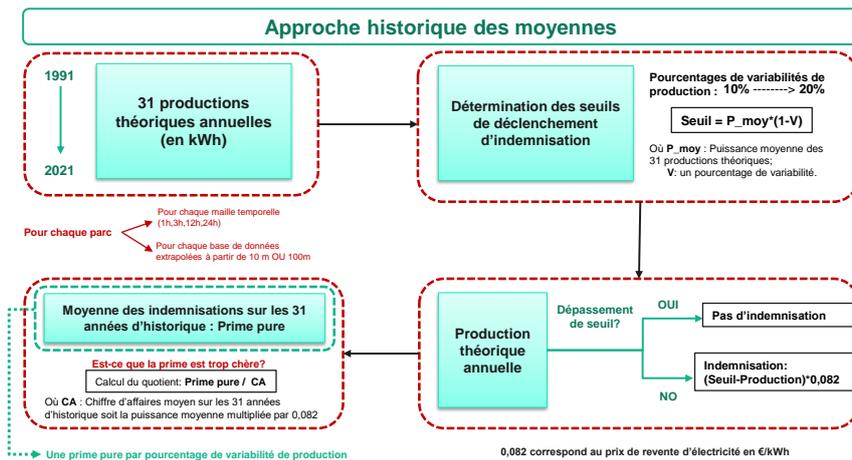


FIGURE 4 – Schéma de l'approche historique de tarification

1. Les données à la maille 3h correspondent aux moyennes simples sur 3 mesures consécutives d'ERA5-Land.
2. Chaque parc est associé à 8 séries temporelles de vitesses de vent correspondant aux différentes granularités de données en termes de mailles temporelles (1h, 3h, 12h, 24h) et de hauteur de référence h_r (10 m, 100 m) qu'on utilise pour l'extrapolation verticale à hauteur du moyeu.

- Approche historique

La première méthode de tarification repose sur les données de réanalyse passées d'ERA5-Land ajustées puis transformées en productions théoriques annuelles. Ainsi pour chaque parc et chaque granularité de série temporelle (hauteur h_r : 10 ou 100m ; maille : 1h, 3h, 12h ou 24h), nous pouvons déduire une **moyenne de production énergétique annuelle**. L'assuré souhaite se protéger contre la variabilité interannuelle de sa production énergétique et ne souhaite pas subir une variabilité dépassant $x\%$ de la production annuelle moyenne observée sur les 31 années d'historique.

En analysant parallèlement les données de vitesses de vent et les données de productions théoriques annuelles, nous avons fixé pour l'ensemble des parcs des **seuils d'indemnisation** (notés S) compris entre 10% et 20% de leur production théorique annuelle moyenne.

$$S = P_{moy} * (1 - V) \quad (4)$$

où V est le pourcentage de variabilité de production annuelle et P_{moy} est la moyenne des 31 productions théoriques annuelles.

Une fois les seuils d'indemnisation fixés, nous pouvons repérer les années où il n'y a pas de dépassements de seuil et effectuer la **moyenne des indemnisations** pour établir la prime pure. Cette méthode se rapproche de l'approche "fréquence-coût" que nous pouvons retrouver en assurance traditionnelle.

- Intégration des projections climatiques

La deuxième méthode de tarification repose sur une partie des données passées (ERA5-Land) et sur une partie des **prévisions futures des vitesses de vent** dérivés des modèles de circulation générale (GCM) participant à la phase **CMIP5** et des modèles climatiques régionaux (RCM) de l'expérience **CORDEX**. Ces prévisions ou simulations sont issues de **3 scénarios RCP du GIEC** : 2.6, 4.5 et 8.5.

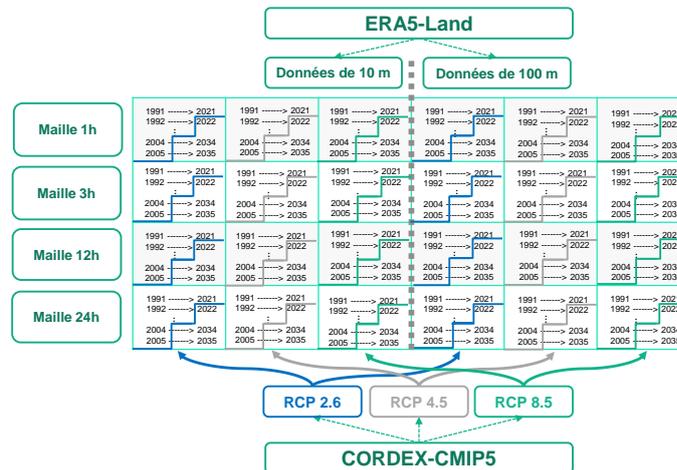


FIGURE 5 – Schéma des 31 années possibles de production utilisées dans la première étape de tarification

Avec cette méthode, on fait varier les données de vitesses de vent sur lesquelles repose la construction de l'indice. En décalant la fenêtre temporelle sur laquelle nous calculons les 31 productions énergétiques de référence, nous pouvons juger de l'**homogénéité** des primes pures.

En intégrant une dimension prédictive à la première méthode, l'assureur peut ainsi comparer les primes pures selon les différents scénarios du **GIEC** et juger de la qualité des primes pures obtenues avec des mailles temporelles très agrégées.

A titre de remarque, ces méthodes de tarification font l'hypothèse qu'il est mieux d'utiliser directement les *mesures* de vitesses de vent ou des *simulations* futures réalisées par des experts du climat, plutôt que de tenter de les simuler par des modèles prédictifs souvent bien trop simples comparativement à la complexité de prévision du vent.

Résultats

Chaque étape de la vitesse des vents jusqu'à la détermination de la production énergétique annuelle peut induire des erreurs. C'est pourquoi, nous avons comparé les résultats obtenus à chaque étape pour les différentes séries temporelles.

Pour résumer, la maille 3h semble être un bon compromis entre **précision** des données pour identifier les périodes de manque ou d'excès de vent et **agrégation** des données pour réduire le temps de calcul de l'assureur. Les mailles 12h et 24h semblent avoir un tout autre comportement en termes de déclenchement d'indemnisation que la maille horaire. Ce mémoire rend compte de la difficulté à choisir la bonne granularité des données pour construire un indice en assurance paramétrique.

Le caractère **volatil** du vent est réellement un souci pour l'assureur puisque les prévisions sont généralement calculées sur une dizaine de jours et puisque les projections climatiques ne sont pas régulièrement mises à jour. Il semblerait qu'on assiste à une tendance baissière des vitesses de vent dans la quasi-totalité de la France avec les dernières données de réanalyse alors que certaines projections climatiques suivent une tendance haussière au niveau de certains points géographiques.

Bien que les moyennes autour desquelles fluctuent les vitesses de vent soient stables dans le temps, la **variabilité du vent est propre à chaque année et à chaque parc**. Soulignons qu'avec les données de réanalyse ERA5-Land, les indemnisations pour un pourcentage de variabilités de 20% sont globalement exceptionnelles tandis que ceux pour un pourcentage de 10% sont réguliers. Tout l'enjeu de ce type de produit d'assurance est de bien définir les seuils d'indemnisation à proposer à l'assuré.

Autres perspectives d'étude

La **diversification géographique** interroge. En effet, la France est constituée de différentes régions qui ont des profils de vent similaires et donc non diversifiables. Tandis que certaines régions, notamment la région Provence, se démarquent des autres par une tendance haussière des vents. A l'issue de l'étude menée, la diversification géographique en France existe mais reste limitée. Il est nécessaire de bien choisir le seuil d'indemnisation de chaque parc éolien assuré, mais également d'examiner leurs variabilités passées et futures.

En conclusion, ce type de produit d'assurance paramétrique constitue une bonne base pour répondre aux besoins des producteurs d'énergie éolienne. Il s'agit néanmoins d'un contrat perfectible qui nécessite de soulever certaines hypothèses strictes afin de se rapprocher des conditions vérifiables dans la réalité.

Par exemple, une des principales limites concerne la détermination de la production théorique aux différentes mailles temporelles souhaitées. En effet dans la réalité, il faudrait effectuer un décalage de la courbe de puissance (fournie par le constructeur de la turbine) pour obtenir des puissances exclusives aux conditions météorologiques de chaque parc, mais également appliquer des *coefficients de pénalisation* pour tenir compte des effets de sillage et du temps d'ajustement des éoliennes aux variations de direction du vent.

Executive Summary

Introduction

Wind is a volatile energy resource that cannot be controlled by humans. Wind turbines are infrastructures that only produce energy once the wind speed exceeds the cut-in speed. Their power increases proportionally to the cube of the wind speed, until the wind speed exceeds the cut-out speed. Thus, all the intermittencies accumulated over a year affect the annual level of electricity production and the revenue that the electricity producer receives from the resale of this production.

Parametric insurance is an insurance product that lends itself particularly well to the energy sector, since it covers a wider range of risks than traditional indemnity insurance, notably business interruption without material damage. This type of insurance is based both on an index (a quantitative, continuous and easily measurable variable) and on the occurrence of an event that triggers the guarantee. As soon as the index exceeds the predefined indemnity threshold or *trigger*, the indemnity is triggered and its formula depends on the estimate of the loss suffered by the insured as a function of the level of excess of the index.

The challenge of the actuarial thesis will be to provide the necessary elements for the design of a parametric insurance covering the annual yield loss caused by the intermittency of a wind turbine and by low power resulting from weak winds. We will try to answer to 3 problems:

- ▶ How to **price** a parametric insurance covering the loss of wind energy production, without having beforehand real data of electricity production of wind farms?
- ▶ What **spatio-temporal granularity** of data should be used to *properly* determine wind and energy production volatility?
- ▶ Is the **geographical diversification** of the risk of lack and excess of wind possible in France?

Data manipulated

Parametric insurance is a data-driven approach to insurance. In order to meet the requirements of objectivity and transparency of the data, we rely on 3 sources:

- ▶ *The Wind Power* database listing the characteristics of wind farms in France (location, number of turbines, power curve ...)
- ▶ **ERA5-Land** reanalysis data (zonal and meridional wind speeds) from 1991 to 2021
- ▶ **Climate projections** of surface wind speeds obtained from **CMIP5** and **CORDEX**, extracted from 2018 to 2035 and following 3 **IPCC** scenarios (**RCP** 2.6, 4.5 and 8.5)

Thanks to *The Wind Power* database, we were able to select 15 wind farms *onshore* (near meteorological stations) that we identify by dividing France into 4 zones:

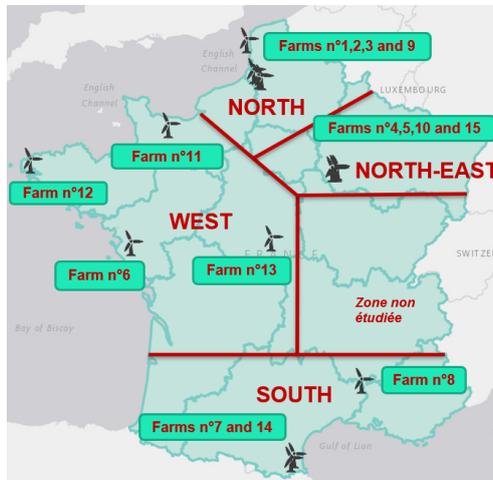


Figure 6 – Selection of 15 wind farms and division of France into 4 zones

Parametric Insurance Product & Assumptions

We propose a parametric insurance contract specific to energy producer managing the production of one of the 15 selected wind farms. We therefore exclude the possibility of having group contracts.

The duration of these contracts is one year : from 1st January to 31st December of the year in question. They are renewable and renegotiable each year. The coverage specifically addresses the volatility of an electricity producer's annual yields due to two risks: **low wind** and **strong wind** over a year. The goal of the insurer is to create an index representative of the annual energetic production of the producers in order to ensure that they receive a certain level of **minimum revenue each year**.

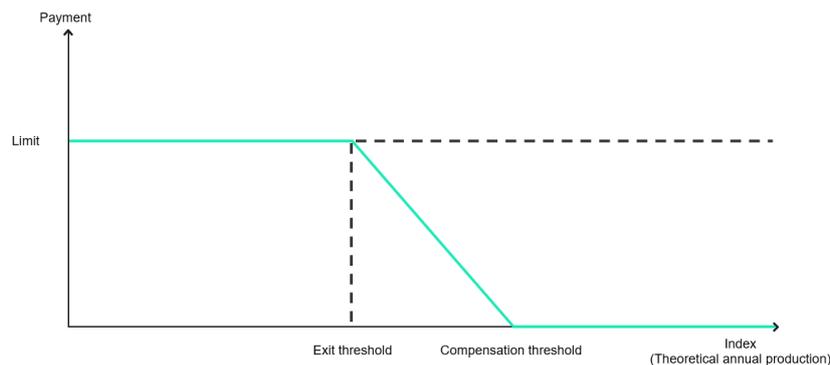


Figure 7 – Payment function

The indemnity threshold shown in Figure 7 is the minimum total production level that a wind farm must achieve by the end of the insured year. It will be considered that any annual energy production below this threshold does not allow to perceive a sufficient return and that the non-exceedance of the threshold systematically implies an increasing compensation with the difference between the predefined threshold and the index, within the limit of a compensation cap. Note that the thresholds determined are specific to each wind farm.

These contracts are based on the ERA5-Land reanalysis dataset, which represents hourly average wind speed data available at **10 m or 100 m** above the ground surface. In order to move from hourly average speeds to a theoretical annual electricity production of a wind farm, the insurer has to take strong assumptions and the data should be adjusted.

First, the wind speeds must be **extrapolated at the hub height** of the wind turbines. In the wind industry, we rely on the *power law* supposed to represent the vertical profile of the wind. The formula proposed by G. Hellman (1916) [39] allows to apply an average roughness coefficient α allowing to pass from a speed measured at the height h_r (noted V_r) to a speed at the hub height h (noted $V(h)$) :

$$V(h) = V_r \cdot \left(\frac{h}{h_r}\right)^\alpha \quad (5)$$

Once the wind speeds are adjusted, the insurer relies on the corresponding **theoretical** power (in kilowatts) thanks to the interpolation on the **power curve**. Indeed, the curve represents the relationship between the wind speeds at hub height (see IEC 61400-12-1) and the power delivered by the turbine. The insurer determines the theoretical annual production by multiplying the different hourly powers by the number of turbines in each wind farm and then adding them up over a year.

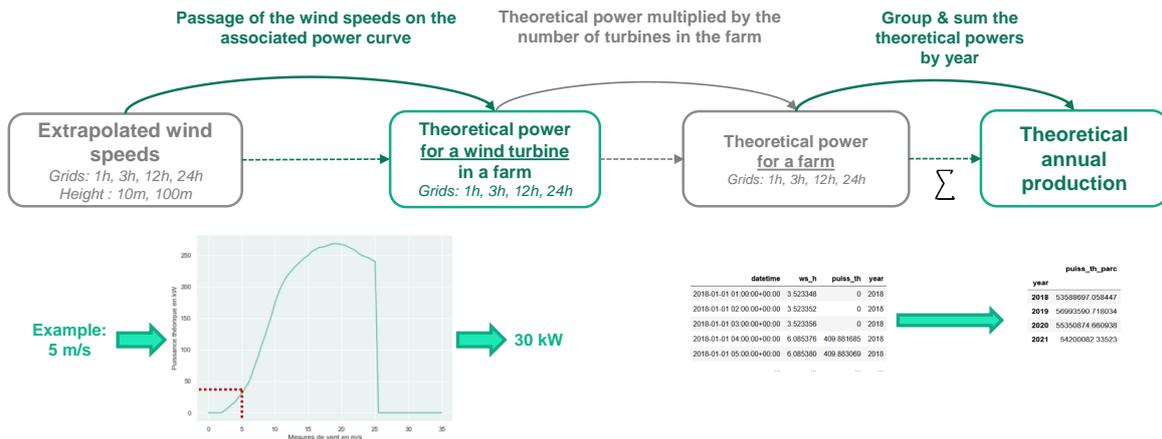


Figure 8 – Transition from wind speeds to annual energy production

The insurer excludes a set of energy losses since he assumes that the selected wind farms are located on flat terrain, surrounded by few obstacles and whose characteristics are similar to those found in the construction of a power curve. Wake effects are not studied since it is assumed that each wind turbine in the same farm faces identical wind speeds. It is also assumed that each wind turbine in the 15 wind farms studied has a wind orientation device that allows the rotor to always be perpendicular to the wind direction and to instantly adapt to variations in wind direction.

The ERA5-Land dataset was extracted at the hourly grid over a 31-year history. The index is therefore constructed from the **31 annual theoretical productions**.

However, insurers prefer to aggregate hourly data to reduce computation time. In the second problem, we will study the observed differences (hours of downtime, variability, pure premiums, etc.) between the different time grids: **1h, 3h, 12h and 24h**¹.

1. The 3-hour grid corresponds to the simple averages over 3 consecutive measurements of ERA5-Land.

The steps summarized in Figure 8 are therefore performed for 8 wind speed time series¹. Thus, depending on the time series used by the insurer, the producer may be compensated more or less.

When the theoretical annual production does not exceed the compensation threshold (Figure 8), the insured is reimbursed by the cost of the difference between this threshold, which his production did not reach at the end of the year, and the index. This difference multiplied by the resale price of electricity (fixed at 0,082€/kWh [26]) corresponds to its compensation. Thus by adding his theoretical production and the compensation, the insured should in theory receive the minimum annual turnover.

$$CA_t = \begin{cases} 0,082 \cdot P_t & \text{if } P_t \geq S_t. \\ 0,082 \cdot P_t + I_t & \text{if } P_t < S_t. \end{cases} \quad (6)$$

where

$$I_t = (S_t - P_t) \cdot 0,082 \quad (7)$$

where at date t: CA_t is the annual turnover in €, 0,082 is the average feed-in tariff in €/kWh, P_t is the theoretical annual production in kWh, S_t is the compensation threshold and I_t is the compensation amount.

Pricing

Before establishing a pricing method for this parametric insurance product, preliminary studies were carried out (**variabilities** and **trends** of wind speeds over the 31 years of history, **quantiles** associated with the various past annual theoretical productions...).

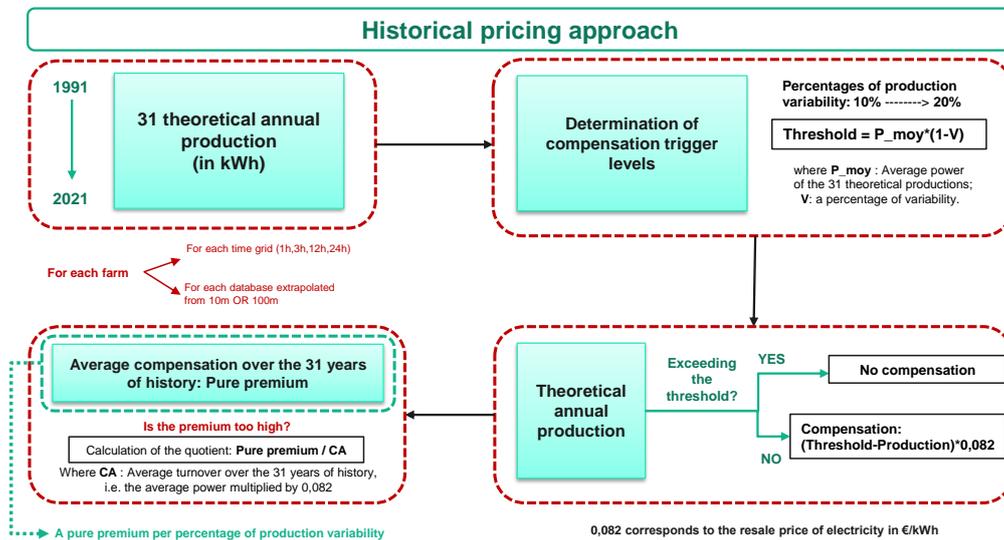


Figure 9 – Diagram of the historical pricing approach

1. Each wind farm is associated with 8 wind speed time series corresponding to different data granularities in terms of time grids (1h, 3h, 12h, 24h) and reference height h_r (10 m, 100 m) that are used for the vertical extrapolation at hub height.

- Historical pricing approach

The first pricing method is based on past ERA5-Land reanalysis data adjusted and then transformed into theoretical annual productions. Thus, for each wind farm and each time series granularity (height h_r : 10 or 100m; mesh size: 1h, 3h, 12h or 24h), we can derive an **average annual energy production**. The insured wishes to protect itself against the interannual variability of his energy production and does not wish to suffer a variability exceeding $x\%$ of the average annual production observed over the 31 years of history.

By analyzing wind speed data and theoretical annual production data in parallel, we set **compensation thresholds** (noted S) between 10% and 20% of their average theoretical annual production for all wind farms.

$$S = P_{moy} * (1 - V) \quad (8)$$

where V is the percentage of annual production variability and P_{moy} is the average of the 31 annual theoretical productions.

Once the indemnity thresholds are set, we can identify the years in which the thresholds are not exceeded and calculate the average of the indemnities to establish the pure premium. This method is similar to the "frequency-cost" approach that we can find in traditional non-life insurance.

- Integration of climate projections

The second pricing method is based on part of the past data (ERA5-Land) and part of the **future wind speed forecasts** derived from the General Circulation Models (GCM) participating in the **CMIP5** phase and from the Regional Climate Models (RCM) of the **CORDEX**. These forecasts or simulations are derived from **3 IPCC RCP scenarios**: 2.6, 4.5 and 8.5.

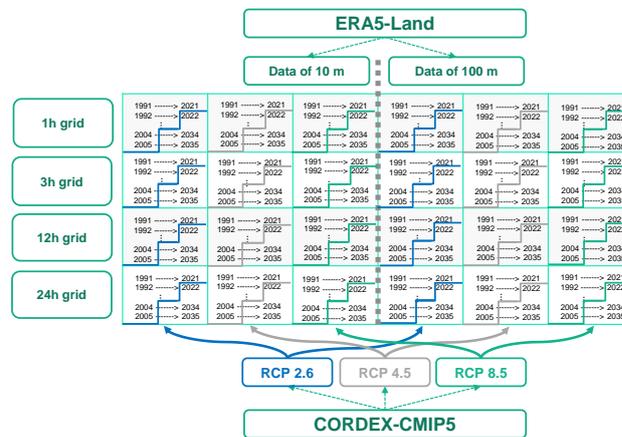


Figure 10 – Diagram of the 31 possible years of production used in the first pricing approach

With this method, we vary the wind speed data on which the index construction is based. By shifting the time window over which we calculate the 31 reference energy productions, we can judge the **homogeneity** of the pure premiums.

By integrating a predictive dimension to the first method, the insurer can thus compare the pure premiums according to the different **IPCC** scenarios and judge the quality of the pure premiums obtained with highly aggregated temporal grids.

As a side note, these pricing methods make the assumption that it is better to use wind speed *measurements* or future *simulations* made directly by climate experts, rather than attempting to simulate them by predictive models that are often far too simple compared to the complexity of wind forecasting.

Results

Each step from the wind speed measurement to the determination of annual energy production can induce errors. Therefore, we compared the results obtained at each step for the different time series.

To summarize, the 3-hour grid seems to be a good compromise between data **accuracy** to identify periods of lack or excess of wind and data **aggregation** to reduce the calculation time of the insurer. The 12- and 24-hour grids seem to have a completely different behavior in terms of compensation triggering than the hourly grid. This paper reports on the difficulty of choosing the right data granularity to build an index in parametric insurance.

The **volatile** nature of the wind is a real concern for the insurer since the forecasts are generally calculated over a period of ten days or so and since the climate projections are not regularly updated. It would seem that we are witnessing a downward trend in wind speeds in almost all of France with the latest reanalysis data, while some climate projections are following an upward trend at certain geographical points.

Although the averages around which wind speeds fluctuate are stable over time, the **variability of wind is specific to each year and each farm**. It should be noted that with the ERA5-Land reanalysis data, the compensations for a percentage of variability of 20% are globally exceptional while those for a percentage of 10% are regular. The challenge of this type of insurance product is to define the compensation thresholds to be offered to the insured person.

Other study prospects

The **geographical diversification** is questionable. Indeed, France is made up of different regions that have similar wind profiles and therefore cannot be diversified. While some regions, notably the Provence region, stand out from the others by an upward trend in wind speeds. At the end of the study, geographical diversification in France exists but remains limited. It is necessary to carefully choose the indemnity threshold for each insured wind farm, but also to examine their past and future variabilities.

In conclusion, this type of parametric insurance product provides a good basis for meeting the needs of wind energy producers. However, it is a perfectible contract that requires some strict assumptions to be made in order to get closer to the conditions that can be verified in reality.

For example, one of the main limitations concerns the determination of the theoretical production at the various desired time grids. In reality, it would be necessary to shift the power curve (provided by the turbine manufacturer) in order to obtain exclusive powers for the meteorological conditions of each wind farm, but also to apply *penalization coefficients* to take into account wake effects and the adjustment time of the wind turbines to the variations of wind direction.

Remerciements

Je remercie chaleureusement toutes les personnes qui ont contribué au suivi de mon stage et qui m'ont aidée pendant l'élaboration de mon mémoire d'actuariat.

J'adresse mes remerciements aux directeurs de l'Unité de Compétences *Actuarial & Quantitative Services* de SIA PARTNERS, Michaël DONIO, Ronan DAVIT et Pierre-Antoine MERLE, pour leur accueil et pour m'avoir laissée l'opportunité de travailler sur un sujet de mémoire novateur.

Je tiens à remercier mon encadrante principale Claire NICOLLE qui s'est assurée de la bonne réalisation de mon mémoire. Je la remercie de s'être rendue disponible pour répondre à mes nombreuses interrogations et de s'être toujours intéressée à l'avancée de mes travaux. Je remercie également mes encadrants Julien LE BLOA et Romain LAILY pour leur intérêt et leurs conseils avisés.

Un grand merci à mon tuteur académique Christian-Yann ROBERT pour sa disponibilité et ses conseils qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide :

- L'équipe Data Science pour leur appui quant au choix et à l'extraction des données utiles pour mon mémoire.
- Les personnes expertes de l'assurance paramétrique et externes à SIA PARTNERS pour avoir pris le temps de répondre à mes questions au début de mon stage.
- L'équipe *Actuarial & Quantitative Services* en Belgique, notamment Jonas ROBERT et Aurélien MANERA pour leurs précieuses relectures.

Je n'oublie pas d'adresser mes remerciements à mes collègues de l'équipe *Actuarial* pour leur bienveillance, ainsi que toutes les personnes avec qui j'ai pu échanger sur les problématiques de mon mémoire.

Je remercie enfin celles et ceux qui me sont chers, ma famille et mes amis, pour leur soutien constant et leurs encouragements.

Glossaire

A | B | C | D | E | F | G | I | K | M | N | O | P | R | S | T | W

A

AD2R Anderson-Darling right tail statistic of 2nd order.

ADEME Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ou Agence de la transition écologique).

ADF Augmented Dickey-Fuller.

ADR Anderson-Darling right tail statistic.

AIC Akaike's Information Criterion.

API Application Programming Interface.

ARPEGE Action de Recherche Petite Echelle Grande Echelle.

B

BIC Bayesian Information Criterion.

C

C3S Copernicus Climate Change Service.

CCNUCC Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques.

CEPMET Centre Européen de Prévision Météorologique à Moyen Terme.

CMIP Coupled Model Intercomparison Project.

CMIP5 Coupled Model Intercomparison Project 5.

CNRS Centre National de la Recherche Scientifique.

CORDEX Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment.

CvM Cramer-von Mises.

D

DRIAS Donner accès aux scénarios climatiques Régionalisés français pour l'Impact et l'Adaptation de nos Sociétés et environnement.

E

ECMWF European Center for Medium-Range Weather Forecasts.

ESOTC European State Of The Climate.

F

FEE France Energie Eolienne.

G

GCM General Circulation Models.

GES Gaz à Effet de Serre.

GIEC Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat.

GST Global Stocktake of the Paris Agreement.

I

I4CE Institute for Climate Economics.

IEC International Electrotechnical Commission.

IFS Integrated Forecasting System.

IoT Internet of Things.

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change.

IQR Interquartile range (ou Intervalle interquartile).

K

KPSS Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin.

KS Kolmogorov-Smirnov.

M

MAE Mean Absolute Error.

MCGAO Modèles de la Circulation Générale couplés Atmosphère-Océan.

N

NCAR National Center for Atmospheric Research.

NCEP National Center for Environmental Prediction.

O

ODRÉ Open Data Réseaux Énergies.

OMM Organisation Météorologique Mondiale.

P

PNUE Programme des Nations Unies pour l'Environnement.

R

RCM Regional Climate Models.

RCP Representative Concentration Pathways.

RMSE Root-Mean-Square Error.

RTE Réseau de Transport d'Electricité.

S

SDES Service des Données et Etudes Statistiques.

SRES Special Report on Emissions Scenarios.

SSE Error Sum of Squares.

SSP Shared Socio-economic Pathways.

T

TG - Data The Task Group on Data Support for Climate Change Assessments.

W

WCRP World Climate Research Programme.

WGS84 World Geodetic System 1984.

Table des matières

Résumé	i
Abstract	ii
Note de synthèse	iii
Executive Summary	ix
Remerciements	xv
Glossaire	xvi
Table des matières	xix
Introduction	1
I Théorie & Enjeux	5
1 Assurance paramétrique	6
1.1 Fonctionnement de l'assurance paramétrique	6
1.1.1 Définition	6
a. Indice	6
b. Mode de déclenchement de la garantie	7
1.1.2 Intérêts par rapport à l'assurance indemnitaire classique	8
a. Efficacité	8
b. Rapidité	8
c. Transparence	9
1.2 Importance du choix de l'indice et Risque de base	9

1.3	Application au marché éolien	10
1.3.1	Chiffres clés	10
1.3.2	Proposition d'assurance paramétrique	12
1.3.3	Fonctionnement d'une éolienne	13
	a. Composition d'une éolienne <i>onshore</i>	13
	b. Production d'électricité	14
2	Problématiques et enjeux	17
2.1	Problématiques des données	17
2.1.1	Généralités	17
2.1.2	Bases de données de <i>The Wind Power</i>	18
2.1.3	Outil <i>Weather & Climate</i> et Données ERA5-Land	20
	a. Produit <i>Weather & Climate</i>	20
	b. Focus sur le jeu de données ERA5-Land	21
2.1.4	Choix des parcs éoliens	22
2.1.5	Optimisation de la granularité spatio-temporelle des données	28
2.2	Problématiques de modélisations climatiques	29
2.2.1	Aléas météorologiques affectant la production d'une éolienne	29
	a. Définition du vent	30
	b. Vents de surface & Vents en altitude	31
	c. Généralités sur les changements climatiques	33
2.2.2	Intégration des changements climatiques	34
	a. Scénarios du GIEC	34
	b. Projections climatiques	39
2.3	Problématiques assurantielles	41
2.3.1	Pertes d'exploitation et de rendement	41
2.3.2	Challenge de diversification	42
	Récapitulatif des problématiques	43
II	Problématiques des données : Potentiel & Productible de parc éolien	46
3	Vitesses de vent : Analyses & Ajustements	47
3.1	Traitements des données	47

3.1.1	Transformation des composantes du vent	47
	a. Vitesses de vent	47
	b. Directions de vent	48
3.1.2	Extrapolations verticales et ajustements des données	49
	a. Formule	50
	b. Incertitude de la mesure	52
3.1.3	Transformation de données en mailles plus agrégées	59
3.2	Analyse de données	61
3.2.1	Comparaison des données extrapolées	61
3.2.2	Saisonnalité et tendance des vents	70
	a. Investigations	70
	b. Variabilité interannuelle & intra-annuelle des 15 parcs éoliens	72
	c. Analyses de série temporelle : tendances	77
3.3	Hypothèses	84
3.4	Projections climatiques	86
3.4.1	Cohérence des données avec ERA5-Land	86
3.4.2	Ajustements réalisés	88
4	Etude de la production énergétique	94
4.1	Théorie sur la production énergétique éolienne	94
4.1.1	Energie cinétique du vent	94
4.1.2	Puissance théoriquement récupérable	95
4.1.3	Limite de Betz	96
4.1.4	Puissance mécanique à l'entrée de la génératrice	96
4.1.5	Coefficient de puissance et facteur de charge	97
4.1.6	Courbe de puissance et limites	97
4.2	Hypothèses	99
4.3	Données de puissance obtenues	100
4.3.1	Méthodologie	100
4.3.2	Analyse de données	101
4.4	Rendement du producteur d'énergie	104

III	Problématiques assurantielles : Applications & Résultats	106
5	Présentation du produit & Tarification	107
5.1	Produit d'assurance paramétrique	107
5.2	Méthodes de tarification	109
5.2.1	Propriétés de base d'une prime d'assurance	110
5.2.2	Approche historique des moyennes	112
5.2.3	Intégration des projections climatiques	117
5.3	Confrontations des tarifs	122
5.3.1	Confrontation des mailles temporelles	122
5.3.2	Confrontation des mailles spatiales	122
5.3.3	Confrontation des différents scénarios RCP	123
6	Diversification géographique du risque	125
6.1	Intérêt de l'étude	125
6.2	Diversification du risque sous deux approches	126
6.2.1	Approche historique	126
6.2.2	Approche future (scénario RCP 8.5)	128
6.3	Structures de dépendance des séries temporelles	129
	Conclusion	134
	Bibliographie	137
A	Tableaux	141
B	Variabilités des vents au niveau des 15 parcs éoliens	173
C	Figures	175
D	Modélisation usuelle des vitesses de vent	181
D.1	La loi de référence : loi de Weibull	181
D.2	Autres lois présentes dans la littérature	182
D.3	Formules de fonctions de densité de probabilité sur SciPy stats	182

D.4	Lois adaptées aux données ERA5-Land extrapolées	183
D.5	Méthodes de la fonction <i>Fitter</i>	184
D.6	Critiques	186
D.6.1	Densité versus Fonction de répartition	186
D.6.2	Tests statistiques	186

Introduction

Les entreprises sont de plus en plus conscientes des impacts que peuvent avoir les risques météorologiques sur leurs activités. Les aléas météorologiques étant grandissants, il devient nécessaire d'utiliser des indicateurs météorologiques afin de protéger les performances financières de son entreprise contre ce type de risques.

La production d'énergie éolienne est particulièrement météo vulnérable, c'est-à-dire que le cœur de son activité dépend majoritairement de la météo. En effet, les éoliennes transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, avant de la transformer en électricité. Ainsi, une variation de la vitesse de vent, même minime, dans une zone d'implantations d'éoliennes peut conduire à une variabilité amplifiée et non négligeable de la production électrique et de son rendement sur une année calendaire. De façon approximative, chaque variation de 1% de la vitesse de vent entraîne une variation de près de 3% sur la puissance de l'éolienne. Nous expliquerons dans la suite de ce mémoire que cette différence de variation est due à la nature non linéaire des courbes de puissance.

Remarquons également que l'industrie de l'énergie renouvelable prend une plus grande place dans nos sociétés avec la sensibilisation des conséquences des émissions de CO₂ et avec la demande croissante en électricité due à une augmentation généralisée du niveau de vie. Cependant, les éoliennes nécessitent des vents suffisamment forts pour pouvoir tourner et produire de l'électricité. Les vitesses de vent sont amenées à évoluer au fur et à mesure des années. De façon générale, les risques climatiques restent encore trop imprévisibles et méconnus aujourd'hui. L'assurance paramétrique apparaît donc être une solution adéquate dans le secteur de l'énergie pour assurer la continuité de la production et assurer la stabilité financière.

Qu'est-ce que l'assurance paramétrique (ou assurance indicielle) ?

L'assurance paramétrique est un outil sur-mesure perçu comme une alternative aux assurances indemnitaires traditionnelles. Effectivement, il s'agit d'une assurance dont l'indemnisation ne s'appuie pas sur la perte réelle d'un sinistre mais sur la survenance d'un événement.

On identifie un événement grâce au suivi d'un indice représentatif du risque. L'indice doit être mesurable et objectif, dans le sens où ni l'assuré ni l'assureur ne peut effectuer de quelconques ajustements ou influences dessus. On parle de *trigger* ou de déclenchement de seuil lorsque notre indice dépasse une valeur prédéfinie correspondant au seuil d'indemnisation.

L'offre d'assurance paramétrique permet de couvrir un panel de risques plus large que les dommages matériels couverts par des assurances traditionnelles.

Marché de l'éolien

Il est important pour l'industrie éolienne d'être en mesure de se prémunir contre les variations de vent. L'enjeu pour un producteur d'électricité est de stabiliser ses rendements d'une année à l'autre.

Avant même d'implanter un parc éolien sur un site donné, des études de vent et d'aléas climatologiques ont été réalisées afin de garantir la viabilité du parc éolien sur plusieurs années. Les emplacements des éoliennes sont minutieusement étudiés pour répondre au besoin d'avoir des vents suffisamment élevés et d'être dans l'axe de la direction privilégiée des vents forts, mais également pour répondre aux multiples contraintes réglementaires que pose l'implémentation de parc éolien en France.

Les changements climatiques peuvent avoir une incidence directe sur la production générée par un parc éolien. Par exemple, dans le cas où la vitesse des vents dépasse 90 km/h (soit 25 m/s)¹, les turbines sont obligatoirement mises à l'arrêt en position de sécurité (mise en "drapeau"²) pour éviter leurs usures. Tandis que les nouveaux modèles de turbines permettent aux éoliennes de fonctionner lors de vents faibles mais à une allure assez lente. Généralement en dessous d'une vitesse de vent de 8 km/h (soit 2,22 m/s), l'éolienne est mise à l'arrêt puisqu'il n'y a pas suffisamment de vent pour entraîner la rotation du rotor.

D'après l'ADEME en 2019 [1], les éoliennes implantées sur le territoire français tournent et produisent de l'électricité entre 75% et 95% du temps. Cependant, elles ne tournent pas toujours à plein régime. En moyenne sur une année, les producteurs d'électricité observent 10 jours d'arrêt d'une éolienne pour des raisons de maintenance, de manque de vent ou de vents violents. Rappelons que les travaux de maintenance sont généralement effectués pendant les périodes de faibles productions d'électricité, de sorte à ne pas impacter considérablement le rendement annuel du producteur d'énergie.

L'assurance paramétrique nécessite d'avoir des données suffisamment précises de l'indice et un assureur prêt à prendre la couverture du risque. Nous discuterons ultérieurement de la problématique d'obtention de données précises.

Marché à solidifier

La demande de couverture de production des éoliennes risque d'augmenter si l'on se trouve dans une dynamique de montée des taux. Effectivement lorsque les banques contribuent au financement de projets de construction de parcs éoliens, elles portent une partie du risque de défaut de paiement. Les propriétaires de parcs éoliens doivent au fil des années rembourser les sommes empruntées auprès des différents financeurs. Cette promesse de remboursement ne peut être tenue que si le parc éolien est suffisamment rentable en termes de production électrique.

La seconde raison pour laquelle la demande d'assurance dans le secteur de l'éolien risque de croître est l'intensification des risques climatiques. En effet, on assiste à un accroissement de la fréquence et de l'intensité des événements atypiques et extrêmes. Dans son étude *Impact du changement climatique sur l'assurance à l'horizon 2050* [17] de 2021, France Assureurs énonce que le montant des sinistres liés aux événements naturels devrait s'élever à 143 milliards d'euros entre 2020 et 2050 en raison de l'augmentation des sinistres climatiques. Le risque de tempête ne doit pas être négligé, en particulier parce qu'on recense un certain nombre de dommages des composants des éoliennes depuis ces dernières années en Europe liés à des freinages qui n'étaient pas suffisamment puissants. Une tempête peut provoquer une accélération de rotation des pales entraînant leur casse, leur usure prématurée ou encore un déchirement de mât comme on a pu le constater avec la chute de l'éolienne de Bouin en 2018 durant la tempête Carmen.

1. Certains modèles d'éoliennes ont une vitesse d'arrêt plus basse. Notons que 90 km/h demeure le seuil de sécurité pour lequel toute éolienne *onshore* doit être à l'arrêt. Si les éoliennes actuelles tournaient à des vitesses de vent de plus de 90 km/h, les conséquences financières risqueraient d'être importantes (mât brisé, pales abîmées, débris aux alentours, blessés...). Ainsi, il est plus profitable d'imposer l'arrêt de l'éolienne quelques jours dans l'année plutôt que de faire face à des coûts d'intervention humaine, de reconstruction et de perte d'activité sur un intervalle de temps incertain.

2. Les pales changent de direction de sorte à être face au vent et à avoir un angle d'inclinaison de 90°.

A mesure que les phénomènes se reproduiront, les producteurs d'électricité envisageront de prendre des assurances paramétriques ou des produits d'assurance hybride. L'assurance traditionnelle sera de moins en moins intéressante en termes de tarification que l'assurance indicielle, étant donné que le nombre de visites d'experts pour constater les dommages risque d'augmenter.

Dans le cadre de ce mémoire, nous ne traiterons pas des catastrophes naturelles¹ en raison du manque de données précises sur les sinistres survenus après des événements climatiques, mais nous nous concentrerons sur la fréquence d'apparition de vents faibles et de vents forts. L'objectif de ce mémoire est de traiter une partie des risques auxquels sont soumis les éoliennes. La variabilité du vent au cours du temps reste un des risques majeurs que nous ne pouvons ignorer. Sans ressource suffisante de vent, les éoliennes ne pourraient pas fonctionner, ni rémunérer les producteurs d'énergie.

De plus, l'assurance paramétrique bénéficie des progrès des assureurs en matière de traitements de la donnée météorologique et des nouveaux besoins des clients. Ce type d'assurance permet aux assurés d'être couvert en perte d'exploitation sans dommages matériels constatés.

Il faudrait proposer un contrat d'assurance paramétrique répondant aux principaux besoins des producteurs d'énergie. Ce type de contrat permettrait d'améliorer les garanties existantes des contrats d'assurance indemnitaire. Dans le cas de la couverture de la perte de production, on pourrait tenir compte des rafales de vent correspondant à des hausses soudaines de la vitesse instantanée du vent. Considérer d'autres variables explicatives que la vitesse instantanée du vent permettrait d'avoir une meilleure mesure du risque. De même, la prise en compte des données horaires plutôt que des données journalières et l'obtention de données à la hauteur du moyeu² de l'éolienne permettraient d'augmenter la précision des données et celle des seuils d'indemnisation. Ainsi, la problématique de la granularité spatio-temporelle des données devient un sujet majeur à étudier lors de la création du produit d'assurance paramétrique. Toute sur-estimation ou sous-estimation des vitesses de vent met en péril l'évaluation de production d'électricité et la rentabilité du parc éolien assuré.

Cadre de l'étude

Ce mémoire distinguera quelques parcs éoliens *onshore* sélectionnés dans diverses régions de France pour son étude. Il sera question d'analyser les profils de risque des parcs en s'intéressant à leurs variabilités passées de la vitesse des vents et aux scénarios de changements climatiques. Les manques et les excès de vent accumulés sur une année conduisent à des productions énergétiques nulles. Si ces deux événements surviennent fréquemment au cours d'une année, la production totale sera affaiblie. Nous cherchons donc à couvrir cet effet sur le rendement annuel d'un producteur d'énergie.

Le premier enjeu du mémoire sera de proposer différentes méthodes de tarification pour une assurance paramétrique. Le second enjeu sera d'optimiser la maille de temps des données afin de vérifier si les seuils d'indemnisation sont similaires si un assureur s'appuie sur des données horaires ou sur des données à une maille moins fine. Il sera également question de savoir si un assureur se trompe fortement lorsqu'il s'appuie sur des données de vitesses de vent de 10 mètres au lieu des données de 100 mètres de haut, plus proches des moyeux des éoliennes.

Un contrat unique sera proposé à chaque parc éolien, en supposant que chaque parc est associé à un producteur d'énergie différent. La question de diversification géographique du risque de baisse de production sera également abordée dans une dernière partie afin de proposer un contrat commun à plusieurs parcs éoliens.

1. Dans ce mémoire, nous ne nous intéresserons pas aux événements catastrophiques qui génèrent des dommages directs, suite à un fait naturel d'intensité anormale ou à l'action violente de l'Homme. Ils surviennent généralement de façon exceptionnelle et présentent des coûts remarquablement importants.

2. Le moyeu est l'élément de jonction entre les pales et la nacelle.

Transition Energétique

Nous savons que l'éolien permet de participer à la transition énergétique en diversifiant le mix énergétique français. La Loi Energie-Climat votée en 2019¹ a fixé comme mesure de réduire de 40% la consommation d'énergies fossiles d'ici 2030 afin de contribuer à l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050. Pour diminuer les émissions de CO₂, cette loi encourage à développer la part des énergies renouvelables dans le mix de production électrique d'ici 2030.

Il est vrai que la France possède un important gisement éolien, qui mériterait d'être davantage exploité. Toutefois les projets éoliens doivent répondre à plusieurs critères (environnement favorable, impact visuel et acoustique...) et aux réglementations. Il apparaît donc nécessaire, pour les parcs éoliens déjà implantés, de surveiller leur production énergétique à l'aide de modélisations du vent à long terme afin d'assurer la viabilité de cette source d'électricité.

Le mémoire s'articulera en 3 parties. La première partie est dédiée à la présentation de l'assurance paramétrique, du vocabulaire lié aux éoliennes, des chiffres clés du marché éolien, mais également de l'ensemble des problématiques auxquelles un assureur doit penser avant la création d'un produit d'assurance paramétrique. On évoquera également les bases de données à l'appui, la sélection de parcs éoliens onshore et l'importance de prendre en considération des prévisions climatiques. Une deuxième partie sera davantage tournée sur le traitement et l'analyse des données de vitesses de vent, et de l'impact sur la production énergétique (théorique). Cela permettra également d'affiner les éléments du contrat et de répondre aux problématiques de tarification et de diversification du risque dans une troisième partie.

1. <https://www.ecologie.gouv.fr/loi-energie-climat>

Première partie

Théorie & Enjeux

Chapitre 1

Assurance paramétrique

Les activités humaines sont, pour la majorité, étroitement liées au climat. Ce lien tend à être renforcé avec les futurs changements climatiques. C'est pourquoi face aux incertitudes des projections climatiques, les assurés doivent se tourner vers des contrats leur permettant de se couvrir contre les aléas climatologiques. Cette partie sera dédiée à présenter le fonctionnement de l'assurance paramétrique et l'intérêt de ce type d'assurance dans le secteur de l'énergie éolienne.

1.1 Fonctionnement de l'assurance paramétrique

1.1.1 Définition

L'assurance paramétrique (ou assurance indicielle) est un produit d'assurance qui est caractérisé par deux points : un indice et la survenance d'un évènement déclenchant la garantie.

a. Indice

Les paramètres météorologiques sont souvent les indices optés dans le cadre d'une assurance paramétrique. L'indice¹ retenu doit être quantifiable et aisé à observer. Il doit effectivement correspondre à une mesure transparente et objective, c'est-à-dire que ni l'assuré ni l'assureur ne peut avoir un pouvoir d'ajustement ou de paramétrage dessus. En effet si un contrat d'assurance paramétrique repose sur le taux d'ensoleillement, aucune des parties du contrat ne peut influencer sa valeur.

Les mesures de cet indice dépendent d'organismes indépendants de confiance et doivent être récupérées à une fréquence régulière. Effectivement, l'assurance paramétrique s'est développée dans de nombreux secteurs en particulier grâce à l'accumulation de données historiques mais également de données en temps réel. Basé sur le *Big Data*, ce type d'assurance peut recourir à des données issues d'outils plus performants, plus précis et plus adéquats à la mesure du risque que les estimations de coût et de fréquence réalisées en assurance indemnitaire classique. En effet, de nombreux contrats reposent sur des indices mesurés par des images satellitaires et des réseaux de capteurs IoT².

1. Il peut s'agir d'indices climatiques (taux d'humidité, vitesses de vent, températures, pluviométrie...) comme de données quantitatives (durée de retard d'un vol d'avion...).

2. Réseau de terminaux physiques, les « objets » qui intègrent des capteurs, des softwares et d'autres technologies en vue de se connecter à d'autres terminaux et systèmes sur Internet et d'échanger des données avec eux. [Source : [Oracle](#)]

Les nouvelles technologies façonnent donc les contrats d'assurance paramétrique en mettant à disposition des outils innovants et permettent ainsi de couvrir un panel de risques plus large que ceux habituellement couverts en assurance indemnitaire. L'apparition de nouveaux risques confirme la pertinence de ce type d'assurance.

L'indice convenu dans le contrat doit être corrélé aux pertes subies par l'assuré.

L'indemnisation n'aura pas lieu lorsqu'un sinistre survient mais bien lorsqu'un évènement survient. Cette survenance est identifiable via l'indice choisi. L'assureur va protéger l'intensité et la fréquence d'occurrence de l'évènement, en garantissant une certaine valeur de l'indice. Dès que l'indice est dépassé, il y a le déclenchement automatique de l'indemnisation.

b. Mode de déclenchement de la garantie

L'assurance indicielle se distingue des assurances indemnitaires classiques par son mode de déclenchement d'indemnisation. Effectivement, elle n'indemnise pas lorsqu'un sinistre se produit et ne couvre pas les pertes réellement causées par le sinistre. Quels que soient les dommages matériels survenus, l'assureur indemnise l'assuré dès lors que l'indice convenu dans le contrat dépasse le seuil d'indemnisation (*trigger*), c'est-à-dire que la variable aléatoire continue de référence dépasse une valeur prédéfinie.

L'indemnisation versée par ce type de produit d'assurance est précisément définie en amont entre l'assureur et l'assuré. Elle peut être le *proxy* de la perte réelle. En général, elle dépend d'une formule d'indemnisation estimant la perte subie par l'assuré, en fonction du niveau de dépassement de l'indice.

L'assurance indicielle va protéger un chiffre. Selon l'indice choisi, l'assureur protège l'assuré en lui garantissant de recevoir au moins¹ un certain montant à la fin de la période d'indemnisation, par exemple si l'assuré souhaite gagner au minimum un certain chiffre d'affaires annuel, ou bien en lui promettant de ne pas subir des pertes allant au-delà² d'un certain montant, par exemple si l'assuré ne souhaite pas que son terrain agricole soit dégradé par les multiples conditions météorologiques. L'indemnité forfaitaire doit être automatique puisqu'elle repose sur des mesures objectives qui ne devraient pas entraîner le désaccord des parties.

Pour illustrer, on présente le cas où lorsque la valeur de l'indice dépasse le seuil d'indemnisation, l'assureur indemnise :

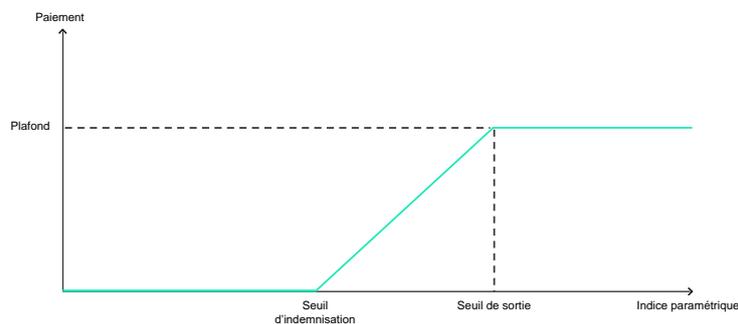


FIGURE 1.1 – Schéma de la fonction de paiement³

1. Cas où on indemnise si l'indice est en-dessous d'un certain palier.

2. Cas où on indemnise si l'indice dépasse un certain plafond.

3. <https://www.atlas-mag.net/article/comment-fonctionne-l-assurance-parametrique>

On peut diviser la fonction de paiement de la Figure 1.1 en 3 intervalles :

- Quand la valeur de l'indice est en-dessous du seuil d'indemnisation, l'assureur n'indemnise pas.
- Quand la valeur de l'indice est entre le seuil d'indemnisation et le seuil de sortie, l'indemnisation croît avec le niveau de dépassement du seuil.
- Quand la valeur de l'indice atteint le seuil de sortie, l'assureur indemnise au maximum un certain montant fixe (plafond d'indemnisation).

L'idée est qu'on n'assure pas un objet qui peut subir des dommages, mais bien la valeur d'un indice représentatif d'un risque contre lequel on souhaite se couvrir. Ainsi, la survenance d'un sinistre n'est pas nécessaire pour engendrer le paiement de l'assureur.

1.1.2 Intérêts par rapport à l'assurance indemnitaire classique

Ce type de produit d'assurance sur-mesure, personnalisé et avec une structuration assez libre est souvent vu comme un complément de l'assurance traditionnelle. Apprécié pour sa simplicité de fonctionnement, 3 avantages principaux de ce produit sont discutés ci-dessous :

a. Efficacité

L'assurance indicielle se révèle utile lorsqu'il est impossible ou difficile d'évaluer précisément un dommage. En effet, son attractivité naît du fait qu'on ne modélise pas la survenance de sinistres mais qu'on suit un indice clairement défini. Contrairement à l'assurance indemnitaire classique, l'assurance indicielle permet d'être indemnisée sans qu'il y ait forcément un sinistre et peut donc couvrir plus largement les risques auxquels fait face l'assuré.

Ce produit d'assurance accepte de couvrir des risques que le marché traditionnel n'accepterait pas du fait de leur caractère atypique et encore méconnu des assureurs, à condition de pouvoir construire une variable aléatoire continue et représentative de ces risques. L'assurance indicielle peut donc prendre en charge des risques inassurables, émergents ou encore peu assurés en assurance traditionnelle. Elle couvre des événements normalement incompatibles avec l'assurance indemnitaire classique comme la perte d'exploitation sans dommages.

Le *Big Data* offre une quantité impressionnante d'indices, permettant d'affiner la connaissance des assureurs sur les risques qui existent. L'efficacité de l'assurance indicielle provient des modélisations et analyses extrêmement fines des risques, permettant de tarifier ses assurés de façon plus juste et plus compétitive.

Les assureurs peuvent ainsi répondre aux différentes demandes des assurés, en créant si besoin des produits inédits et en offrant de nouvelles perspectives en matière de couverture.

b. Rapidité

Le produit d'assurance paramétrique répond très bien au besoin de réactivité face à la survenance d'un événement enclenchant l'indemnisation. Il n'y a pas besoin d'expertise approfondie pour constater du préjudice subi par l'assuré. En effet en assurance traditionnelle, il est nécessaire d'envoyer un expert sur le terrain pour constater les dommages et estimer le coût des dégâts matériels. En général, cette procédure est assez longue (plusieurs mois) et nécessite des justificatifs fournis par l'assuré. Tandis qu'en assurance paramétrique, certaines indemnisations sont réglées en l'espace de quelques heures.

Cette rapidité d'indemnisation est fortement appréciée chez les assurés et les assureurs. Elle permet en premier lieu d'éviter les surcoûts engendrés par l'attente d'indemnisation. Mais, elle permet en second lieu de perdre moins de temps et d'argent dans l'évaluation et l'expertise des sinistres. Effectivement en assurance indemnitaire classique, la survenance de sinistre nécessite à chaque fois la venue d'un expert. Il faudrait multiplier le nombre de sinistres par le coût d'un déplacement et d'une évaluation d'un expert. De plus si une région entière est affectée par un même évènement météorologique, il faudrait également prendre en compte que le nombre d'experts est limité et que cela représente un certain coût en temps. Avant d'indemniser, l'assureur doit également vérifier l'ensemble des informations fournies. Tandis que l'assurance paramétrique offre une gestion des risques moins onéreuse.

c. Transparence

Un dernier avantage accordé aux contrats d'assurance paramétrique est leur transparence. En effet, l'indice sur lequel repose le contrat correspond à plusieurs mesures provenant d'une source de données externe. Ces données sont consultables et vérifiables par les 2 parties. Cela permet de limiter le risque de fraude, étant donné que ni l'assuré ni l'assureur ne peut influencer ces mesures.

Le risque de litige est également réduit puisque les éléments du contrat ont été fixés à l'avance et que le fournisseur de données n'est pas une partie intégrante du contrat qui aurait un quelconque intérêt à ajuster les valeurs de l'indice. De plus, la connaissance préalable de la formule de paiement participe à la confiance entre les parties et à la diminution du risque de désaccord.

Toutefois, les contrats paramétriques restent des produits perfectibles faisant partie d'un marché niche en France.

1.2 Importance du choix de l'indice et Risque de base

Malgré la simplicité de son fonctionnement, les produits d'assurance paramétrique ne sont pas des produits si faciles à mettre en place pour les assureurs. La solution paramétrique ne peut bien évidemment pas s'appliquer à tous les risques. C'est pourquoi l'assureur doit s'assurer de choisir un indice suffisamment représentatif du risque qu'il couvre. La question de la robustesse de l'indicateur est une question majeure en assurance paramétrique. Effectivement même si les contrats d'assurance paramétrique sont souvent saisonniers, l'assureur doit pouvoir attester d'un produit attractif renouvelable sur plusieurs années dont l'indice serait le même. Seuls les seuils ou les tarifs peuvent être amenés à être ajustés au fil des années.

Néanmoins, le principal risque en assurance paramétrique est le risque de base. Il s'agit de la différence de valeur entre la perte constatée à partir de l'indice et la perte réellement subie durant la période d'indemnisation. C'est l'écart entre le risque modélisé à partir de mesures et celui observé véritablement sur le terrain. Pour réduire ce risque, il est impératif de choisir un bon indice, c'est-à-dire des mesures fiables qui reflètent le risque porté par l'assureur. Dans le cas contraire, un assuré pourrait recevoir des indemnités sans que l'évènement assuré ait eu réellement lieu et donc sans qu'il ait subi de préjudices.

Il faut s'assurer de la bonne corrélation entre les indemnités et les pertes historiques. Ce risque conduit l'assureur à se pencher davantage sur la connaissance du client, du marché et des mécanismes d'assurance paramétrique. Il est de son ressort de peaufiner son contrat et les mécanismes de règlement au fil des années pour diminuer le risque de base.

1.3 Application au marché éolien

Face aux conditions climatiques incertaines, les producteurs d'électricité des parcs éoliens souhaite parvenir à atténuer la volatilité de leur rendement chaque année et garantir la santé financière de leur activité. Le risque de sous-production justifie la souscription d'une assurance paramétrique d'un producteur d'électricité. En effet, ce risque apparaît lorsque la ressource même (la force du vent) a été bien trop faible (ou trop forte) de façon soit prolongée soit régulière sur la période couverte. La notion de sécheresse de vent est en effet de plus en plus mentionnée ces dernières années.

1.3.1 Chiffres clés

La durée de vie moyenne d'une éolienne est d'environ 20 ans en France. Le producteur d'énergie doit s'assurer de maintenir son volume de production au moins au-dessus d'un certain seuil chaque année afin de garantir la stabilité de son activité sur une vingtaine d'années. Les éoliennes sont des installations vulnérables aux aléas climatiques affectant directement ou indirectement la vitesse des vents. Il est vrai que la production d'une éolienne varie considérablement d'un mois à l'autre, d'un trimestre à l'autre ou encore d'une saison à l'autre selon les conditions de vent, ce qui peut provoquer des écarts importants entre les différentes marges annuelles. Le vent étant difficilement prévisible au-delà d'une dizaine de jours, l'enjeu serait de lisser les chiffres d'affaires annuels. La variabilité interannuelle de production énergétique est estimée à environ 30% dont 25% correspond à la variabilité de vitesses de vent ¹.

En termes d'exposition au risque, la France se hisse à la 4e place des parcs les plus importants en Europe après l'Allemagne, l'Espagne et le Royaume-Uni selon EDF [13]. Sa capacité totale de production était estimée à 16,5 GW en 2019 puis à 17,6 GW en 2020, soit une hausse de 7% par rapport à l'année 2019. La France compte effectivement environ 2019 installations d'éoliennes (hors Corse et DOM-TOM) au 31 décembre 2020 selon l'association FEE [18], avec 486 installations dans les Hauts-de-France et 396 dans le Grand-Est. Ces deux régions produisent respectivement 28,21% (11 658 GWh) et 20,51% (9 714 GWh) de la production nationale éolienne en 2020. Ainsi à elles-seules, elles contribuent à quasiment 50% de la production nationale éolienne (Données RTE de 2021 [35]). Comme nous pouvons le constater graphiquement sur la Figure 1.2, le Grand-Est et les Hauts-de-France sont également les 2 régions qui ont connu la plus grande croissance de production depuis 2012 :

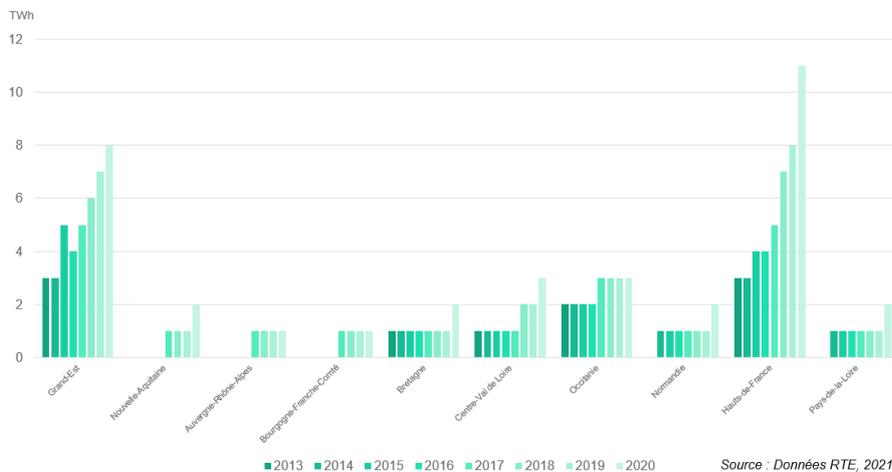


FIGURE 1.2 – Evolution de production d'énergie éolienne dans les régions de France de 2012 à 2020

1. Avis d'experts.

L'éolien est inclus dans le mix énergétique français avec d'autres énergies renouvelables. Selon les données du [SDES](#) [36], la production d'énergies renouvelables est minime par rapport à la consommation nationale. Par exemple en 2020, elle représentait 23% (soit 121 TWh) de la production nationale (soit 532 TWh) tandis que la consommation intérieure d'électricité représentait 3,79 fois la production d'énergies renouvelables (soit 472 TWh). Il y a eu toutefois une augmentation de la part de la production d'énergies renouvelables au fil des années. En effet en 2011, la production d'énergies renouvelables équivalait à seulement 12% de la production nationale lorsque la consommation intérieure d'électricité correspondait à 7,26 fois la production d'énergies renouvelables.

Les sites de la [FEE](#) et de EDF affichent qu'en 2019, l'éolien correspondait à 31,3% de la production totale d'énergies renouvelables et 6,3% de la production totale d'électricité du pays, soit 34,1 TWh.

Les données [RTE](#) publiées en 2021 indiquent qu'en 2020, la production d'électricité nationale (hors Corse) était de 497 TWh dont 39 TWh issue de la production éolienne (soit 7,85% de la production nationale) pour 488 TWh consommées. La part de la production éolienne dans la production nationale d'électricité ne fait que croître depuis 2012.

Année	Part de l'éolien
2012	2,59%
2013	2,73%
2014	3,15%
2015	3,85%
2016	3,77%
2017	4,54%
2018	5,11%
2019	6,15%
2020	7,85%

TABLE 1.1 – Evolution de la part de la production éolienne dans la production nationale (2012-2020) ¹

*On retrouve bien les mêmes ordres de grandeur entre les différentes sources de données. La part de l'éolien dans la production nationale était d'environ 6% en 2019. De plus, si la part de l'éolien dans la production d'énergies renouvelables est de l'ordre de 30% alors la production éolienne serait de $121 * 0,3$ soit 36,3 TWh ([SDES](#)). Ce niveau de production est similaire à la [FEE](#), [EDF](#) et le [RTE](#).*

Selon [FEE](#), les éoliennes fonctionnent en moyenne 95% du temps. Cependant, elles ne tournent que rarement à plein régime en raison de la forte volatilité des vitesses de vents. L'évolution des technologies permet d'exploiter des vents de plus en plus faibles. Le [RTE](#) révèle dans son Bilan électrique de 2020 [34] que le facteur de charge ² moyen annuel en France était de 26,35%, soit une hausse de 7% par rapport à 2019. Avec des capacités croissantes de production, la production éolienne prend une place de plus en plus importante dans la production nationale d'électricité. Toutefois, nous ne pouvons pas nier que la ressource (le vent) sur laquelle elle repose est très fluctuante. La puissance de l'éolienne est rarement à son maximum et dépend foncièrement des conditions de vent.

1. Données [RTE](#), 2021.

2. Rapport entre l'électricité effectivement produite par la filière et celle qu'elle aurait pu produire si elle avait fonctionné à sa puissance maximale théorique durant la même période. (Source : [data.gouv.fr](#))

1.3.2 Proposition d'assurance paramétrique

Les éoliennes ne tournent pas à 100% du temps à leur capacité maximale. La production annuelle peut donc être très variable. C'est pourquoi, il peut être intéressant de prévoir un contrat d'assurance paramétrique permettant au producteur d'énergie éolienne de protéger son rendement annuel. Si nous construisons un indice représentatif du niveau de production annuelle à partir des mesures de vent, l'assureur s'engage à indemniser l'assuré dès lors que l'indice est en-dessous du seuil fixé. Effectivement, ce seuil représenterait la production annuelle théorique minimum que devrait produire l'assuré.

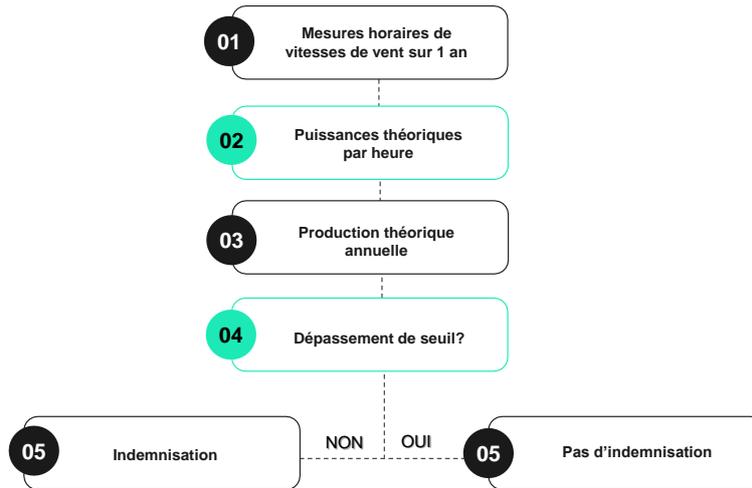


FIGURE 1.3 – Méthodologie adoptée par l'assureur

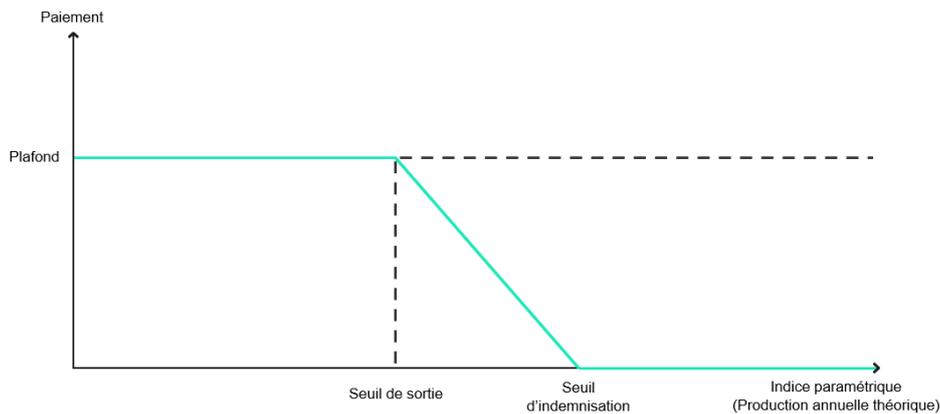


FIGURE 1.4 – Fonction de paiement

Schématiquement, on identifie 3 intervalles :

- Lorsque l'indice a une valeur supérieure au seuil de déclenchement, l'assureur n'indemnise pas.
- Lorsque l'indice se situe entre les 2 seuils, l'indemnisation varie avec le niveau de dépassement du seuil. Plus l'écart est grand entre le seuil d'indemnisation et l'indice, plus grande sera l'indemnisation.
- Lorsque l'indice a une valeur inférieure au seuil limite, l'assureur indemnise au maximum un montant fixe (plafond d'indemnisation).

Quelques soient les conditions climatiques impactant les vitesses de vent au cours d'une année, le contrat garantit au producteur d'électricité de gagner au moins un certain montant de chiffre d'affaires annuel, soit la valeur du seuil de déclenchement multipliée par le prix de revente de l'électricité.

1.3.3 Fonctionnement d'une éolienne

Avant de développer sur les enjeux liés à ce type d'assurance paramétrique, il est fondamental de préciser les termes utilisés pour désigner les composants d'une éolienne, mais également les mécanismes associés à la transformation de l'énergie cinétique¹ du vent en énergie électrique.

a. Composition d'une éolienne *onshore*

Une éolienne *onshore* ou terrestre est une éolienne installée sur la terre ferme. La forme d'éoliennes la plus courante en France est l'éolienne à axe horizontal. Elle se compose généralement de 3 pales portées par un rotor. Le rotor est fixé sur une nacelle, elle-même portée par un mât. Les éoliennes *onshore* mesurent en moyenne 100 mètres de haut et ont une puissance nominale de 3 MW (mégawatts).

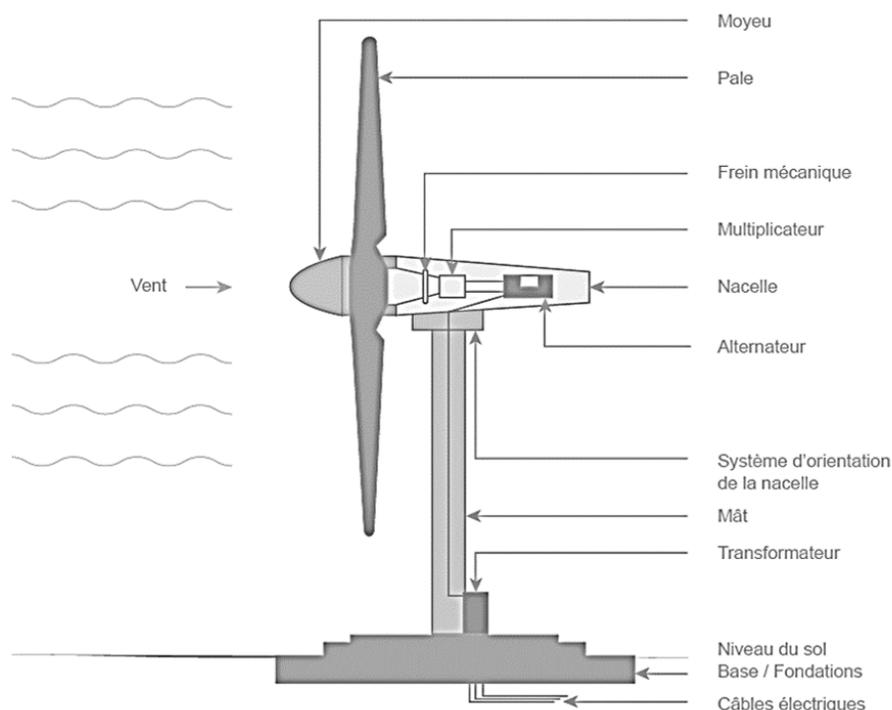


FIGURE 1.5 – Schéma d'une éolienne à axe horizontal²

On peut décomposer une éolienne en différents sous-ensembles dépendants les uns des autres.

- Le **rotor** : pales (au minimum 2) + moyeu. Il s'agit de la partie rotative de l'éolienne permettant d'entraîner la rotation des pales et donc la récupération de l'énergie cinétique des vents en altitude. Les pales peuvent pivoter afin de capter un maximum de vents et effectuer 5 à 25 tours par minute.

1. L'énergie que possède un corps du fait de son mouvement.

2. Source : Connaissance des énergies [9]

- La **nacelle** : structure soutenue par le mât. Il s'agit d'une salle des machines qui renferme tous les instruments mécaniques, électriques et électroniques permettant à l'éolienne de fonctionner de façon automatique. Grâce à ses capteurs, la nacelle s'oriente toujours pour être face au vent et donc alignée avec la direction du vent. Effectivement, l'éolienne contient des moteurs d'orientation qui permettent cet alignement. Le dispositif d'orientation [3] est activé par un contrôleur électronique qui vérifie la position de la girouette de l'éolienne plusieurs fois par minute.

- Le **mât** (Figure 1.6) : Il s'agit du pylône support ou de la tour composé(e) du système de commande électrique et du transformateur. Il mesure entre 50 et 130 mètres de haut et son diamètre est entre 4 et 7 mètres. Il renferme les câbles qui assurent la liaison au réseau de distribution. Le transformateur situé à l'intérieur du mât élève en effet la tension du courant produit par l'alternateur¹ afin de pouvoir l'injecter dans le réseau de distribution. A noter que la taille du mât est légèrement supérieure au diamètre des pales.



FIGURE 1.6 – Schéma de l'intérieur d'un mât²

- La **base** (ou la **fondation**) : Il s'agit du socle en béton armé sur lequel repose la structure de l'éolienne. Elle participe au maintien de cette structure.

b. Production d'électricité

Les éoliennes sont des installations qui exploitent l'énergie cinétique du vent pour pouvoir distribuer de l'électricité et pour produire une énergie renouvelable à très faible émission de GES. Pourtant, elles ne fonctionnent que dans une fourchette précise de vitesses de vent. Nous allons donc distinguer 4 étapes de transformations d'énergie pour une éolienne tripale à axe horizontal :

i. Transformation énergie cinétique en énergie mécanique

La première étape est le démarrage de la rotation des pales et donc celle du rotor. La différence de pression entre les 2 faces d'une pale crée une force aérodynamique, mettant en mouvement le rotor par la transformation de l'énergie cinétique en énergie mécanique [44].

1. Générateur qui transforme un mouvement mécanique en courant électrique. [Source :ooreka]

2. Source : Valorem [44]

En général, la vitesse de vent doit être au minimum de 10 km/h pour atteindre la vitesse de démarrage d'une turbine. Rappelons toutefois qu'une éolienne ne pourra jamais récupérer l'entièreté de l'énergie transportée par le vent.

Les principaux facteurs qui déterminent la part d'énergie du vent emmagasinée par l'éolienne (l'énergie mécanique) sont : la vitesse du vent, la densité de l'air, la surface balayée par le rotor, la forme et la longueur des pales.

ii. Accélération de la vitesse du rotor

La deuxième étape est l'accélération de la vitesse de rotation des pales par un multiplicateur. Effectivement, les pales ne tournent qu'entre 5 et 25 tours par minute, ce qui est relativement lent. Plus une éolienne est de grande taille, plus petite sera la rotation des pales pour une même vitesse de vent. Or, la puissance produite par la rotation du rotor est transmise à la génératrice par une chaîne dynamique (arbre lent, multiplicateur, arbre rapide).

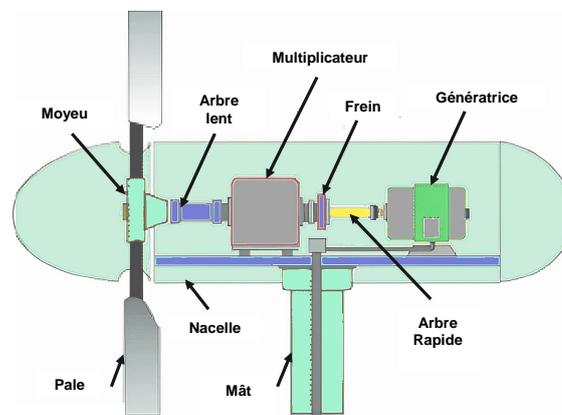


FIGURE 1.7 – Schéma de l'intérieur d'une nacelle ¹

Le mouvement lent du rotor est ainsi transmis à l'arbre lent situé dans la nacelle. Le mouvement de l'arbre lent est accéléré par le multiplicateur. Cette boîte de vitesse multiplie ainsi le nombre de tours par minute. Cette augmentation de vitesse est elle-même transmise à l'arbre rapide.

Toutefois, le multiplicateur étant une pièce lourde et très coûteuse, il existe des turbines sans multiplicateur. Dans ce cas-ci, il n'y a pas d'étape intermédiaire d'accélération. Mais ce seront des éoliennes équipées de générateurs plus lourds dans lesquelles le rotor entraîne directement la génératrice.

iii. Rôle du générateur dans la production d'électricité

La troisième étape repose sur la transmission de l'énergie mécanique (ressortant du multiplicateur) à un générateur électrique. Ce dernier permet de transformer l'énergie mécanique en énergie électrique. Ainsi, le rotor du générateur tourne à grande vitesse et génère du courant.

1. Inspiration du schéma de l'intérieur d'une nacelle dans [5]

iv. Traitement de l'électricité par le convertisseur et le transformateur

Finalement, l'énergie électrique produite à l'étape précédente ne peut pas être utilisée directement. C'est pourquoi le mât de l'éolienne contient des convertisseurs (Figure 1.6). Le traitement du convertisseur consiste à ajuster la fréquence du courant à celle du réseau électrique auquel l'éolienne est raccordée.

Ensuite, c'est au tour du transformateur d'élever la tension du courant à environ 20 000 Volts. L'électricité est acheminée à travers un câble pour être injectée sur le réseau électrique et être utilisée par les consommateurs.

Les éoliennes *onshore* sont en développement constant, afin d'améliorer leur performance de production. L'enjeu actuel serait d'augmenter la puissance des turbines afin de ne pas à avoir à augmenter le nombre d'éoliennes en France¹ et afin de bénéficier d'une production annuelle d'électricité plus importante. Un second enjeu serait de développer des turbines avec une fenêtre de fonctionnement plus large, c'est-à-dire des turbines capables de démarrer même à des vitesses de vent très faibles.

Après avoir présenté l'assurance paramétrique et le mécanisme de transformation de l'énergie cinétique du vent en électricité par les éoliennes tripales à axe horizontal, il est indispensable de mettre en exergue les problématiques (précision des données, modélisations du vent, perte d'exploitation...) auxquelles devront faire face les assureurs. Au-delà de proposer des méthodes de tarification pour un produit d'assurance paramétrique, ce mémoire aura pour objectif de répondre à des enjeux qui seront expliciter dans le chapitre qui suit.

1. Rappelons que même si la France est un vaste territoire avec des régions présentant divers profils de vent, les projets éoliens sont soumis à un long processus, à une réglementation stricte et à un coût relativement élevé. Avant qu'un parc éolien ne voit le jour en France, il peut se passer 5 à 10 années. L'intérêt serait d'exploiter davantage les parcs éoliens déjà en service.

Chapitre 2

Problématiques et enjeux

L'évaluation du rendement éolien fait face à des problématiques de différents niveaux. L'accès à des données précises et fiables fera l'objet d'une des problématiques majeures. La non-gratuité de ces informations, la volatilité des vitesses de vent, la prévision de la variabilité de production, l'impact des changements climatiques ainsi que la diversification géographique en France du risque de perte d'exploitation des parcs éoliens seront également abordés dans ce chapitre.

2.1 Problématiques des données

2.1.1 Généralités

Le principal défi des assureurs pour évaluer les risques qu'ils couvrent est l'obtention de données suffisamment précises. En effet, l'assurance des éoliennes nécessite de collecter des données avec un historique assez long, soit d'au moins une vingtaine d'années. Les régimes de vent sont amenés à varier d'une année à l'autre et les calculs des assureurs doivent nécessairement s'appuyer sur les mesures observées sur plusieurs années. La non-gratuité et l'insuffisance de données stockées peuvent être un frein à la bonne connaissance du risque de l'assureur. Malgré les progrès accomplis durant ces dernières années pour mettre à disposition une quantité impressionnante de données en *Open Data* comme la plateforme d'ODRÉ, il arrive que les assureurs soient dans l'incapacité de modéliser et mesurer avec justesse certains risques en raison du manque de données fiables et fidèles à la réalité.

Par exemple, le programme Copernicus, programme d'observation de la Terre de l'Union européenne géré par la Commission européenne, permet de fournir une vaste quantité d'observations issues de satellites et de systèmes de mesure terrestres, aériens et maritimes. Il répond à un besoin de connaître l'état de notre planète et de garantir un accès gratuit aux informations liées à la composition de la Terre et des changements climatiques qui l'affectent.

Il est aujourd'hui plus simple de se procurer des données climatiques en *Open Data* comme les vitesses de vent que des données sur les emplacements des parcs éoliens, sur la disposition des éoliennes au sein d'un même parc, sur les propriétés du terrain sur lequel est implanté une éolienne d'un parc, sur la présence d'obstacles à proximité des éoliennes ou encore sur les particularités de chaque turbine. Les assureurs sont ainsi contraints à poser un certain nombre d'hypothèses.

La fréquence, la localisation et la hauteur des mesures sont également des aspects cruciaux à prendre en compte dans un produit d'assurance paramétrique. Dans le secteur de l'énergie, on est tenté d'installer des sondes ou capteurs afin de récupérer des données sur place. Pour les éoliennes, les assureurs peuvent utiliser les mesures issues des anémomètres, appareils permettant de mesurer à la fois la vitesse et la pression du vent. Mais cette utilisation suppose de faire des ajustements liés aux turbulences créées autour de l'éolienne et à la hauteur de l'anémomètre sur l'éolienne.

Effectivement, la localisation et la hauteur du capteur sont des problématiques essentielles étant donné qu'elles ajoutent de l'incertitude sur les mesures étudiées par un assureur. Les stations météorologiques ne sont pas présentes dans chaque ville française et ne sont pas forcément à proximité des parcs éoliens. Si un assureur devait s'appuyer sur les mesures relevées par une station météorologique, il devrait effectuer un lissage géospatial, comme le présente le mémoire de T. RAYNAL (2022) [33]. Le principe serait d'effectuer une moyenne pondérée des mesures réelles prises autour de l'emplacement ciblé. L'assureur pourrait également reposer ses calculs sur des données de réanalyse, c'est-à-dire sur des données "reconstruites" et "corrigées" dans les zones où il n'y a pas d'observations directes ou dans les régions où les observations se font rares. Toutefois, les données reconstruites demeurent des estimations des données réelles.

En plus des possibles erreurs d'estimation, les données disponibles présentent une incertitude en termes d'interpolation de données à la hauteur recherchée. En effet pour le cas des éoliennes, il existe plusieurs bases de données recensant les vitesses de vent relevées à 10 mètres du sol, comme les données de réanalyse du projet mené par 2 centres américains : NCEP et NCAR. Pourtant, la hauteur moyenne du moyeu d'une éolienne *onshore* en France, c'est-à-dire la distance entre la surface du sol (plateforme de la turbine) et le moyeu de l'éolienne, est d'environ 82,5 mètres¹. Des méthodes d'interpolation existent pour estimer les vitesses de vent auxquelles font face les différentes éoliennes mais ces méthodes présentent quelques imperfections. Une interpolation "fausse" conduit à une estimation complètement biaisée de la production d'électricité issue d'une éolienne.

Malgré la volatilité du vent, source de production d'énergie éolienne, les technologies d'aujourd'hui permettent de prévoir cette production quelques jours à l'avance. Les prédictions sont généralement réalisées sur des périodes futures assez courtes. Or l'assurance paramétrique nécessite habituellement que l'assureur couvre le risque éolien sur une période allant au-delà d'une dizaine de jours. Ainsi l'assureur doit tenir compte avant tout de l'incertitude des prévisions de vent sur la période couverte qui peut conduire à des écarts plus ou moins importants sur le calcul de la production totale assurée.

2.1.2 Bases de données de *The Wind Power*

Toutes les informations concernant les parcs éoliens français ne sont pas disponibles en *Open Data*. C'est pourquoi pour bénéficier d'informations précises, il a fallu recourir à une base de données payante datant de 2020 et provenant de *The Wind Power*².

La base de données de *The Wind Power* permet de fournir des données qualitatives comme quantitatives vérifiées et actualisées a minima deux fois par an sur les parcs éoliens implantés dans 129 pays. *The Wind Power* récapitule diverses données provenant d'acteurs présents dans l'industrie éolienne, comme des propriétaires de parcs éoliens ou des fabricants de turbines, mais également des données provenant de communiqués de presse, de salons et de conférences.

1. Données de la base de 2020 de *The Wind Power*

2. <https://www.thewindpower.net/index.php>

Ce fournisseur de données transmet 3 principales bases de données :

a. Une base de données générale sur les parcs éoliens

La base de données commandée portait sur toute l'Europe. Or l'étude de ce mémoire est restreinte à la France et exclut l'Outre-Mer et la Corse. Ainsi, la première base de données comportait 1519 lignes correspondant à 1519 parcs éoliens *onshore* en France.

Elle renseigne les éléments suivants :

- l'identification du parc éolien (numéro ID, nom)
- l'emplacement du parc éolien (pays, ville, latitude, longitude)
- le nombre de turbines par parc
- le type d'éolienne (*offshore* ou *onshore*, modèle de la turbine, taille de la turbine)
- l'altitude des éoliennes
- la puissance totale du parc éolien
- le nom du fabricant de la turbine et le nom du propriétaire du parc éolien
- la date de mise en service et la date de démantèlement des éoliennes du parc éolien

b. Une base de données sur les caractéristiques des turbines

La deuxième base de données recense les propriétés de 1779 turbines :

- le nom du modèle
- le nom et l'identifiant du fabricant
- la puissance nominale de la turbine
- la surface balayée par le rotor
- la taille (entre surface du sol et moyeu) minimale et maximale de ce type de turbine
- le nombre de pales
- le poids de la turbine en tonnes (précisions sur le poids de la nacelle, du mât et du rotor)
- la vitesse de démarrage, la vitesse nominale et la vitesse limite du vent
- la vitesse minimale et maximale du rotor
- les fabricants du rotor, du mât, du générateur et de la boîte de vitesse
- les caractéristiques du générateur : le modèle, le nombre, la vitesse maximale, le fabricant...
- la date de mise en service

Cette base de données permettra de déterminer principalement la hauteur des éoliennes d'un parc, ainsi que la puissance nominale de la turbine.

c. Une base de données sur les courbes de puissance

La troisième base de données indique la puissance théorique (de sortie d'une éolienne) en kilowatts associée à chaque vitesse de vent entre 0 et 35 mètres par seconde. Grâce aux valeurs indiquées dans la base de données, nous pouvons retracer la courbe de puissance spécifique à chaque modèle de turbine. A titre d'exemple, la Figure 4.1.6 illustre la courbe de puissance du modèle Nordex N29/250.

La courbe de puissance correspond à une courbe qui retrace les puissances de sortie d'une éolienne à différentes vitesses de vent. Elle est généralement construite à partir des mesures réalisées sur terrain et lorsque les turbulences¹ sont faibles. La partie 4.1.6 explicitera la formule sur laquelle repose ces courbes et les caractéristiques d'environnement où sont effectuées les mesures de puissance.

1. La turbulence est l'état d'un fluide dont l'écoulement est irrégulier tel qu'en tout point de l'espace la vitesse varie aléatoirement. [Source : ENSTA]

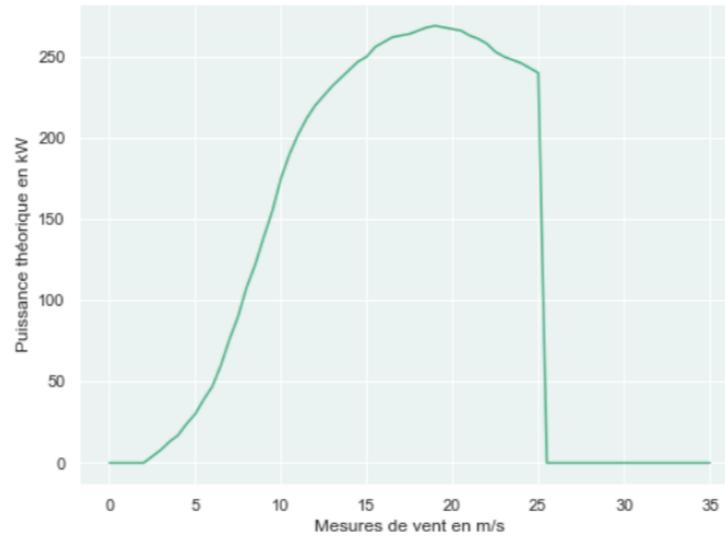


FIGURE 2.1 – Courbe de puissance de N29/250

Le mémoire s’appuiera sur une sélection de 15 parcs éoliens dont les modèles de turbines sont variés. Aucun assureur ne couvre la totalité des parcs éoliens français, mais nous supposons qu’un assureur moyen peut couvrir une dizaine de producteurs d’énergie éolienne.

Notons également que cette base de données gagnerait à être plus complète en renseignant certains éléments comme l’état actuel de la turbine, la production annuelle moyenne réelle par parc, la distance entre les éoliennes au sein d’un même parc, le nombre moyen de jours de maintenance sur une année ou encore les matériaux composant les différentes pièces des turbines.

2.1.3 Outil *Weather & Climate* et Données ERA5-Land

a. Produit *Weather & Climate*

Weather & Climate est un produit Heka¹ développé par les Data-Scientists de Sia Partners. Il collecte et met à disposition les données de plusieurs organisations météorologiques dans un format facile d’utilisation.

L’outil fournit une grande variété d’[API](#) pour rendre disponible et utilisable des données météorologiques. *Weather & Climate* est axé sur 3 volets de données :

- les données historiques de plusieurs variables météorologiques (température, ensoleillement, pression de l’air, précipitation...);
- les prévisions météorologiques à court terme (entre J+4 et J+10);
- et les projections climatiques selon différents scénarios (principalement selon les scénarios d’émission de gaz à effet de serre du [GIEC](#)).

Pour être plus précis, les données historiques sont construites à partir de mesures de stations météo ou de capteurs (mesures localisées en certains points du territoire), mais également à partir de combinaisons de mesures et de simulations numériques.

1. Ecosystème de solutions d’IA développé par Sia Partners.

On distinguera 3 types de données historiques :

- les mesures réelles
- les données de réanalyse
- les données de pseudo-réanalyse

Les données de réanalyse correspondent à des mesures "corrigées" et "adaptées" sur toute une grille spatiale. Elles combinent les vraies observations passées et les équations qui gouvernent l'atmosphère afin d'avoir une image réaliste du climat dans l'espace et dans le temps. Quant aux données de pseudo-réanalyse, elles sont construites lorsque les données de réanalyse ne sont pas encore transmises. Elles comblent l'écart entre les modèles de réanalyse et la donnée mesurée à partir de modèles prédictifs.

Dans le cadre de ce mémoire, l'analyse des données historiques de vitesses de vent permettra de se rendre compte de l'exposition de la production éolienne aux risques de manque ou d'excès de vent sur les sites éoliens assurés.

L'intérêt des [API](#) réside dans la mise à disposition de données et dans la communication possible entre deux applications. Concrètement, les [API](#) mettent à disposition des données dans un format standardisé (sous format JSON) à partir d'une clé et d'un URL. Sa contribution est aussi de permettre à une application d'utiliser un programme existant sans avoir à le reprogrammer. Elles simplifient le développement d'applications et augmentent la vitesse de développement. Il s'agit d'un moyen simplifié pour intégrer de nouveaux composants d'applications dans une architecture existante. Si une application envoie une requête, la seconde application doit pouvoir renseigner selon les conditions définies.

L'extraction sous [API](#) via l'outil *Weather & Climate* a en effet permis de collecter les composantes du vent u (vent zonal, Est-Ouest) et v (vent méridien, Nord-Sud) du jeu de données ERA5-Land à la maille horaire sur la plage temporelle couvrant les années de 1991 à 2021.

b. Focus sur le jeu de données ERA5-Land

L'outil *Weather & Climate* peut fournir différentes données de réanalyse (composantes du vent, température, pression de l'air...) avec le jeu de données ERA5-Land. Ces données sont accessibles sur l'outil de 1981 jusqu'à 2 à 3 mois avant la date actuelle à partir du *Copernicus Data Store*.

Développé par le [C3S](#) du [ECMWF](#)¹, ERA5-Land [7] est un rejeu de la composante terrestre de la réanalyse ERA5 de 2017, soit la cinquième génération de réanalyse atmosphérique du climat mondial de l'[ECMWF](#). ERA5 combine une grande quantité d'observations historiques en estimations en utilisant des systèmes avancés de modélisation et d'assimilation de données.

Mais ERA5-Land présente une estimation des variables avec une résolution plus fine : 9 km d'espacement de grille contre 31 km pour ERA5. Les données sont téléchargeables sur une grille régulière de latitude-longitude de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$. Elles couvrent chaque heure toute la surface du globe², sauf pour certaines variables restreintes à l'Europe.

L'avantage principal d'ERA5-Land est la rapidité des mises à jour si un retraitement sur tout ou une partie des données se produirait. Effectivement, ERA5-Land est produit dans le cadre d'une simulation unique avec les paramètres de surface d'ERA5 en données d'entrée, sans couplage avec le module atmosphérique du Système de prévision intégré (IFS) du [ECMWF](#) ou avec le modèle océanique de l'IFS. Il fonctionne sans assimilation de données, ce qui le rend abordable en termes de calcul pour des mises à jour relativement rapides [12].

1. Le C3S est mis en œuvre par le ECMWF au nom de la Commission européenne. Il offre un libre accès aux données et aux outils climatiques basés sur les dernières avancées scientifiques. [Source : [Mémoire de D.Grenier](#)]

2. ERA5-Land modélise seulement au-dessus de la terre et ignore les grandes étendues d'eau.

Les données ERA5-Land apparaissent donc comme une version améliorée d'ERA5 [28]. H-TESSSEL (version CY45R1 de l'IFS) est le modèle de surface terrestre incorporant l'hydrologie de surface qui constitue la base d'ERA5-Land. Avec sa fine résolution, les données possèdent une meilleure représentation orographique que celles d'ERA5.

S'appuyer sur ces données de réanalyse, plutôt que sur les mesures de MétéoFrance, permet de répondre aux besoins d'avoir un long historique, ainsi que des données horaires homogènes, gratuites et représentatives de la réalité. Elles présentent l'avantage de compléter les données dans les zones où les observations se font rares ou n'existent pas, afin de n'avoir aucune donnée manquante. Effectivement, il peut arriver d'observer des pannes de stations météo et donc d'avoir des enregistrements incomplets. La réanalyse remédie à cela et fournit des données complètes sur toute la période requête.

Les projections climatiques CORDEX¹ de vitesses de vent constituent d'autres données extraites via le produit W&C. Elles feront l'objet d'une partie à part entière dans la suite de ce mémoire.

2.1.4 Choix des parcs éoliens

Ce mémoire se penche sur une petite sélection de parcs éoliens en France (hors Corse et DOM-TOM). La sélection des différents profils de risque doit répondre à deux critères :

- les parcs éoliens sont de type terrestres (*onshore*) ;
- les parcs éoliens sont situés à moins de 20 km des stations météorologiques.

Effectivement, l'une des problématiques de données évoquées précédemment était la précision des mesures. Cette précision dépend de la fréquence des prises de mesure, de la justesse des capteurs et de la hauteur à laquelle sont placés les capteurs. Au-delà des imprécisions des mesures issues des stations météorologiques, il y a une incertitude sur la réanalyse. Ce mémoire repose principalement sur la fiabilité des données ERA5-Land. On supposera que les données de réanalyse matérialisent très bien les mesures qui auraient été réalisées par un capteur sur un lieu donné et à hauteur souhaitée.

Toutefois afin de diminuer toutes ces incertitudes, les parcs français seront sélectionnés à proximité des stations météorologiques. Le fait d'avoir un capteur éloigné du parc (que ce soit en distance mais aussi en hauteur) risquerait de créer un décalage important entre les données de réanalyse et la réalité des vitesses de vent. C'est pourquoi, on choisit qu'une bonne proximité serait d'environ 20 km, si ce n'est moins. Les quatre étapes de sélection sont énoncées ci-après.

• Etape 1 : Coordonnées géographiques

La première étape consiste à récupérer toutes les coordonnées géographiques des parcs éoliens *onshore* et des stations météorologiques. Les coordonnées des parcs sont obtenues grâce à la première base de *The Wind Power* et celles des stations météorologiques sont extraites de l'outil *Weather & Climate*. Les coordonnées géographiques correspondent au couple (latitude ; longitude) permettant de repérer un point à la surface du globe.

Effectivement, *The Wind Power* met à disposition des coordonnées au format WGS84 (Système géodésique mondial - révision 1984).

1. Lorsque l'on parle de "projections climatiques CORDEX" ou de données "CORDEX-CMIP5", cela signifie qu'on possède des données de vent dérivées des RCM de l'expérience CORDEX forcées avec les GCM de CMIP5.

Ce système de référence homogène est constitué de 4 éléments :

1. un ellipsoïde (ou sphéroïde)

Il permet de modéliser la forme de la Terre qui n'est pas totalement sphérique.

2. un référentiel horizontal

Il est défini lorsque l'on positionne l'ellipsoïde à un point d'ancrage par rapport à la Terre.

3. un référentiel vertical

WGS84 fait référence à un niveau vertical lorsqu'on mesure l'élévation de notre position par rapport à l'ellipsoïde.

4. un système de coordonnées

Il s'agit de paires de coordonnées (latitudes ; longitudes) indiquant la position d'un point sur le globe terrestre. Les latitudes et longitudes sont exprimées en degrés. Les coordonnées sont des angles et non des distances.

Plus précisément, la latitude correspond à la position d'un point en direction Nord-Sud. Tandis que la longitude représente la position d'un point en direction Est-Ouest.

La latitude est un angle mesuré par rapport à l'équateur. Sa mesure est exprimée en degré Nord ou Sud. Comme indiqué dans le schéma ci-dessus, un parallèle est un cercle imaginaire (horizontal) reliant tous les points situés sur une même latitude. La longitude est comptée par rapport au méridien de Greenwich (méridien zéro). Sa mesure est indiquée en degré Ouest ou Est. Un méridien est un cercle imaginaire (vertical) reliant tous les points situés sur une même longitude.

Afin d'illustrer ces notions, une représentation schématique est présentée ci-après.

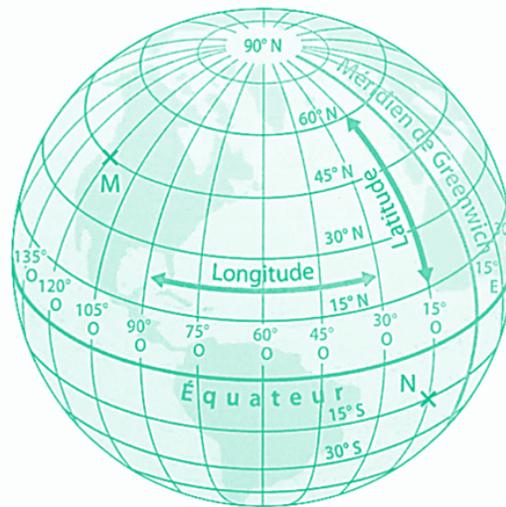


FIGURE 2.2 – Schéma explicatif des coordonnées géographiques¹

A titre d'exemple sous le système WGS84, les points N et M ont respectivement les coordonnées suivantes : (15°S ; 15°O) et (45°N ; 120° O).

1. <https://www.desmaths.fr/cours/index.php?n=3e&c=09>

• **Etape 2 : Distance entre 2 points**

La deuxième étape repose sur le calcul de la distance en kilomètres entre chaque parc éolien et chaque station météorologique. La formule choisie de distance entre 2 points du globe est celle de Haversine. A titre d'exemple, les coordonnées¹ d'une station météorologique et d'un parc éolien sont respectivement notées : $(\lambda_1; \phi_1)$ et $(\lambda_2; \phi_2)$. L'équation de Haversine [46] est définie comme suit :

$$h = hav\left(\frac{d}{r}\right) = hav(\phi_2 - \phi_1) + \cos(\phi_1) \cdot \cos(\phi_2) \cdot hav(\lambda_2 - \lambda_1) \quad (2.1)$$

avec

$$hav(\theta) = 2 \cdot \sin^2\left(\frac{\theta}{2}\right)$$

où hav est la fonction de Haversine, r est le rayon de la Terre (défini à 6371km) et d est la distance géodésique² entre les deux points sur la Terre. Les paramètres λ_1 , ϕ_1 , λ_2 et ϕ_2 sont exprimés en radians. Alors que r est un entier fixe, d est un réel ($d \in \mathbb{R}$). Il faut s'assurer que le paramètre h soit bien strictement inférieur à 1 ($h < 1$) en raison d'une erreur de virgule flottant. Ainsi, $h \in]0; 1[$.

En appliquant la fonction inverse de la fonction de Haversine, on peut isoler la variable d'intérêt notée d , c'est-à-dire la distance entre le parc et la station météorologique.

$$d = r \cdot hav^{-1}(h) = 2 \cdot r \cdot \arcsin(\sqrt{h})$$

$$d = 2 \cdot r \cdot \arcsin\sqrt{hav(\phi_2 - \phi_1) + \cos(\phi_1) \cdot \cos(\phi_2) \cdot hav(\lambda_2 - \lambda_1)}$$

Nous utiliserons donc la formule suivante :

$$d = 2 \cdot r \cdot \arcsin\sqrt{\sin^2\left(\frac{\phi_2 - \phi_1}{2}\right) + \cos(\phi_1) \cdot \cos(\phi_2) \cdot \sin^2\left(\frac{\lambda_2 - \lambda_1}{2}\right)}$$

La distance correspond à la longueur de l'arc de cercle reliant 2 points. Ce choix de formule s'explique par la rapidité de calcul des distances mais aussi parce que celle-ci nécessite simplement d'avoir en entrée les latitudes et longitudes des points étudiés.

• **Etape 3 : Sélectionner les plus petites distances**

La troisième étape consiste à identifier les parcs les plus proches des stations météorologiques. Pour cela, un classement de toutes ces distances est nécessaire. Nous obtenons comme résultat que les 15 parcs les plus proches des capteurs, c'est-à-dire avec les plus petites distances estimées, sont regroupés dans 3 régions : les Hauts-de-France, le Grand Est et l'Occitanie. De plus étant situés dans les mêmes régions, les parcs éoliens sont espacés sur des distances assez courtes (moins de 10 km) et ne permettent pas une véritable diversification géographique du risque pour l'assureur.

Pour remédier à cette concentration géographique de parcs éoliens, on s'intéresse à la sélection de parcs dans différentes régions de France. On choisit un nombre arbitraire de parcs éoliens à sélectionner : 15. Ce nombre présente la capacité de prendre environ un parc par région. Cependant, il faut souligner que le nombre de stations météo disponibles dans les régions françaises est inégal.

1. On précise que les latitudes et longitudes sont bien représentées en radians.

2. Il s'agit de la distance entre deux points géographiques. La distance géodésique est calculée dans un espace sphérique 3D en tant que distance traversant la surface courbe du monde. [Source : [ArcGIS Pro](#)]

- **Etape 4 : Pondérer les parcs éoliens du portefeuille d'assurance**

La quatrième étape repose donc sur le calcul d'un coefficient de pondération permettant la sélection des 15 parcs éoliens. Le coefficient est une moyenne du nombre de stations météo par région, du nombre de parcs éolien par région, de la puissance installée par région et du rang des distances.

Régions	Pourcentage
Hauts-de-France	9,38
Normandie	3,13
Bretagne	6,25
Ile-de-France	6,25
Grand-Est	12,50
Pays de la Loire	3,13
Centre-Val de Loire	6,25
Bourgogne-Franche-Comté	6,25
Nouvelle-Aquitaine	6,25
Auvergne-Rhône-Alpes	9,38
Provence-Alpes-Côte d'Azur	15,63
Occitanie	15,63

TABLE 2.1 – Pourcentage de stations météorologiques par région en France

Les régions possédant le plus de stations météorologiques sont l'Occitanie, la Provence-Alpes-Côte d'Azur et le Grand Est. A priori, ce sont les régions où l'on devrait pouvoir sélectionner le plus grand nombre de parcs éoliens proches des stations météorologiques.

Mais regardons de plus près le pourcentage de parcs éoliens par région et la part de chaque région par rapport à la puissance totale installée en France.

Régions	Pourcentage
Hauts-de-France	24,12
Normandie	5,87
Bretagne	9,74
Ile-de-France	0,69
Grand-Est	19,83
Pays de la Loire	7,46
Centre-Val de Loire	7,39
Bourgogne-Franche-Comté	3,46
Nouvelle-Aquitaine	6,77
Auvergne-Rhône-Alpes	4,91
Provence-Alpes-Côte d'Azur	0,41
Occitanie	9,33

TABLE 2.2 – Pourcentage de parcs éoliens par région en France

Régions	Pourcentage
Hauts-de-France	27,59
Normandie	5,05
Bretagne	5,99
Ile-de-France	0,48
Grand-Est	21,95
Pays de la Loire	6,06
Centre-Val de Loire	7,55
Bourgogne-Franche-Comté	4,78
Nouvelle-Aquitaine	7,43
Auvergne-Rhône-Alpes	3,72
Provence-Alpes-Côte d'Azur	0,66
Occitanie	8,73

TABLE 2.3 – Part de la puissance installée de chaque région par rapport à la puissance totale¹

L'idée est de respecter une certaine diversification géographique pour pouvoir étudier, en dernière partie du mémoire, la possibilité d'un contrat unique d'assurance paramétrique pour plusieurs parcs éoliens. Voici la part de parcs éoliens sélectionnés par région :

Régions	Nombre	Pourcentage
Hauts-de-France	4	27
Normandie	1	7
Bretagne	1	7
Grand-Est	4	27
Pays de la Loire	1	7
Centre-Val de Loire	1	7
Provence-Alpes-Côte d'Azur	1	7
Occitanie	2	13

TABLE 2.4 – Part de parcs éoliens sélectionnés par région²

Afin de respecter la diversification géographique, les parcs éoliens choisis sont implantés dans différentes régions. La Figure 2.3 est une représentation schématique de la répartition de la part de parcs sélectionnés en France.

Cette sélection devait également répondre à un dernier critère : les parcs ne doivent pas se trouver à des altitudes trop hautes ou trop basses par rapport aux stations météorologiques. Les données Copernicus nous ont permis de vérifier ce dernier point.

L'étude privilégie ainsi des parcs implantés sur des terrains plats dans toute la France et éloignés de 20 km au plus d'un capteur météo.

1. Source : FEE [18]

2. Les régions qui ne sont pas affichées dans ce tableau n'ont pas de parcs éoliens sélectionnés dans cette étude.

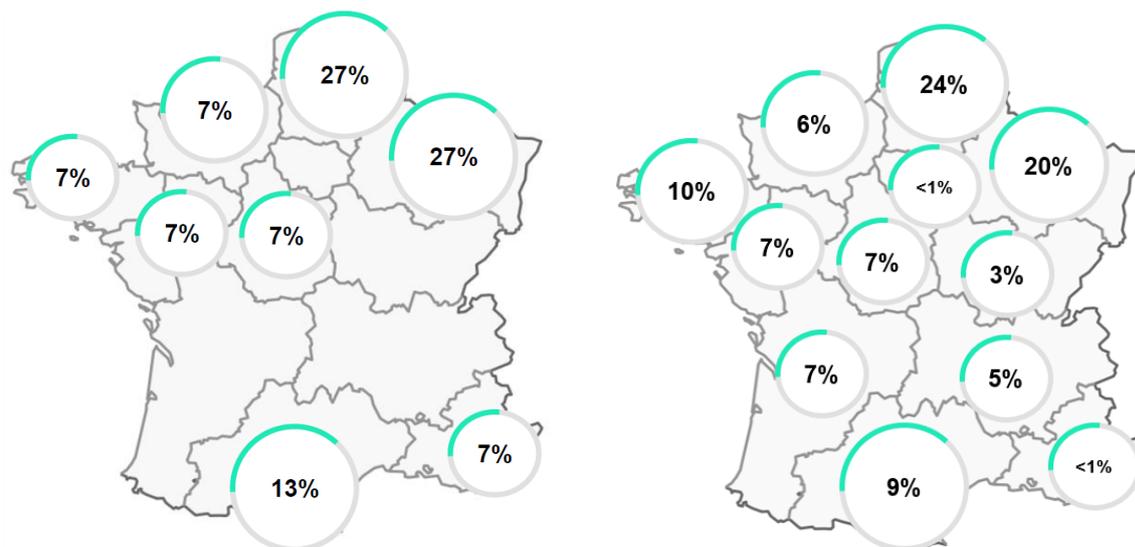


FIGURE 2.3 – Répartition des 15 parcs éoliens sélectionnés (à gauche) & Répartition de l'ensemble des parcs *onshore* (à droite) dans les différentes régions françaises

N° du parc	Altitude parc	Altitude station météo	Différences
1	46	71	25
2	2	64	62
3	86	71	15
4	132	112	20
5	188	112	76
6	32	26	6
7	106	43	63
8	60	58	2
9	110	71	39
10	108	112	4
11	95	68	27
12	56	93	37
13	124	161	37
14	28	43	15
15	190	112	78

TABLE 2.5 – Comparaison des altitudes¹ des parcs et des stations météorologiques sélectionnés

Pour récapituler, 15 parcs ont été choisis (à gauche) près de 9 stations météorologiques (à droite) sur la Figure 2.4.

1. Source : Copernicus

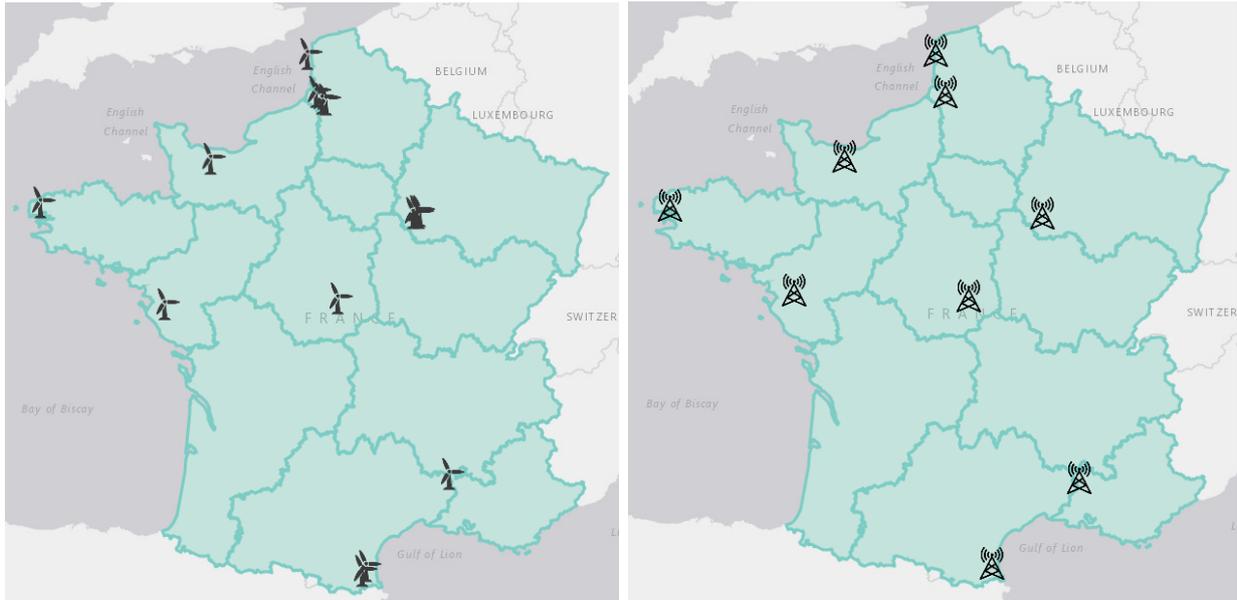


FIGURE 2.4 – Parcs éoliens & Stations météo sélectionnés

2.1.5 Optimisation de la granularité spatio-temporelle des données

L'un des enjeux pour les assureurs est de savoir à quelle fréquence ils devraient récupérer les données.

Les données ERA5-Land sont disponibles à la maille horaire. Pourtant, il est plus simple de stocker et de traiter des données à une maille plus agrégée. Le temps de calcul avec des données horaires plutôt que des données journalières est largement allongé si l'on considère plusieurs emplacements et plusieurs variables d'entrée. Cela représente un véritable coût pour l'assureur. Il est également plus difficile de distinguer de véritables tendances à partir de données très volatiles comme le montre la Figure 2.5. Les données de vitesses de vent à la maille horaire peuvent être assimilées à une trajectoire de bruit blanc gaussien, rendant difficiles l'analyse et la prévision future de ces vitesses de vent.



FIGURE 2.5 – Evolution des vitesses de vent de 1991 à 2021 (parc n°1)

L'une des problématiques de ce mémoire sera de répondre à la question suivante : Si un assureur agrège ses données à la maille journalière au lieu d'appuyer ses calculs sur des données à la maille horaire, combien perd-il en précision ? On étudiera la marge d'erreur liée à l'estimation du nombre d'heures de manque (ou d'excès) de vent et à l'estimation de la production théorique annuelle. Une seconde problématique s'ajoute à ce mémoire : Est-ce qu'une maille temporelle¹ permettrait d'identifier aussi bien les périodes d'insuffisance ou d'excès de vent sur une année que la maille horaire ? Si tel est le cas, cela permettrait de réduire le temps de calcul de l'assureur.

Un autre enjeu auquel font face les assureurs et qui a déjà été mentionné dans les parties précédentes est la fiabilité des données. ERA5-Land fournit les composantes du vent mesurées à 10 mètres et à 100 mètres du sol. Une extrapolation des données à partir des données de 100 mètres devrait être plus fiable que celles de 10 mètres, puisque la hauteur moyenne du moyeu d'une éolienne *onshore* est d'environ 82,6 mètres². Plus la donnée extrapolée est proche du moyeu de l'éolienne, plus la donnée apparaît fiable.

Ainsi on regardera l'écart entre les mesures extrapolées à partir des données de 10 mètres et à partir des données de 100 mètres. On supposera que les données de 100 mètres extrapolées se rapprochent mieux de la réalité que celles de 10 mètres pour pouvoir calculer l'erreur moyenne des vitesses de vent.

Chaque étape réalisée jusqu'au calcul d'indemnisation peut engendrer des erreurs qui se répercutent à l'étape suivante. L'assurance est censée refléter l'expertise et la maîtrise du risque, ainsi que le devoir d'indemniser ses assurés lorsqu'un sinistre ou événement survient. Un assureur ne peut pas se permettre d'ignorer ces problématiques de données, surtout dans le cadre de l'énergie éolienne. En effet, une petite erreur d'estimation des vitesses de vent engendre une erreur plus importante sur la production théorique, étant donné que la production théorique d'une éolienne varie presque avec le cube de la vitesse de vent. Cette erreur est multipliée par le nombre de parcs assurés.

2.2 Problématiques de modélisations climatiques

L'assureur doit être capable de traiter des gros volumes de données, de les analyser et de les comprendre afin de pouvoir prévenir des risques futurs. Certains assureurs construisent leurs propres modélisations à partir des mesures, tandis que d'autres préfèrent s'appuyer sur des modélisations réalisées par des centres de recherches ou d'autres organisations qui prennent en compte les prévisions de changements climatiques. Il est important de baser son contrat d'assurance paramétrique sur des fournisseurs de données fiables.

2.2.1 Aléas météorologiques affectant la production d'une éolienne

Il ne fait aucun doute que la production d'énergie éolienne dépend directement du vent et des conditions climatiques pouvant l'affecter. Cependant, la méconnaissance de certains phénomènes physiques ou de certaines régions limite la performance des modèles de simulations de projections climatiques.

1. Une maille intermédiaire entre la maille horaire (la plus précise) et la maille journalière (la moins précise).

2. Données 2020 de *The Wind Power*.

a. Définition du vent

Le vent représente le déplacement d'une masse d'air. Ce phénomène est généré par l'équilibre entre les 3 forces présentées ci-dessous :

i. Forces de pression (*pressions exercées dans l'atmosphère*)

Deux paramètres fortement corrélés contribuent à la formation des vents : la pression et la température. L'air est en mouvement en raison des variations de la pression atmosphérique. En effet, l'air est un mélange de gaz qui présente 2 propriétés : occuper un certain volume et avoir une certaine masse. L'atmosphère terrestre correspond aux couches¹ de gaz composées majoritairement d'azote et d'oxygène entourant la Terre.

La masse d'air exerce une pression sur la surface de la Terre et sur ce qui s'y trouve. Cette pression varie selon l'altitude et selon la température. Effectivement, il y a de moins en moins d'air lorsque l'on monte en altitude. Cela s'explique par le fait que plus la couche atmosphérique est proche de la surface du sol, plus elle est riche en gaz. Inversement, plus la couche atmosphérique est éloignée du sol, plus elle est pauvre en gaz.

De plus, les gaz atmosphériques sont chauffés par le soleil. L'énergie du vent est dépendante de l'énergie solaire. Mais cette énergie n'est pas répartie uniformément sur la surface de la planète. Quand une masse d'air se réchauffe, les gaz ont tendance à occuper un volume plus important et à devenir moins dense ("plus léger"). Une température élevée implique que l'air chaud monte dans l'atmosphère au-dessus des couches plus froides et que la pression diminue créant ainsi des zones de basse pression appelées "dépressions". Tandis que l'air froid devient plus dense ("plus lourd") et donc il descend. Cela crée une augmentation de la pression, soit des zones de haute pression appelées "anticyclones".

Ainsi, la différence de pression résulte principalement d'un changement de température. Les forces de pression occasionnent des déplacements de masses d'air. Toute variation de pression engendre un courant d'air soit du vent. Ce dernier est orienté de l'anticyclone vers la dépression, soit un déplacement de haute à basse pression. Plus la variation de pression est importante, plus l'air se déplacera vite, entraînant un vent fort.

ii. Force de Coriolis

Le mathématicien français Gustave Gaspard Coriolis a mis en évidence la force de déviation appelée la force de Coriolis. Le [CNRS](#) définit cette force comme une force qui dévie la trajectoire d'un objet en mouvement à la surface d'un objet en rotation. Elle s'applique à tout corps en mouvement, par la rotation de notre planète autour de l'axe des pôles. Quand la force centrifuge varie en fonction de la vitesse du corps en mouvement, la force de Coriolis modifie la position d'un objet en mouvement situé sur un objet en rotation (ici la Terre).

Les vents soufflant au niveau de l'hémisphère Sud ont tendance à dévier leur trajectoire vers la gauche (vers l'Ouest), tandis que les vents soufflant au niveau de l'hémisphère Nord ont tendance à se déplacer vers la droite (vers l'Est). Si la force de Coriolis est maximale aux pôles Nord et Sud, elle devient nulle au niveau de l'équateur.

1. Exosphère, Thermosphère, Mésosphère, Stratosphère, Troposphère.

La Terre n'est pas un référentiel inertiel (galiléen). La force de Coriolis n'existe que parce qu'un observateur se situe dans un référentiel en rotation. Effectivement, un observateur situé dans l'hémisphère Nord voit la Terre tourner dans le sens antihoraire, c'est-à-dire dans le sens inverse des aiguilles d'une montre, lorsqu'il s'approche d'une zone de dépression. Tandis que s'il est situé dans l'hémisphère Sud, la Terre tourne dans le sens horaire, c'est-à-dire dans le sens des aiguilles d'une montre, lorsqu'il s'approche d'une zone de dépression. Ce n'est pas le sens de rotation de la Terre qui a changé mais l'orientation de l'observateur. Cette force oblige les vents à être parallèles aux isobares.

Parmi les exemples observables d'effets d'une force de Coriolis, on peut citer l'usure des rails qui s'observe davantage d'un côté que de l'autre.

Le fait que la Terre tourne, l'air suit des trajectoires en spirale. Ainsi, la rotation de notre planète contribue à l'évolution des vents, à leur localisation et à leur direction. A titre de remarque, la loi de Buys-Ballot est une conséquence directe de la force de Coriolis. Cette loi indique que dans l'hémisphère Nord, lorsque l'on tourne le dos au vent, on a les dépressions à sa gauche et les anticyclones à sa droite. Alors que dans l'hémisphère Sud, on a les dépressions à sa droite et les anticyclones à sa gauche.

Pour résumer, la force de Coriolis agit perpendiculairement au déplacement du vent.

iii. Force de frottement

Le vent est amené à rencontrer de multiples obstacles sur son chemin comme le sol, les montagnes, les reliefs ou encore des masses d'air en mouvement. La force de frottement entraîne un effet de freinage en agissant en sens opposé de la vitesse du vent. Cette force diminue également avec l'altitude. La direction et la force du vent sont donc amenées à être modifiées.

b. Vents de surface & Vents en altitude

i. Vents de surface

Lorsqu'on évoque les vents de surface, on fait référence à des vents moyens situés à environ 10 mètres au-dessus du sol. Les vents de surface jouent un rôle majeur dans les échanges de chaleur entre l'océan et l'atmosphère, mais aussi dans l'activité de production d'énergie éolienne. En effet, la rugosité du terrain a une influence non négligeable sur les vents allant jusqu'à 100 mètres au-dessus du sol et donc sur les vents à hauteur des moyeux des éoliennes. L'étude de ces vents représentent un grand intérêt pour les estimations de la récupération de l'énergie électrique.

Dans la thèse de J. NAJAC intitulée *Impacts du changement climatique sur le potentiel éolien en France : une étude de régionalisation* (2008) [29], il est indiqué que l'une des caractéristiques principales des vents de surface est leur grande variabilité au cours du temps, mais aussi dans l'espace. La friction exercée contre le sol ou contre la surface du terrain influe énormément sur la force du vent. Une forte rugosité entraîne une diminution de l'intensité des vents de surface. Lorsqu'on évalue le potentiel éolien, on prend en compte les 2 aspects qui décrivent la rugosité : sa classe et sa longueur.

La longueur de la rugosité correspond à la hauteur (en mètres) au-dessus du sol pour laquelle la vitesse moyenne du vent serait théoriquement de 0. La classe de rugosité dépend du résultat précédent. Cette dernière est définie dans l'Atlas Éolien Européen [43], dans lequel on peut retrouver des informations utiles concernant le calcul de la vitesse de vent ou encore la production d'énergie éolienne.

On peut citer quelques types de terrain ou environnements avec une rugosité forte : les forêts, les plaines avec une herbe assez longue, les buissons, les arbrisseaux, les zones urbaines recouvertes de bâtiments élevés... Ces éléments freinent considérablement les vents de surface même si en réalité, la rugosité est définie selon la planéité du sol mais aussi la distance sur laquelle elle s'étend.

Un des principaux résultats de J. NAJAC révèle que les parties Nord-Ouest et Sud-Est de la France sont les plus ventées. Grâce à l'étude historique (1974-2002) des vitesses de vent journalières à 10 mètres du sol, 3 zones à fort potentiel éolien sont identifiées : le Nord, l'Ouest et le Sud-Est de la France. La zone présentant la plus forte variabilité passée est le Sud-Est. J. NAJAC souligne également que les vents de surface sont majoritairement plus élevés en hiver (de décembre à janvier), plutôt qu'en été (de juin à août). Le Nord, l'Est et l'Ouest sont caractérisés par des variations importantes de la direction des vents de surface, tandis que dans le Sud-Est, les directions de vent varient généralement moins.

Toutefois, une tendance à la baisse semble se dégager historiquement des vitesses de vents de surface dans la partie Nord de la France. On démontre ainsi de fortes disparités régionales concernant les vents de surface. La variabilité de ces vents de surface sur le territoire français ainsi que la détection de possibles tendances sont à approfondir chez les assureurs afin d'anticiper leurs évolutions et leurs effets sur le rendement des producteurs d'énergie.

Néanmoins, quelques éoliennes ont un moyeu situé à une hauteur au-dessus de 100 m et font face à des vents de nature différente. C'est le cas pour certains modèles de turbines de l'entreprise de fabrication Enercon.

ii. Vents en altitude

Pour évaluer le potentiel des projets éoliens, on devrait s'appuyer sur des données de vent à 100 mètres du sol et non sur des données de vent de surface qu'on utilise habituellement. En altitude, les vents sont bien plus forts. Etant de nature différente, les vents à haute altitude ne font pas face aux mêmes variabilités que les vents à 10 mètres du sol, ni aux mêmes tendances.

L'influence de la surface de la terre est quasiment nulle lorsqu'on atteint des altitudes élevées, soit environ mille mètres (1 kilomètre) au-dessus du sol. Effectivement à haute altitude, les effets des reliefs ou des obstacles disparaissent sur les vitesses de vent. Ainsi à 100 mètres du sol, ces effets peuvent encore exister mais sont moindres qu'à basse altitude. Le vent apparaît plus stable et croît doucement à mesure qu'on s'élève en altitude.

La thèse *Ressource éolienne en France métropolitaine : méthodes d'évaluation du potentiel, variabilité et tendances* de B. JOURDIER (2015) [24] révèle qu'à hauteur des moyeux des éoliennes, on se retrouve dans une zone d'inversion du cycle diurne. En effet au-delà de 100 mètres du sol, on observe des vents moins forts en journée que durant la nuit alors qu'à 10 mètres du sol, le cycle diurne est très marqué par des vents plus forts en journée que la nuit. Cela s'explique par le fait qu'en journée, les vents sont plus stables à 100 mètres du sol grâce à un flux de chaleur moins important. Jacobson et Kaufman [23] précise que les vents de surface sont caractérisés par l'instabilité thermique, ce qui a pour effet de produire de la turbulence qui transporte verticalement de l'énergie des vents forts en altitude vers la surface.

Ainsi si l'on s'appuie sur des données de vent à 10 mètres du sol, il faudrait tenir compte de l'inversion du cycle diurne lorsqu'on extrapole ces données à 100 mètres du sol, mais également des turbulences moins présentes en altitude.

c. Généralités sur les changements climatiques

La vitesse des vents est très variable dans le temps et dans l'espace. Le dérèglement climatique marquée par l'augmentation de la température dans certaines régions semble être une aubaine pour la production d'énergie éolienne du fait des prévisions de l'augmentation des vitesses de vent. Mais en réalité, les changements climatiques inquiètent du fait de la variabilité de vents et conséquemment de la forte variabilité de la production énergétique. L'apparition d'excès de vent dans des zones habituées à des vents moyens voire faibles préoccupe également.

Remarquons que les prévisions de vent sont diverses selon les organisations qui les fournissent, selon les localisations et selon les périodes étudiées. En France, il semble se dégager parmi les prédictions déterministes, une généralisation de vents de faible intensité dans les années à venir. Christine Berne, climatologue à Météo-France, a indiqué effectivement que les vents moyens ont plutôt une tendance à la baisse. De même, Freja Vamborg, scientifique au C3S, a témoigné dans le rapport européen sur l'état du climat (ESOTC) que 2021 a été l'une des années les plus chaudes jamais enregistrées sur notre planète et que la vitesse du vent a été nettement en-dessous de la normale dans les régions européennes disposant d'une large concentration d'éoliennes (en particulier : la partie Nord de l'Europe). La notion de sécheresse de vent (périodes prolongées de vents faibles) est également abordée puisqu'elle réduit durement la production d'électricité. Mais il est impossible de dire aujourd'hui si la tendance se renversera dans les prochaines années.

Un élément important explique cette tendance à la baisse : la diminution du contraste thermique entre les pôles et l'équateur. Effectivement, le réchauffement climatique conduit à diminuer la différence de température entre les pôles et l'équateur. L'effet albédo, c'est-à-dire le pouvoir réfléchissant d'une surface, joue un rôle conséquent. Les pôles se réchauffent bien plus qu'au niveau de l'équateur. La différence des températures étant amenée à se resserrer, les vents deviennent moins forts. Paul Williams, Professeur de sciences atmosphériques à l'Université de Reading (Royaume-Uni), a annoncé que "Le changement climatique réchauffe les pôles plus rapidement que les tropiques dans la basse atmosphère, ce qui a pour effet d'affaiblir la différence de température Nord-Sud des latitudes moyennes et, par conséquent, de réduire le vent à basse altitude".

Si l'on croise ces prévisions avec la volonté d'augmenter les énergies renouvelables dans le mix énergétique français, on comprend pourquoi la compréhension de la variabilité de la vitesse des vents dans le temps et dans l'espace est cruciale. De faibles effets sur la vitesse de vent se répercutent sensiblement sur la production énergétique. Le rapport de Copernicus d'avril 2022 [10] considère qu'une réduction de 10% de la vitesse du vent entraîne une réduction d'environ 27% de la puissance produite.

N'oublions pas qu'une trop forte augmentation de la vitesse de vent peut conduire à des arrêts systématiques des éoliennes et donc à des productions énergétiques nulles à plusieurs moments de l'année. La température n'est pas le seul facteur perturbant les vitesses de vent d'une zone donnée. La topographie engendre à long terme des modifications notables sur les vitesses de vent. En effet, le relief et les obstacles (constructions, végétation...) augmentent la rugosité et les frottements dans la couche limite atmosphérique. La conséquence à long terme est la réduction de l'intensité des vents de surface.

De plus dans la thèse de B. JOURDIER [24], il est évoqué les conséquences d'une augmentation d'aérosols atmosphériques, soit des suspensions de très fines particules dans l'air troposphérique ou stratosphérique. Effectivement, ces particules bloquent les radiations solaires en journée et réchauffent l'atmosphère, créant ainsi une meilleure stabilité thermique soit moins de turbulences transportant verticalement de l'énergie des vents forts en altitude vers la surface de la Terre.

Il existe multiples facteurs affectant le vent et inévitablement la production d'énergie renouvelable. Les 2 conséquences distinctes auxquelles on s'intéresse sont le manque de vent et l'excès de vent.

2.2.2 Intégration des changements climatiques

La prévision future de la production énergétique d'un parc éolien nécessite de prendre en compte les scénarios du **GIEC**. Des changements de long terme sur les variables météorologiques impactent inévitablement les ressources nécessaires pour produire de l'électricité.

a. Scénarios du GIEC

i. Le GIEC

Le **GIEC** [22] est un groupe créé en 1988 par le **PNUE** et l'**OMM** pour évaluer les connaissances scientifiques sur l'évolution du climat ainsi que les causes et les répercussions du dérèglement climatique.

Il fournit des recommandations afin de limiter la gravité du changements climatique et des adaptations à envisager face aux conséquences inéluctables. Cet organisme intergouvernemental compte au total 195 pays membres. Il s'agit d'un lieu d'expertise qui synthétise les recherches menées par des experts du monde entier. Avec l'ensemble des représentants des pays membres, le **GIEC** se réunit en session plénière pour fournir des orientations en termes de gestion, de stratégie et de prise de décisions sur les questions majeurs. Il rédige, en effet, des rapports scientifiques qui sont au cœur de négociations internationales sur le climat, notamment la Conférence des Parties à la **CCNUCC**.

On compte les rapports d'évaluation, les rapports spéciaux sur une thématique, les rapports méthodologiques où les experts fixent des méthodes à appliquer pour les inventaires nationaux d'émissions de **GES** et des documents techniques nécessitant des avis scientifiques. Ils sont pris en compte comme référence dès lors qu'une décision aura une influence sur le climat. Des milliers d'experts apportent leur contribution à l'établissement des rapports d'évaluation du **GIEC**, en tant qu'auteurs principaux, auteurs collaborateurs, examinateurs ou encore éditeurs-réviseurs pour s'assurer de la vision large de la communauté scientifique face aux problèmes majeurs affectant le climat. Les rapports synthétisent des milliers de travaux scientifiques, afin d'en tirer des conclusions globales et des projections climatiques¹.

5 rapports d'évaluation ont déjà été publiés depuis 1990. Le 5e rapport (AR5) date de 2013-2014. Actuellement, le **GIEC** a entamé son 6e cycle d'évaluation qui s'achèvera avec la publication du rapport de synthèse du 6e rapport (AR6) prévue pour mars 2023. Tout comme les rapports d'évaluation précédents, le 6e rapport se compose des contributions des 3 Groupes de travail et d'un rapport de synthèse. En effet, les Groupes de travail ont été chargés d'apporter leurs connaissances sur les 3 sujets qui suivent :

- Éléments scientifiques du changement climatique,
- Impacts, Adaptation et Vulnérabilité,
- Atténuation du changement climatique.

Actuellement, les 3 volumes de l'AR6 ont été publiés entre août 2021 et avril 2022. Quant au rapport de synthèse, il devrait être publié à temps pour appuyer le Bilan Mondial (**GST**) mené en 2023, qui est un inventaire mondial au cours duquel la communauté internationale évalue les progrès collectifs vers la réalisation des objectifs de l'Accord de Paris : limiter la hausse des températures à 1,5°C et à long terme réduire les émissions de gaz à effet de serre.

1. Une représentation plausible et souvent simplifiée du climat futur, basée sur un ensemble cohérent de relations climatologiques qui a été construit pour expliciter les conséquences potentielles du changement climatique d'origine anthropique.

ii. Les scénarios

Le **GIEC** est également composé d'une équipe spéciale **TG - Data** (Équipe spéciale pour les données servant aux évaluations du changement climatique) qui fournit des indications sur la conservation, la traçabilité, la stabilité, la disponibilité et la transparence des données et des scénarios afférents aux rapports du **GIEC**. Les scénarios du **GIEC** sont cités dès lors qu'on s'intéresse à l'évolution du climat. Le groupe intergouvernemental a éprouvé le besoin de s'appuyer sur des scénarios socio-économiques afin de poser des hypothèses sur les conséquences du développement économique futur sur l'environnement.

Cette partie est consacrée à la présentation des scénarios **RCP** et **SSP**. Contrairement aux anciens scénarios appelés **SRES**, ils ne seront pas construits par le **GIEC** lui-même, mais par l'ensemble de la communauté scientifique. Le **GIEC** a connu un vrai virage méthodologique en passant d'une approche séquentielle avec les scénarios **SRES** à une approche en parallèle avec les scénarios **RCP** et **SSP** [11].

- Approche séquentielle

L'approche séquentielle repose sur une série de scénarios permettant de déduire le scénario climatique déterministe. Le point de départ de l'approche est une synthèse des modélisations économiques dans le but de définir des scénarios d'évolution de nos sociétés. Elle est basée sur un scénario socio-économique (évolutions des économies nationales, technologie, choix énergétiques, démographie...), qu'elle traduit en scénario d'émissions de **GES**. A partir de ce dernier et des connaissances des grands cycles biogéochimiques, on peut déduire un scénario de concentration en **GES**. Un modèle climatique permettra ensuite d'estimer le forçage radiatif¹ et une projection climatique. Les étapes sont résumées avec le schéma explicatif présenté ci-dessous :

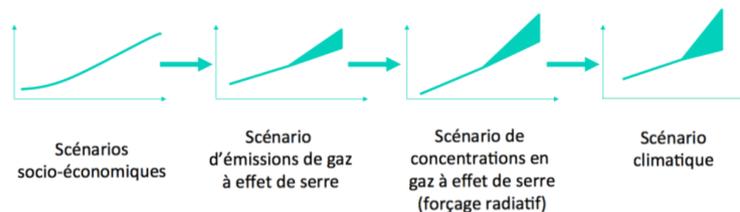


FIGURE 2.6 – Schéma des étapes de l'approche séquentielle du **GIEC**²

- Approche en parallèle

L'approche en parallèle correspond à la "méthode inverse" de l'approche séquentielle :

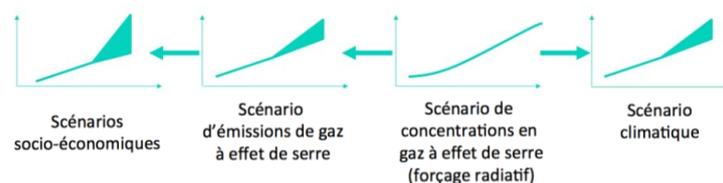


FIGURE 2.7 – Schéma des étapes de l'approche inverse du **GIEC**³

1. Exprimé en W/m^2 , Changement du bilan radiatif (rayonnement descendant moins rayonnement montant) au sommet de la troposphère (10 à 16 km d'altitude), dû à un changement d'un des facteurs d'évolution du climat comme la concentration des gaz à effet de serre. [Source : **DRIAS**]

2. [La Modélisation du Climat, MOOC Université Virtuelle Environnement et Développement Durable](#)

3. [La Modélisation du Climat, MOOC Université Virtuelle Environnement et Développement Durable](#)

Pour plus de précisions, cette approche repose sur un scénario de forçage radiatif (scénario de concentration de GES). A partir de ce scénario de référence, les climatologues produiront une projection climatique en prenant ce scénario de référence en entrée dans leur modèle climatique. Parallèlement, les socio-économistes élaboreront un scénario d'émissions de GES. L'idée est qu'à partir d'un scénario de référence, on peut retrouver a posteriori plusieurs scénarios socio-économiques crédibles.

Cette méthode a été utilisée pour le précédent rapport d'évaluation du GIEC (2013) afin de prendre en compte plusieurs scénarios socio-économiques pour un scénario de forçage radiatif donné. Tandis que l'approche séquentielle reposait sur un unique scénario socio-économique conduisant à un unique scénario de forçage radiatif. Un scénario climatique nécessite la connaissance des concentrations de GES et des polluants à courte durée de vie, mais aussi l'évolution de l'utilisation des sols sur les différents continents. *Les 2 approches comprennent qu'il faut combiner les projections climatiques et les scénarios socio-économiques. Effectivement ces 2 types de scénarios sont dépendants du fait des politiques climatiques créées en vue de l'évolution du climat.*

Le 5e rapport d'évaluation du GIEC (2013) s'est appuyé sur les scénarios de référence RCP (*Representative Concentration Pathways*), présentés ci-après.

- Scénarios de concentrations de GES : RCP

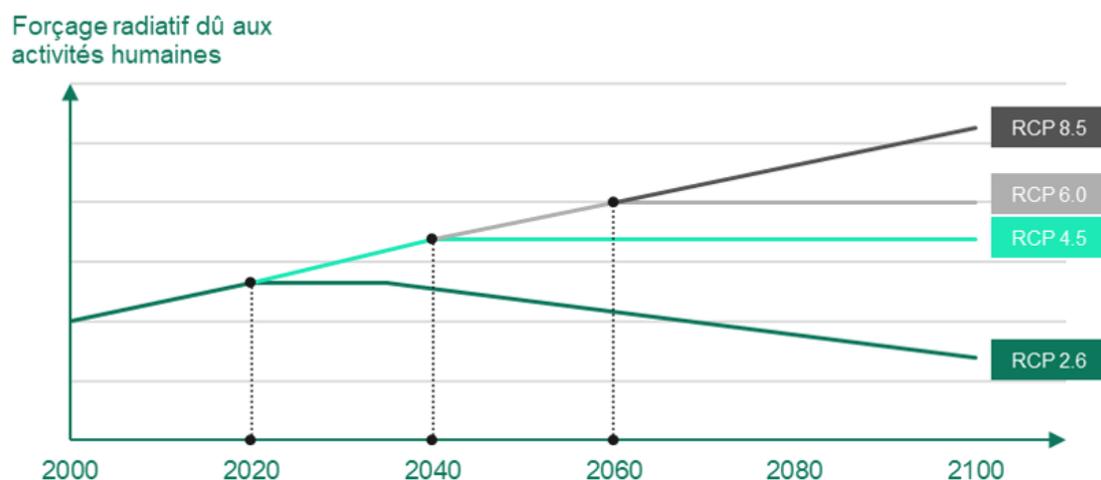
Les RCP (profils représentatifs d'évolution des concentrations) représentent des trajectoires d'évolution d'émissions de GES sur la période de 2006 à 2300. Ils sont représentatifs de scénarios d'évolution existants dans la littérature et ont été sélectionnés sur la base de 300 scénarios.

Scénarios	Forçage radiatif (W/m ²)	Concentration de GES (ppm)	Trajectoire
RCP 2.6	Pic à 2,6W/m ² avant 2100 puis déclin	Pic 490 eq-CO ₂ avant 2100 puis déclin	Pic puis déclin
RCP 4.5	4,5W/m ² au niveau de stabilisation après 2100	660 eq-CO ₂ au niveau de stabilisation après 2100	Stabilisation sans dépassement
RCP 6.0	6W/m ² au niveau de stabilisation après 2100	850 eq-CO ₂ au niveau de stabilisation après 2100	Stabilisation sans dépassement
RCP 8.5	> 8,5W/m ² en 2100	> 1370 eq-CO ₂ en 2100	Croissante

TABLE 2.6 – Scénarios RCP (Moss et al, Nature 2010)

Les 2 scénarios extrêmes sont les scénarios RCP 2.6 et 8.5. Parmi les 300 scénarios simulés, RCP 8.5 n'est dépassé que par environ 10% des hypothèses envisagées et de même, RCP 2.6 ne dépasse que 10% d'entre elles. Le scénario RCP 2.6 est le seul profil sans équivalent avec les anciens scénarios SRES. Il intègre les effets d'une politique de réduction des émissions de GES susceptible de limiter le réchauffement planétaire à 2°C en 2100. Il s'agit du scénario le plus optimiste où les émissions atteignent un plateau assez rapidement. Le pic d'émissions de GES se trouve avant 2050, avant d'observer une décroissance des émissions de GES. Quant au scénario RCP 8.5, il s'agit du scénario le plus pessimiste. Les émissions de GES sont amenées à croître de façon linéaire, au rythme actuel. Il se rapproche du nouveau scénario SSP5-8.5 marqué par l'absence de politique climatique et la croissance des émissions de GES. En 2100, les émissions devraient augmenter jusqu'à parvenir à la valeur de 27 gigatonnes de CO₂.

Les scénarios RCP 4.5 et 6.0 correspondent respectivement à une croissance des émissions avant 2050 et après 2050, puis à un niveau d'émissions stable jusqu'à fin du XXIe siècle. Les politiques climatiques auraient réagi tardivement avant de réussir à maintenir les émissions de GES.

FIGURE 2.8 – Scénarios RCP au cours du XXIème siècle¹

- Scénarios socio-économiques : SSP

Dans le cadre du 6e rapport du GIEC, de nouveaux scénarios ont été développés et viennent compléter les scénarios RCP. Il s'agit des trajectoires socio-économiques de référence : SSP. Les 5 scénarios SSP représentent les différentes évolutions possibles des sociétés humaines face aux émissions de GES au cours du XXIe siècle. Aucune probabilité n'est associée aux différents scénarios.

Scénarios	Défi pour l'atténuation	Défi pour l'adaptation
SSP1 Développement durable	Faible	Faible
SSP2 Poursuite des tendances	Moyen	Moyen
SSP3 Rivalités régionales	Elevé	Elevé
SSP4 Inégalités	Faible	Elevé
SSP5 Développement conventionnel	Elevé	Faible

TABLE 2.7 – Scénarios SSP² (I4CE, 2019)

Les SSP ont été retravaillés en tenant compte du maillage géographique des émissions. Ainsi, le GIEC a défini 5 nouveaux scénarios issus des SSP types pour comprendre davantage le contexte, étant donné que les déterminants socio-économiques (économie, technologie...) et climatiques ont beaucoup changé depuis 1990. Ils permettent aux économistes et climatologues de travailler en parallèle.

Les SSP ont un niveau de précision plus élevé que les RCP en permettant de combiner les efforts d'atténuation et les efforts d'adaptation³. Notons que les scénarios RCP proviennent des déductions des climatologues sur les impacts du changement climatique. Tandis que les SSP font recours en particulier aux suggestions des sociologues et des économistes. Les modélisations basées sur les RCP demeurent encore beaucoup utilisées et seront appliquées dans la suite de ce mémoire.

1. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/ONERC_Fiche_scenarios_evolution_GES_GIEC.pdf

2. Ils évaluent les trajectoires selon le défi d'atténuation et selon le défi d'adaptation des changements climatiques.

3. Remarque : ces 2 types de scénarios ne sont pas directement comparables pour un même forçage radiatif.

Scénarios	Description
SSP1	Fort coopération internationale donnant la priorité au développement durable. Les biens communs mondiaux sont préservés, les limites de la nature sont respectées. L'accent est mis sur le bien-être humain plutôt que sur la croissance économique. Les inégalités de revenus sont réduites. La consommation est orientée vers la minimisation de l'utilisation des ressources matérielles et de l'énergie.
SSP2	Monde caractérisé par la poursuite des tendances actuelles. Les tendances en matière de revenus dans les différents pays divergent considérablement. Il existe une petite coopération entre les États. La croissance démographique mondiale est modérée et se stabilise dans la seconde moitié du siècle. Les systèmes environnementaux sont confrontés à une certaine dégradation.
SSP3	Monde fragmenté affecté par la compétition et les conflits entre régions, une croissance économique lente, des politiques orientées vers la sécurité ou la production industrielle et peu soucieuses de l'environnement. Les inégalités augmentent. Les investissements dans l'éducation et le développement technologique diminuent.
SSP4	Monde marqué par les inégalités. Le fossé se creuse entre les sociétés développées qui coopèrent au niveau mondial et celles qui stagnent à un stade de développement inférieur, avec de faibles revenus et un faible niveau d'éducation. Une minorité des Etats serait responsable de l'essentiel des émissions de GES, ce qui rend les politiques d'atténuation plus faciles à mettre en place. Mais la plupart de la population mondiale serait pauvre et vulnérable au changement climatique.
SSP5	Développement à partir de combustibles fossiles. Les marchés mondiaux sont de plus en plus intégrés, ce qui entraîne des innovations et des progrès technologiques. Cependant, le développement social et économique est basé sur une exploitation intensifiée des ressources en combustibles fossiles émettrices de carbone et un mode de vie à forte intensité énergétique dans le monde entier. La hausse du niveau de vie permettrait d'augmenter la capacité d'adaptation, notamment grâce au recul de l'extrême pauvreté.

TABLE 2.8 – Descriptions des scénarios SSP du 6e rapport du GIEC [11]

Nouveaux scénarios	Description
SSP1-1.9	Scénario très ambitieux pour représenter l'objectif 1,5°C de l'Accord de Paris
SSP1-2.6	Scénario de développement durable
SSP2-4.5	Scénario intermédiaire
SSP3-7.0	Scénario de rivalités régionales
SSP5-8.5	Développement basé sur les énergies fossiles

TABLE 2.9 – 5 scénarios SSP_{x-y}¹ inspirés des scénarios SSP

Nombreuses sont les organisations qui participent à l'élaboration de ces scénarios. Météo-France, organisme français de météorologie chargé de l'étude des phénomènes météorologiques et de leurs prévisions, est un acteur majeur du climat qui contribue activement aux travaux du GIEC. Les simulations réalisées par Météo-France alimentent, en effet, le 6e rapport d'évaluation.

1. SSP_x est la trajectoire socio-économique de référence utilisée pour modéliser ce scénario et y le niveau approximatif de forçage radiatif résultant du scénario en 2100

b. Projections climatiques

Les projections climatiques sont issues de simulations numériques de l'évolution de l'atmosphère.

i. Projections à court terme : ARPEGE

Les données historiques de vitesse de vent sont généralement projetées sur des horizons de quelques jours. Cette partie fera l'objet d'une présentation du modèle numérique de prévision opérationnel du temps ARPEGE fourni par Météo-France [6]. L'organisme Météo-France est en charge des observations météorologiques sur la France. Il reçoit et traite des mesures recueillies sur l'ensemble de la Terre par d'autres services météorologiques. L'expertise des prévisionnistes de Météo-France permet d'identifier le scénario climatique le plus probable.

ARPEGE signifie "Action de Recherche Petite Echelle Grande Echelle". Il s'agit d'un modèle faisant partie intégrante d'un logiciel conçu avec ECMWF (ou CEPMMT) : Arpège-IFS. Le modèle ARPEGE découpe l'atmosphère sur une centaine de couches sur la verticale (avec un premier niveau à 10 mètres au-dessus de la surface et un niveau supérieur à 70 km environ) et sa résolution horizontale est variable dans l'espace (environ 7,5 km sur la France et 35 km aux antipodes).

En constante évolution, ce modèle est communément utilisé pour des prévisions des phénomènes de grande échelle comme les dépressions ou les anticyclones. On compte, parmi les variables du modèle pour la partie atmosphérique, les composantes horizontales du vent sur une grille de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$ (environ 10 km) à l'échelle européenne (EURAT01). Les sorties du modèle sont fournies toutes les heures de J à J+4. La qualité de ses prévisions et de ses évaluations régulières lui permette d'avoir des prévisions autant fiables sur 4 jours que sur 3 jours. Il s'agit d'une des raisons pour laquelle ARPEGE est opérationnel depuis plus de 30 ans.

Les données de pseudo-réanalyse Best ARPEGE sont disponibles via l'outil *Weather & Climate* depuis novembre 2019 à la maille horaire et sur une grille d'environ 10 km en Europe. L'outil donne accès à la composante u et v du vent, c'est-à-dire au vent zonal et au vent méridien, pour différentes hauteurs : 50 m et 100 m. Le modèle Best ARPEGE permet d'avoir les estimations historiques des variables météorologiques jusqu'à la date actuelle. Tandis que les données du modèle ARPEGE peuvent être livrées avec quelques semaines de retard.

Cependant dans le cadre de la mise en place de notre contrat d'assurance paramétrique, les prévisions sur 4 jours ne sont pas suffisantes pour anticiper la production annuelle théorique d'une éolienne ou d'un parc éolien. On se tournera donc sur des projections de plus long terme.

ii. Projections à moyen et long termes : CORDEX

Parmi les projections à long terme (de quelques décennies à une centaine d'années) qui existent, on retrouve les données climatiques issues du projet EURO-CORDEX (branche européenne du programme CORDEX). Nous étudierons les simulations de vitesses de vent issues de la combinaison d'un modèle climatique régional (RCM) de l'expérience CORDEX et d'un modèle climatique global (GCM) participant à la phase CMIP5¹. Avant de développer, nous distinguerons CORDEX et CMIP5, les deux plus grands projets d'intercomparaison ayant pour objectif d'anticiper le changement climatique.

1. On notera la simulation de vitesses de vent sortant de l'outil *Weather & Climate* : projections CORDEX-CMIP5 ou projections CORDEX.

CORDEX est un projet parrainé par le Programme Mondial de Recherche sur le Climat (**WCRP**) visant à organiser un cadre international afin de produire des projections climatiques avancées. Grâce aux applications des méthodes de descente d'échelle régionale et à une coopération internationale, **CORDEX** souhaite mieux comprendre les phénomènes climatiques régionaux et locaux importants.

L'expérience **CORDEX** est caractérisée par les modèles climatiques régionaux (**RCM**), ayant une résolution de 10 à 50 km. À ce jour, la plupart des données régionales proviennent de modèles de la circulation générale couplés atmosphère-océan (**MCGAO**). Diverses techniques de "régionalisation" ou de "réduction d'échelle" ont été mises en place pour combler les écarts sur le plan spatial avec les informations fournies par les **MCGAO**. Il existe 2 techniques principales de réduction d'échelle. **CORDEX** utilise la technique de réduction d'échelle dynamique, faisant appel à des modèles à base physique. Il est difficile d'assurer la fiabilité des projections climatiques régionales, en raison de la complexité de la topographie.

Le cadre **CORDEX** repose sur **CMIP5** qui est la phase 5 du projet de comparaison des modèles couplés. Cette phase repose sur une centaine de groupes de modélisations dans le monde. **CMIP5** est caractérisée par des modèles de circulation générale (**GCM**), c'est-à-dire des modèles climatiques globaux, avec une résolution spatiale assez faible (entre 100 et 300 km). D'un point de vue général, le **CMIP** fournit une infrastructure communautaire qui prend en charge le diagnostic, la validation, l'intercomparaison, la documentation et l'accès aux données des modèles climatiques. Il s'agit d'un cadre permettant aux multiples scientifiques d'analyser les modèles de manière systématique.

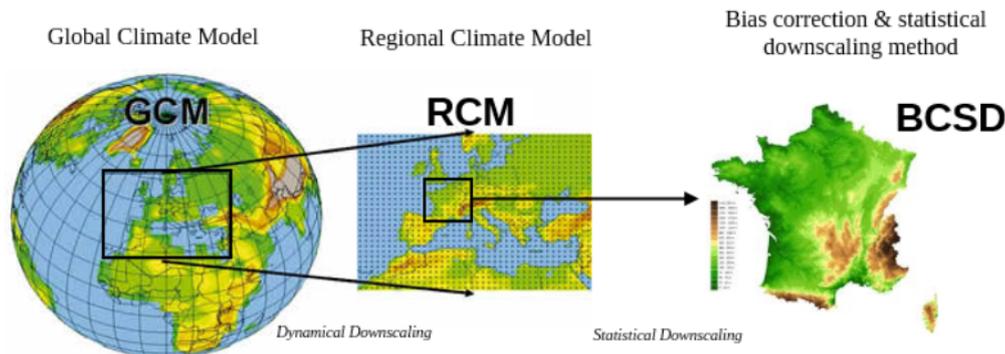


FIGURE 2.9 – Etapes de descente d'échelle depuis la modélisation globale à régionale jusqu'à la désagrégation aux petites échelles spatiales [11]

La Figure 2.9 indique bien le passage de modèles de circulation générale (**GCM**) du projet **CMIP5** à des modèles climatiques régionaux (**RCM**) que l'on retrouve dans l'expérience **CORDEX**. La résolution spatiale via la méthode de descente d'échelle passe de 100-300 km à 10-50 km. Il est vrai que les **GCM** ont une résolution insuffisante pour retracer *correctement* les phénomènes météorologiques locaux, comme ceux survenant au niveau d'un parc éolien français. Les **RCM** permettent donc d'augmenter artificiellement la résolution spatiale des projections climatiques. Le **CMIP** et le **CORDEX** représentent donc une collaboration internationale entre institutions scientifiques approuvées par le **WCRP**, dans le but de fournir des projections du changement climatique et d'évaluer le réalisme des modèles avec les simulations passées.

L'outil *Weather & Climate* fournit les projections de vitesses de vent en France selon 3 scénarios du **GIEC** (**RCP 2.6**, **RCP 4.5**, **RCP 8.5**) jusqu'à l'année 2100 à la maille temporelle 3h. A l'opposé du modèle **ARPEGE**, la combinaison **CORDEX-CMIP5** ne donne pas la décomposition des vitesses de vent en composantes u et v à la maille horaire.

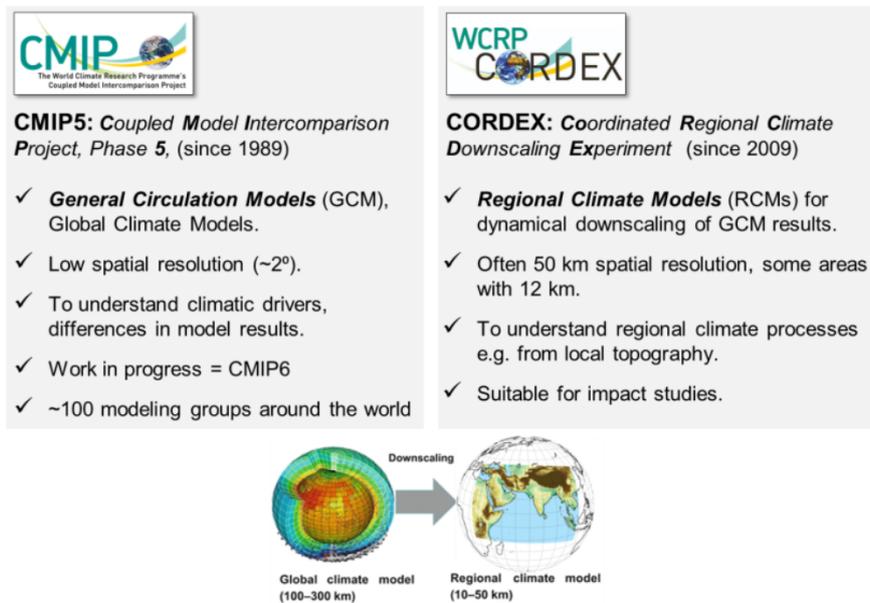


FIGURE 2.10 – Différences principales entre CMIP5 et CORDEX [8]

2.3 Problématiques assurantielles

Les éoliennes nécessitent d'être assurées tout au long de leur développement allant de la phase de construction à la phase de démantèlement en passant par la phase d'exploitation. Avant d'envisager de construire un parc éolien, des bureaux d'études et des spécialistes font des analyses de vent d'environ un an, mais également des études de risque et d'inventaires écologiques pour respecter les contraintes réglementaires. Les assurances d'éoliennes proposent diverses garanties : dommages, pertes de recettes, transport, responsabilité civile des producteurs d'électricité, etc. Cependant, ce sont les contraintes techniques et physiques, comme la vitesse du vent ou la prise en compte du relief ou obstacles du vent, qui sont des éléments primordiaux pour déterminer les recettes des éoliennes.

Nous nous focaliserons sur le risque de perte de production énergétique des parcs éoliens.

2.3.1 Pertes d'exploitation et de rendement

Lorsque l'on parle de perte d'exploitation, on fait référence à un sinistre que subit une entreprise et qui entraîne une baisse d'activité, voire un arrêt total de sa production. La conséquence de cette diminution ou arrêt d'activité est généralement financière et nécessite le soutien d'assureurs.

Dans le cas de l'assurance paramétrique, on ne se reporte plus à un sinistre ou un dommage matériel mais à l'apparition d'un événement. La survenance d'un événement défini entraîne nécessairement des conséquences financières plus ou moins importantes chaque année. Les producteurs d'électricité font constamment face à une variabilité de vent qui entraîne des arrêts ou des baisses de production d'énergie. Les événements qui conduisent à une perte d'exploitation sont principalement : le manque et l'excès de vent. On exclut donc tous les autres événements déclencheurs de perte de production.

Dans le cas d'une assurance classique de perte d'exploitation, les assurés souscrivent à ce type de contrat pour compenser les effets de la diminution du chiffre d'affaires et aux frais supplémentaires qui se rajoutent suite à la survenance du sinistre.

L'indemnité versée permet de replacer l'entreprise dans la situation financière qui aurait été la sienne si le sinistre n'avait pas eu lieu¹. Le calcul de l'indemnisation se fait en fonction de la marge brute d'exploitation du dernier exercice fiscal ou prévisionnel. En effet, l'assurance de base couvre la perte de marge brute, soit le chiffre d'affaires moins les charges variables incluant les charges salariales, mais également le remboursement des frais supplémentaires d'exploitation permettant de ralentir ou diminuer les conséquences de la perte d'exploitation.

L'assurance paramétrique proposée aux producteurs d'électricité reprend des concepts de l'assurance de perte d'exploitation. Le contrat entre l'assuré et l'assureur repose sur un certain niveau de production annuelle attendue, en fonction des historiques de vent et des courbes de puissance dont on dispose. Au cours d'une année, les producteurs d'électricité verront des interruptions ou des réductions de production d'électricité dues à la survenance des événements de manque et d'excès de vent. Si la production annuelle est bien en-deçà de la production attendue, les recettes du producteur seront donc bien en-deçà des années précédentes. En souscrivant à un contrat d'assurance paramétrique, l'assuré souhaite en réalité compenser la variabilité de la production qu'il revend et s'assurer de recevoir a minima à la fin de l'année un certain montant de chiffre d'affaires.

L'avantage qu'offre ce type d'assurance par rapport à l'assurance classique de perte d'exploitation est la définition des périodes d'interruption. Il est vrai qu'en assurance paramétrique, on reconnaît clairement les périodes de diminution de production en suivant l'indice fixé dépendant de 2 événements : manque et excès de vent. De même, il n'est aucunement question d'estimations du temps nécessaire à la reconstruction des infrastructures, du délai de remplacement des matériaux, du coût des déplacements d'experts sur le site éolien ou encore du temps nécessaire à la maintenance.

Les éoliennes ont été mises en place afin de compléter les productions d'électricité issues d'autres ressources du mix énergétique (nucléaire, solaire...) pour subvenir en partie à la consommation totale d'électricité des Français. Le productible du parc et la revente d'électricité déterminent directement la rentabilité du producteur. Notons également que ces derniers envisagent d'exploiter leurs parcs éoliens sur une durée d'environ 20 ans. Ainsi ils doivent se protéger contre les événements de variabilités de vent entraînant une série de réductions ou d'arrêts de production cumulée chaque année.

2.3.2 Challenge de diversification

Le marché de l'éolien est encore récent et semble voué à s'adapter aux besoins de ses clients. L'assurance paramétrique offre un panel de garanties plus larges que l'assurance indemnitaire classique. Une première partie du mémoire est de trouver les seuils d'indemnisation et les tarifs à demander à chaque assuré. Néanmoins, un assureur qui propose des contrats d'assurance paramétrique propres à chaque parc, devrait pouvoir diversifier l'ensemble des risques qu'il supporte.

La mutualisation est un principe sur lequel repose l'activité assurantielle. Effectivement, l'assureur doit être capable de partager le risque entre une multitude d'assurés pour pouvoir tous les indemniser en cas de déclenchement de seuil. Dans le cadre de ce mémoire, les producteurs d'énergie assurés font face au même risque : la variabilité de la production causée par la variabilité du vent. Pourtant, tous les parcs sélectionnés ne sont pas situés dans les mêmes régions. C'est pourquoi, une dernière partie de ce mémoire sera dédiée à l'étude d'exploitation de la diversification géographique de ce risque. Chaque année, l'assureur peut revoir les seuils d'indemnisations et adapter la tarification. L'enjeu serait de déterminer les tarifs raisonnables à proposer aux différents producteurs d'énergie des parcs à des fins de mutualisation du risque.

1. Définition de [France Assureurs](#).

Qu'entend-on par diversification géographique ? En finance, la diversification géographique d'un portefeuille consiste à répartir ses actifs financiers dans plusieurs zones géographiques. Cela permet de réduire le risque global associé au portefeuille financier. La diversification est efficace lorsque tous les actifs ne sont pas soumis au même risque et que le portefeuille génère un certain rendement à un risque faible. *Il ne faut pas mettre tous les œufs dans le même panier.*

Le challenge qui se pose est l'application au marché de l'éolien. La diversification géographique semble possible avec la sélection de parcs éoliens dans toute la France. Notons toutefois que le portefeuille assurantiel est composé d'une plus grande part de parcs éoliens dans les régions de Hauts-de-France, Grand-est et Occitanie. Ainsi, le risque global dépend spécifiquement des risques affectant ces 3 régions. Par exemple, si toute la région de Grand-Est est touchée par une année de manque de vent, les productions théoriques de l'ensemble de ces parcs seront réduites impactant à la fois le rendement des producteurs d'électricité et la rentabilité globale de l'assureur.

De plus, cette diversification géographique semble réalisable en raison des tendances opposées entre le Nord-Est et le Sud-Est de la France. A partir des données extraites du produit *Weather & Climate* de vitesses de vent entre 1980 et 2020 [37], on remarque que le Nord-Est de la France est soumis à une tendance à la baisse des vitesses de vent tandis qu'au Sud-Est, on observe une tendance à la hausse.

On voit bien que parmi tous les parcs sélectionnés dans notre portefeuille assurantiel, les vitesses de vent et donc les rendements des producteurs n'évoluent pas dans le même sens selon les régions. L'enjeu de l'assureur sera de pouvoir compenser l'indemnisation d'un producteur d'énergie à la fin de l'année par le non-paiement d'indemnisation d'autres producteurs et par la collecte des primes d'assurance. Des études de phénomènes de corrélation entre les parcs de différentes régions seront présentées dans la suite de ce mémoire.

Récapitulatif des problématiques

- Problématiques des données

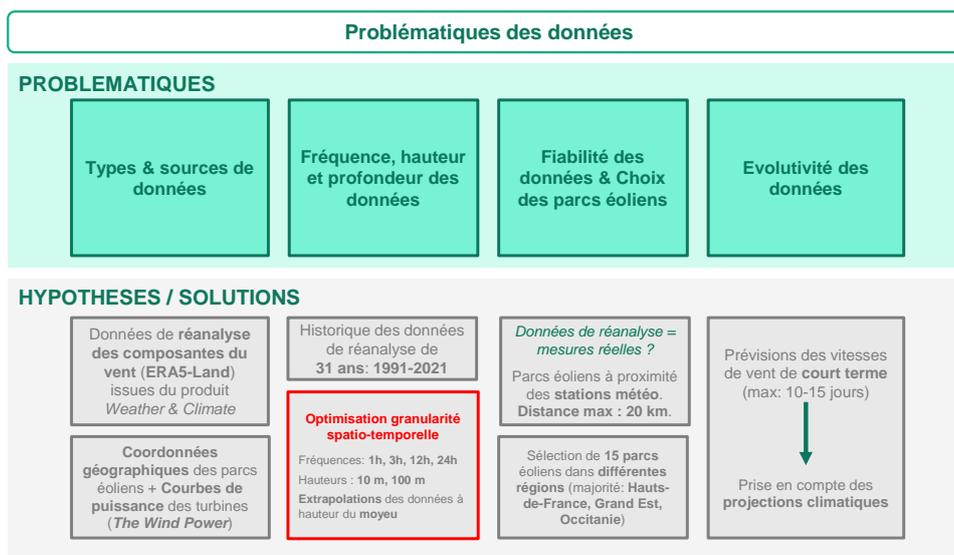


FIGURE 2.11 – Schéma des problématiques de données et des solutions apportées

L'assurance paramétrique repose sur un indice et donc sur de la donnée. Par conséquent, l'assureur doit se questionner sur la fiabilité et la précision des données qu'il manipule. Dans le secteur éolien, on retrouve un fournisseur de bases de données fiables : *The Wind Power* pour récupérer des informations relatives à l'emplacement des parcs éoliens, aux modèles de turbine et aux courbes de puissance certifiées par les fabricants de turbines. Toutefois, la précision des données se pose particulièrement lorsqu'il est question de mesures de vent. L'assureur se doit de répondre aux questions de localisation, de fréquence, de hauteur, de profondeur et d'évolutivité des mesures. Dans ce mémoire, nous exploiterons les données de réanalyse ERA5-Land disponibles à la maille horaire et localisées non loin de stations météorologiques.

• Problématiques des modélisations climatiques

Le vent est un phénomène physique très volatil et donc difficilement prévisible à long terme. Par conséquent, l'assureur doit étudier les variabilités passées des vents. Il a le choix d'établir ses propres prévisions ou s'appuyer sur des modèles élaborés par des experts du climat. Lorsqu'on étudie la formation des vents, on se rend infiniment plus compte des conséquences des changements climatiques sur diverses variables climatiques. La référence en termes de scénarios climatiques demeure le GIEC. En effet, ce groupe d'experts propose différents scénarios utilisés dans différents modèles climatiques comme les RCM de CORDEX et les GCM de CMIP5. Pour avoir une vision des vitesses de vent à un horizon d'un an, l'assureur peut donc s'appuyer sur ces prévisions et appliquer des ajustements nécessaires.

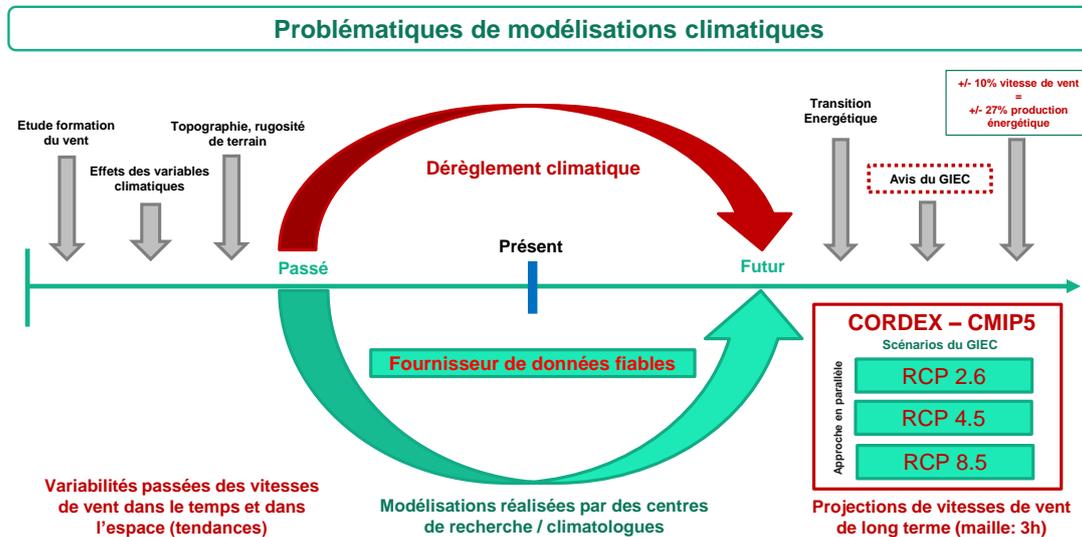


FIGURE 2.12 – Schéma des problématiques englobant la modélisation des vents futurs

- Problématiques assurantielles

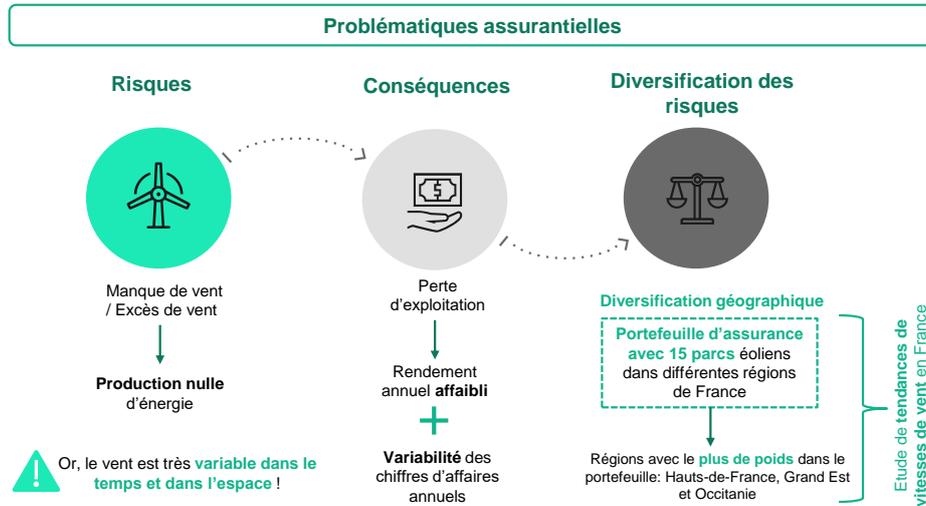


FIGURE 2.13 – Schéma des problématiques assurantielles associées à la production d'énergie éolienne

La Figure 2.13 rend compte du risque auquel est associée la couverture de notre produit d'assurance paramétrique. Effectivement, le risque est la forte volatilité du vent qui a pour effet de faire varier le chiffre d'affaires annuel d'un producteur d'énergie éolienne. Ce dernier s'assure afin de recevoir au minimum un certain chiffre d'affaires chaque année et afin de ne pas subir les conséquences financières des multiples excès ou insuffisances de vent au cours d'une année ne permettant pas à l'éolienne de tourner efficacement. Au-delà d'être dans la capacité de soutenir financièrement les producteurs d'énergie face aux variabilités plus ou moins fortes du vent, les assureurs doivent se questionner sur la diversification géographique. Cette dernière est possible lorsque les vitesses de vent ont des tendances opposées entre les différents parcs éoliens ou bien lorsque le non-dépassement de seuil d'indemnisation d'un parc éolien compense le dépassement de seuil d'un autre parc.

- Principales problématiques du mémoire

Nous relevons 3 problématiques principales dans ce mémoire. La première est de l'ordre assurantielle. L'enjeu du mémoire est de **proposer des méthodes de tarification** pour le produit d'assurance paramétrique basée sur des données de réanalyse. La deuxième problématique concerne les données de base sur lesquelles s'appuie l'évaluation du risque. Comme indiqué dans la partie 2.1.5, nous cherchons à comparer les écarts entre les tarifs proposés à partir des données horaires et celles à partir des données plus agrégées (3h, 12h, 24h), mais également les écarts obtenus lorsqu'un assureur repose ses calculs sur des données de vents de surface (10 mètres) et sur des données de 100 mètres de haut.

La problématique de **granularité spatio-temporelle** est essentielle dans le secteur éolien. Ce mémoire permettra également de s'interroger sur la **possibilité de diversifier** le risque de perte de production liée au manque ou excès de vent en France. Cette dernière problématique sera traitée dans le dernier chapitre comme un approfondissement de notre étude.

La deuxième partie du mémoire permettra d'analyser les données de vent d'ERA5-Land et les projections climatiques CORDEX-CMIP5, et d'étudier leurs effets sur la production énergétique.

Deuxième partie

Problématiques des données : Potentiel & Productible de parc éolien

Chapitre 3

Vitesses de vent : Analyses & Ajustements

La force du vent actionne les pales des éoliennes, et le mouvement du rotor entraîne celui de l'alternateur, permettant la production d'électricité. Ainsi, l'analyse des vitesses de vent est une étape clé pour déterminer les tendances et déduire les productions théoriques d'énergie éolienne. Cette partie fera l'objet d'une présentation des traitements de données effectués, des hypothèses posées et des études de la variabilité du vent au niveau des 15 parcs éoliens.

3.1 Traitements des données

Les données obtenues depuis 1991 grâce à l'outil *Weather & Climate* nécessitent quelques ajustements pour obtenir des estimations de vent adaptées à la hauteur du moyeu des éoliennes et à la maille temporelle souhaitée.

3.1.1 Transformation des composantes du vent

Comme indiqué dans le chapitre 2 "Problématiques et Enjeux", *Weather & Climate* permet d'accéder aux données de différents modèles météorologiques, dont les données de réanalyse ERA5-Land disponibles à la maille horaire. Ce jeu de données fournit 2 composantes spatiales du vent notées u et v qui correspondent au flux de vent soufflant respectivement de l'Ouest à l'Est, et du Sud au Nord.

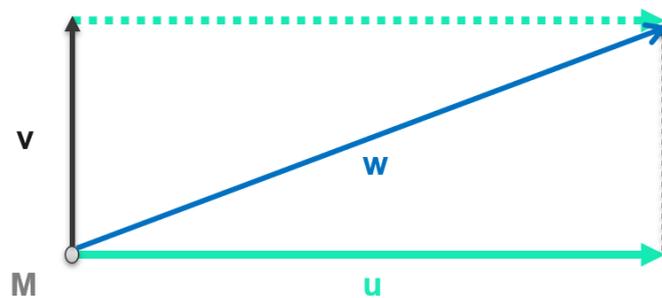
a. Vitesses de vent

Dans le cadre de ce mémoire, nous cherchons à identifier la variabilité du vent et comprendre ses répercussions sur la production d'énergie d'une éolienne. Pour cela, la première étape est de transformer les composantes u et v en une troisième composante notée w correspondant à la vitesse de vent.

Sur la Figure 3.1, nous pouvons identifier la composante u correspondant à la vitesse du vent zonal en mètre par seconde et la composante v la vitesse du vent méridien en mètre par seconde au point M. Ainsi la valeur de w , soit la vitesse du vent en M en mètre par seconde, respecte l'équation suivante² :

$$w = \sqrt{u^2 + v^2}$$

2. Source : [Meteo France](#)

FIGURE 3.1 – Schéma des vecteurs de vent ¹

b. Directions de vent

Il peut être intéressant de prendre en compte les différentes directions du vent dans la détermination du potentiel éolien. En effet lors d'un projet d'implémentation d'une éolienne ou d'un parc éolien, le régime des vents est bien étudié afin d'optimiser l'emplacement des éoliennes. L'analyse prévisionnelle des vents permet de déterminer la direction dominante (vent face à l'éolienne) et d'identifier l'impact des obstacles déviant la direction du vent.

Le choix du site d'implantation est déterminant pour profiter au maximum de l'axe des vents dominants. En théorie, l'éolienne obtient son efficacité maximale lorsque son rotor est face au vent soit lorsque son rotor est situé perpendiculairement à la direction du vent. Cependant, cette direction peut être détournée en présence d'obstacles environnants mais également selon la rugosité du terrain. Afin de maximiser le rendement éolien, l'éolienne doit être orientée dans la direction dominante des vents et dans un environnement dégagé avec une rugosité de terrain aussi faible que possible dans la direction privilégiée.

L'identification de la direction privilégiée du vent est à prendre en compte dans le calcul de rendement de la production d'énergie éolienne, pas seulement la vitesse des vents. Comme indiqué dans le chapitre 1, certains modèles d'éoliennes sont équipés de girouette permettant de contrôler que la nacelle (ou le rotor) soit bien positionnée en face du vent. Il s'agit d'un dispositif d'orientation où lorsque la girouette détecte que le vent a changé de direction, la nacelle s'oriente perpendiculairement à cette direction. On fait l'hypothèse que presque toutes les éoliennes à axe horizontal utilisent ce système d'orientation avec des moteurs électriques démultipliés. Lorsque le rotor n'est pas face au vent, on parle d'erreur d'orientation c'est-à-dire qu'une petite proportion de l'énergie du vent va passer à côté du rotor.

Les 2 forces fondamentales de l'aérodynamique sont la traînée et la portance. La force de vent se décompose en ces 2 forces. La traînée correspond à la résistance d'air soit la force qui agit sur la pale dans la même direction que le vent. La portance est la force de poussée qui agit perpendiculairement à la direction du vent. Puisque l'éolienne est fixée sur le sol, la traînée a un effet nul. La portance est donc la force qui soulève les pales et qui fait tourner le rotor dans un plan perpendiculaire à la direction du vent ².

1. Vitesse relative de la pale : https://eolienne.f4jr.org/eolienne_etude_theorique#vitesse_relative

2. <http://chimphys.online.fr/templates/mpicptcapteurballon/eolienne.pdf>

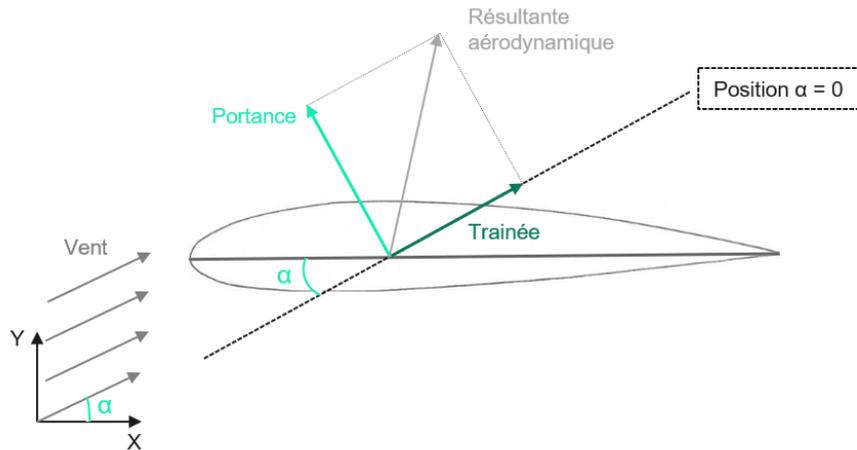


FIGURE 3.2 – Schéma des forces dues au vent incliné sur la pale [21]

Grâce à la formule suivante et aux composantes u et v récupérées grâce au produit *Weather & Climate*, nous pouvons savoir dans quelle direction wd se dirige le vent :

$$wd = \frac{180}{\pi} \cdot \arctan2(u, v) + 180 \quad (3.1)$$

Ainsi, les changements réguliers de vitesses et de directions de vent entraînent des changements de forces locales sur le rotor et une puissance variable. Dans la suite de ce mémoire, nous déciderons de nous focaliser principalement sur un des deux paramètres du vent : la vitesse du vent.

3.1.2 Extrapolations verticales et ajustements des données

Lorsqu'on essaie d'estimer le potentiel éolien sur un site donné, on place un mât de mesure à une certaine hauteur. Il permettra de connaître avec davantage de précision le gisement de vent. Via *Weather & Climate*, les composantes de vent u et v ont été extraites pour 15 parcs *onshore* français de 1991 à 2021. Les mesures extraites sont réalisées à une hauteur standard, soit 10 mètres au-dessus du sol, mais également à une hauteur plus proche du moyeu d'une éolienne, soit 100 mètres au-dessus du sol.

Une fois les composantes u et v traitées pour être transformées en vitesses de vent, les mesures réalisées à 10 mètres du sol (respectivement 100 mètres du sol) devront être extrapolées verticalement à la hauteur du moyeu.

Pourquoi choisir la hauteur du moyeu de l'éolienne¹ ? Tout d'abord pour estimer la puissance théorique d'une éolienne, on utilise des courbes de puissances faisant référence à des vitesses de vent à hauteur du moyeu. Il s'agit d'un standard international marqué dans la norme de la Commission Electrotechnique Internationale : IEC 61400-12-1. La partie 12-1 porte effectivement sur les *Mesures de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité*. La volonté est de représenter l'énergie disponible sur l'ensemble du rotor.

1. La distance entre le sol et le milieu du rotor de l'éolienne.

Toutefois, la thèse de B. JOURDIER (2015) [24] mentionne les remises en question d'utilisation des vitesses de vent à la hauteur du moyeu pour estimer la puissance d'une éolienne. Elle énonce effectivement qu'avec le gradient de vent qui décroît avec l'altitude, "la vitesse [de vent] au niveau du moyeu est supérieure à la vitesse moyenne sur l'aire balayée par l'éolienne". Sumner et Masson (2006) avait trouvé dans leur étude *Influence of atmospheric stability on wind turbine power performance curves* [40] qu'il y avait une surestimation d'environ 4,5% de la puissance d'énergie lorsqu'on prenait la hauteur du moyeu comme référence.

a. Formule

La formule¹ suivante permet d'obtenir les vitesses de vent à la hauteur du moyeu d'une éolienne :

$$V(h) = V_r \cdot \left(\frac{h}{h_r}\right)^\alpha \quad (3.2)$$

- $V(h)$: la vitesse de vent à la hauteur du moyeu de l'éolienne
- V_r : la mesure à 10 m (ou la mesure à 100 m)
- h : la hauteur du moyeu de l'éolienne
- h_r : la hauteur de 10 m (ou de 100 m).

La thèse de B. JOURDIER (2015) explique le principe d'extrapolation verticale avec la Figure 3.3. Des mesures de vitesses de vent sont réalisées à différentes altitudes z_1 et z_2 , et on recherche les mesures de vitesses de vent au niveau du moyeu c'est-à-dire à l'altitude z_3 .

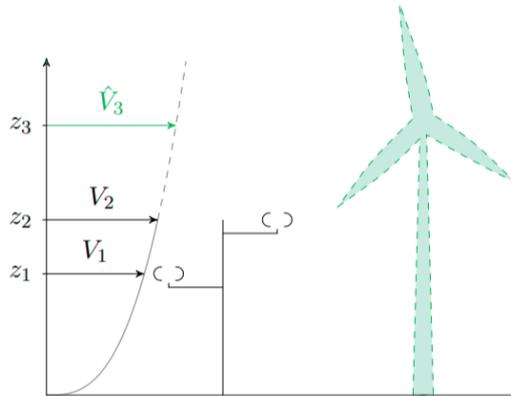


FIGURE 3.3 – Schéma explicatif de l'extrapolation verticale des mesures de vitesses de vent [24]

Les altitudes z_1 et z_2 correspondent à 10 et 100 mètres. Les modèles d'éoliennes dans les parcs choisis (cf. Partie 2.1.4) ont une altitude moyenne de 76,5 mètres². En théorie, il existe une loi représentant le profil vertical du vent.

Dans l'industrie éolienne, on retrouvera la loi de puissance :

$$V(h) = c \cdot h^\alpha \quad (3.3)$$

où h correspond à la hauteur visée (ici il s'agit de la hauteur du moyeu).

1. Formule proposée en 1916 par G. Hellman. [39]

2. Données de 2020 de *The Wind Power*.

Le coefficient α pourrait être calculé de la façon suivante :

$$\alpha = \frac{\ln(\bar{V}_2) - \ln(\bar{V}_1)}{\ln(z_2) - \ln(z_1)} \quad (3.4)$$

où \bar{V}_1 et \bar{V}_2 sont les moyennes respectives des vitesses de vent à l'altitude z_1 et z_2 .

La formule 3.2 est utilisée lorsque nous disposons des mesures qu'à une seule altitude (soit z_1 ou soit z_2) et lorsque nous souhaitons obtenir les vitesses à l'altitude z_3 . Le paramètre α est un coefficient représentatif de la rugosité du terrain (Tableau A.2). En général pour les données de 10 mètres, on choisit un alpha de 1/7 (Justus and Mikhail, 1976). Les sites les plus intéressants sont ceux où la variation de la vitesse de vent avec l'altitude est faible. Il s'agit des sites peu accidentés (champs et pâturages, cultures) avec des exposants α entre 0,13 et 0,16. Les parcs sélectionnés pour l'étude sont situés majoritairement sur des champs. On retrouve toutefois 2 parcs situés sur un rivage, soit une bande de terre soumise à l'action des vagues ou d'une marée : le parc Le Portel (Hauts-de-France) et le parc Bollène (Provence-Alpes-Côte-d'Azur) qui se verraient appliquer d'office un coefficient α de 0,16.

Pour une question d'uniformisation, on est amené à regrouper les mesures des parcs situés sur des champs et sur des rivages avec un coefficient de terrain de 0,16. De plus, des études ont été menées afin de représenter le rapport $\frac{h}{h_r}$ en fonction du rapport $\frac{V(h)}{V_r}$. Elles ont permis d'identifier le coefficient α adéquat au type de gazon. Le coefficient de 0,16 correspond à un gazon court que l'on retrouve dans les prairies. Seul un parc (l'éolienne de l'Aire de la Baie de Somme¹) se verra appliquer un coefficient de 0,20 correspondant à un terrain accidenté.

La Figure 3.4 illustre la différence de vitesses de vent en fonction de l'altitude et du site considéré (ville, plaine...). A altitude égale, la vitesse moyenne du vent est plus faible en ville que sur une plaine. Cela s'explique par la rugosité du sol. La formule 3.2 tient compte de cette différence de rugosité au moment de l'extrapolation des vitesses de vent. *Néanmoins, est-ce que ces coefficients α s'appliquent comme tels à nos données de réanalyse sur l'ensemble des parcs éoliens et sur l'ensemble de la période étudiée ?*

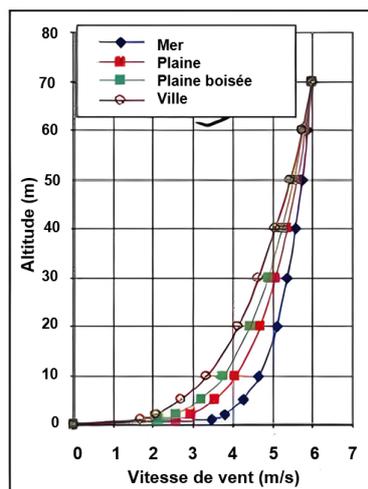


FIGURE 3.4 – Profil vertical de vitesse vent en terrain plate en fonction de la rugosité du site [4]

1. Cette éolienne implantée depuis 1998 a été démantelée le 15 mars 2022. Le choix de ce parc était basé sur les données de *The Wind Power* de 2020. Nous supposons, dans le cadre de ce mémoire, que la durée de vie de cette éolienne est encore d'actualité.

b. Incertitude de la mesure

Toute l'étude du potentiel éolien s'appuie sur les données de vitesses de vent. C'est pourquoi, il est important de s'assurer tout d'abord de la fiabilité de la formule d'extrapolation et du bon choix du paramètre α . En effet, cette formule est très simple à appliquer comparativement à la difficulté de compréhension du profil vertical des vents selon les différents sites et selon les différentes temporalités. B. JOURDIER avait étudié les erreurs dues à l'extrapolation verticale et avait remarqué que la loi de puissance présentait de meilleurs résultats que la méthode logarithmique.

Il est vrai que plus l'extrapolation sera effectuée sur une grande hauteur (soit la différence entre la hauteur du moyeu et la hauteur de la mesure de référence), plus grande sera l'incertitude liée à la donnée extrapolée. De plus, les variations des vents proches de la surface sont censées être plus importantes que celles en altitude. Ainsi, extrapoler des données de 10 m à une hauteur de 40 m devrait engendrer des erreurs plus importantes que celles issues de l'extrapolation des données de 100 à 140 mètres.

En théorie, plus les mesures seront proches de la hauteur du moyeu, plus l'incertitude des données sera faible. Plus les mesures seront effectuées en hauteur, plus la variation entre ces mesures et les estimations de vitesses de vent au niveau du moyeu sera faible¹. Si la moyenne des hauteurs de moyeux est de 76,5 mètres pour ces 15 parcs, on peut considérer qu'il faut s'appuyer sur les données de 100 mètres. Tandis que si l'on s'appuie sur les données de 10 mètres pour obtenir des estimations de vitesses de vent de 76,5 mètres de haut, la marge d'erreur d'estimation risquerait d'être assez conséquente.

Le seul parc dont on dispose des mesures de vitesses de vent à la hauteur du moyeu est le parc n°13 (100 mètres). Ne disposant pas des réelles mesures à la hauteur des moyeux de toutes les éoliennes étudiées, nous ne pouvons ni calculer le biais ni calculer l'erreur quadratique des mesures extrapolées. Supposons que $V(h)$ serait la mesure réelle à la hauteur souhaitée et $\widehat{V}(h)$ l'estimation de la vitesse de vent à la même hauteur. Le biais ϵ correspondrait à la formule : $\epsilon = E(\widehat{V}(h)) - V(h)$. L'erreur quadratique correspondrait à : $\text{RMSE} = \sqrt{E[(\widehat{V}(h) - V(h))^2]}$.

i. Adéquation des coefficients de rugosité α

Nous souhaitons vérifier la cohérence de la formule utilisée et des coefficients α choisis précédemment.

► Extrapolations à partir des données de 10 mètres

Nous reprenons les mesures de vitesses de vent de 10 mètres et appliquons la formule 3.2 pour des α compris entre 0,08 et 0,3 et pour une hauteur visée de 100 m. Nous calculerons ensuite le biais existant entre la mesure à 100 m (X_i) et la donnée extrapolée à 100 m (\widehat{X}_i). Pour chacun des parcs, on calcule les erreurs absolues moyennes (MAE).

$$\text{MAE} = \frac{1}{N} \cdot |X_i - \widehat{X}_i| \quad (3.5)$$

où N correspond aux 271 752 heures entre 1991 et 2021 et i est un indice allant de 1 à 271 752.

La Figure 3.5 schématise les étapes réalisées jusqu'à la comparaison des MAE propres à chaque coefficient α choisi dans la formule d'extrapolation 3.2 pour un parc éolien. En effet, la méthode est de calculer la moyenne des écarts sur les 31 années d'historique par α , après avoir calculé les écarts absolus entre la donnée extrapolée et la donnée réelle pour chaque heure et pour chaque α .

1. A condition que le moyeu soit situé en altitude, soit bien au-delà de 50 mètres de hauteur.

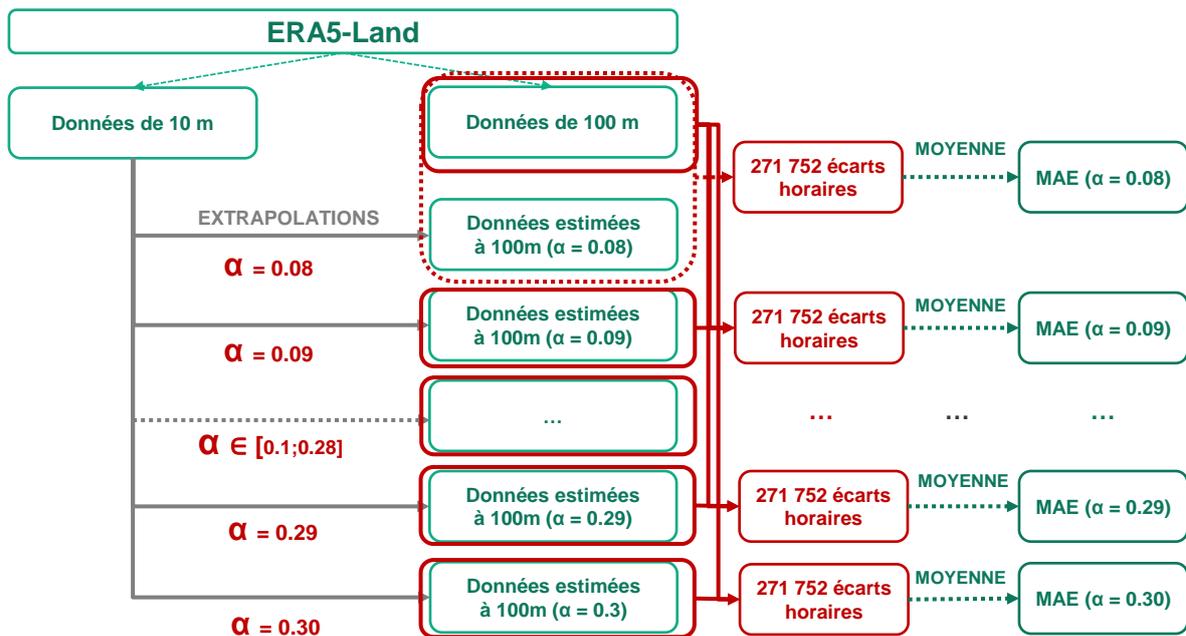


FIGURE 3.5 – Comparaisons des données de 10 m extrapolées et des données de 100 m pour chaque parc et pour chaque coefficient de rugosité

Pour simplifier la présentation des résultats, nous présenterons les MAE obtenus pour le parc n°3 et nous afficherons un tableau récapitulatif pour les 15 parcs étudiés.

En annexe, nous avons effectivement résumé sous forme de tableau les MAE correspondant à chaque application de α possible entre 0,08 et 0,30 pour le parc n°3 (Tableau A.3). Les écarts indiqués sont de l'ordre de **1 à 2 m/s**. Le paramètre α avec le plus petit MAE devrait être le paramètre optimal pour l'extrapolation des données de 10 à 100 mètres. L'exemple du parc n°3 indique que le coefficient α optimal serait de **0,26**. Or les paramètres α sont censés représenter une certaine nature de terrain (Tableau A.2). Les exposants compris entre 0,24 et 0,40 correspondent à un terrain très accidenté, soit une ville. Le parc n°3 est pourtant situé sur une plaine, soit un espace géographique caractérisé par une surface plane et non une ville.

En prenant α à 0,16, on se trompe de 1,52 m/s par heure au lieu d'environ 1 m/s par heure lorsqu'on utilise 0,26. Il serait plus adéquat de prendre un coefficient α de 0,20 correspondant à un terrain type plaine, qui présente une MAE de 1,22 m/s.

Comme évoqué précédemment, le parc n°13 est le seul parc à avoir un moyen de la hauteur des données ERA5-Land extraites (100 m). Si nous étions dans le cas où l'on ne disposait que des mesures à 10 mètres du sol, nous devrions effectuer une extrapolation des données à hauteur du moyeu. Le Tableau A.4 rend compte que le coefficient de rugosité optimal est égal à **0,26** avec une erreur moyenne absolue horaire sur les 31 années d'historique de 1 m/s.

Le Tableau 3.1 qui suit résume les coefficients α optimaux pour chacun des parcs et le choix de coefficient que l'on devrait effectuer dans le cas où l'on prendrait bien en compte le type de terrain sur lequel sont implantées les éoliennes de chaque parc et dans le cas où l'on ne s'appuie que sur l'extrapolation des données de vitesses de vent de 10 à 100 m. Ces choix ont été également accompagnés de multiples recherches internet complémentaires pour visualiser l'environnement entourant les parcs éoliens (présence d'arbres, proximité avec les villes...).

Parc		Optimal			Choix		
N°	Terrain	α	MAE	Terrain	α	MAE	Terrain
1	Aire autoroute	0,24	0,990822	Plaine boisée	0,20	1,107312	Zones peu habitées
2	Rivage	0,20	0,900963	Plaine	0,16	0,935540	Rivage
3	Champ	0,26	1,006357	Très accidenté :villes	0,20	1,224814	Plaine
4	Champ	0,25	1,036048	Très accidenté :villes	0,20	1,188902	Plaine
5	Champ	0,26	1,026996	Très accidenté :villes	0,20	1,188469	Plaine
6	Champ	0,26	1,109695	Très accidenté :villes	0,24	1,136720	Plaine boisée
7	Champ	0,20	0,800925	Plaine	0,16	0,865197	Champ
8	Rivage	0,25	1,060498	Très accidenté :villes	0,24	1,070770	Plaine boisée
9	Champ	0,27	1,062401	Très accidenté :villes	0,20	1,356004	Plaine
10	Champ	0,26	1,034985	Très accidenté :villes	0,20	1,195327	Plaine
11	Champ	0,25	0,986934	Très accidenté :villes	0,20	1,144012	Plaine
12	Champ	0,16	0,733010	Champ	0,16	0,733010	Champ
13	Champ	0,26	1,004555	Très accidenté :villes	0,20	1,173770	Plaine
14	Champ	0,24	0,896249	Plaine boisée	0,20	0,960323	Plaine
15	Champ	0,26	1,026996	Très accidenté :villes	0,20	1,188469	Plaine

TABLE 3.1 – Tableau du choix des α par parc

► Extrapolations à partir des données de 100 mètres

Nous reprenons la même méthode basée sur les MAE (Figure 3.5), à la différence qu'on extrapole cette fois-ci les données de 100 mètres d'ERA5-Land et qu'on les compare aux mesures à 10 mètres.

Le seul parc qui ne nécessite pas d'extrapolation verticale est le parc n°13 étant donné que la hauteur de son moyeu est de 100 mètres. Afin de vérifier la pertinence de la formule sur l'ensemble des parcs, nous effectuerons tout de même la comparaison des α optimaux pour chacun des parcs dont le parc n°13. Nous sommes dans le cas où un assureur n'aurait que les données de réanalyse à 100 mètres. Si nous prenons l'exemple du **parc n°3**, nous obtenons le Tableau A.5. Le plus petit MAE est associé au coefficient de **0,27**, ce qui correspond à un terrain très accidenté soit une ville. Le terrain du parc n°3 correspond pourtant à un champ et le paramètre α qui devrait être sélectionné pour ce type de terrain est compris entre 0,13 et 0,16.

Pour la majorité des parcs, il semblerait que baser son étude sur les données de 100 mètres, quel que soit le coefficient de rugosité choisi, entraînerait moins d'erreurs d'estimation. Les MAE sont généralement compris **entre 0,5 m/s et 1,5 m/s**.

Nous résumons dans le Tableau 3.2 les coefficients α optimaux pour l'extrapolation des mesures de 100 à 10 mètres et ceux finalement sélectionnés pour la suite du mémoire compte tenu des terrains sur lesquels sont implantées les éoliennes.

Au final, nous sélectionnons les mêmes coefficients pour les extrapolations de 10 à 100 m et inversement de 100 à 10 m. Le choix du paramètre optimal α pour le parc n°13 a été donné à titre de comparaison avec l'extrapolation de 10 à 100 m.

La limite principale de cette méthode de sélection de α est qu'il s'agit d'une extrapolation entre 2 hauteurs. Effectivement, la formule d'extrapolation des données de 10 à 100 m peut-être complètement différente de celle des données de 10 à 80 m ou encore de celle des données de 100 à 80 m. Le paramètre α peut donc être variable selon la hauteur de mesure de référence h_r (cf. formule 3.2).

Parc		Optimal			Choix		
N°	Terrain	α	MAE	Terrain	α	MAE	Terrain
1	Aire autoroute	0,25	0,562813	Très accidenté :villes	0,20	0,698667	Zones peu habitées
2	Rivage	0,20	0,568469	Plaine	0,16	0,647236	Rivage
3	Champ	0,27	0,546921	Très accidenté :villes	0,20	0,772805	Plaine
4	Champ	0,27	0,563758	Très accidenté :villes	0,20	0,750146	Plaine
5	Champ	0,27	0,557690	Très accidenté :villes	0,20	0,749873	Plaine
6	Champ	0,28	0,594806	Très accidenté :villes	0,24	0,654114	Plaine boisée
7	Champ	0,22	0,491361	Zones peu habitées	0,16	0,598570	Champ
8	Rivage	0,27	0,577019	Très accidenté :villes	0,24	0,616164	Plaine boisée
9	Champ	0,29	0,558011	Très accidenté :villes	0,20	0,855580	Plaine
10	Champ	0,27	0,562115	Très accidenté :villes	0,20	0,754200	Plaine
11	Champ	0,26	0,548031	Très accidenté :villes	0,20	0,721823	Plaine
12	Champ	0,16	0,507119	Champ	0,16	0,507119	Champ
13	Champ	0,28	0,537470	Très accidenté :villes	0,20	0,740599	Plaine
14	Champ	0,24	0,518387	Plaine boisée	0,20	0,605923	Plaine
15	Champ	0,27	0,557690	Très accidenté :villes	0,20	0,749873	Plaine

TABLE 3.2 – Tableau du choix des α par parc

ii. Adéquation des mesures extrapolées avec les données de ARPEGE

Les seules mesures d'ERA5-Land dont nous disposons pour l'étude sont celles de 10 et de 100 mètres. Le produit Weather & Climate permet de récupérer les données de vent (composantes u et v) du modèle numérique ARPEGE (cf. Partie 2.2.2) à 50 et 100 mètres au-dessus du sol. Il serait donc intéressant de vérifier l'adéquation de la formule et du coefficient de rugosité choisi grâce aux comparaisons réalisées entre les extrapolations et les mesures des différents modèles (ERA5-Land et ARPEGE).

► Comparaison des données de 100m

Avant de comparer les extrapolations des mesures d'ERA5-Land avec les mesures de ARPEGE, il faudrait comparer les mesures à hauteur commune, soit 100 mètres au-dessus de la surface du sol.

Les composantes de vent du modèle ARPEGE sont disponibles à la maille horaire pour seulement 2 années : 2020 et 2021. Ainsi, on a calculé l'écart entre les données de ERA5-Land et de ARPEGE en mètre par seconde à la granularité horaire pour chacun des parcs de l'étude (Figure 3.6).

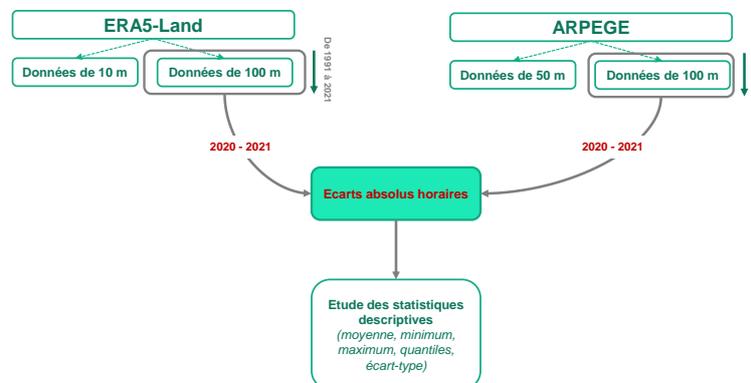


FIGURE 3.6 – Comparaisons des données de 100 m d'ERA5-Land et de ARPEGE

Le Tableau A.6 en annexe présente les statistiques descriptives des écarts obtenus en valeur absolue pour chacun des 15 parcs éoliens étudiés. Excepté le parc n°7, les écarts moyens constatés sont compris **entre 0,9 et 2 m/s** avec une **variance moyenne de 1 m/s**.

L'hypothèse posée pour la suite des comparaisons est que les différences que l'on obtiendra entre les extrapolations des données ERA5-Land et les mesures ARPEGE sont représentatives (à 1 mètre par seconde près) des différences que l'on pourrait obtenir avec les extrapolations des données ERA5-Land (ex : mesures à 10 m) comparées à celles de ERA5-Land à une hauteur différente (ex : mesures à 50 m). Toutefois, cette hypothèse n'est pas valide pour le parc n°7 qui présente en moyenne des écarts de **3 m/s** entre les 2 modèles.

► Extrapolation des données ERA5-Land de 10 mètres

A partir des données de 10 mètres d'ERA5-Land, il est possible d'extrapoler à 2 hauteurs : 50 et 100 mètres, et de comparer les résultats obtenus avec les mesures de ARPEGE.

Dans cette partie, on s'appuie encore sur la formule 3.5 d'erreurs absolues moyennes. Le jeu de données ERA5-Land ne fournit pas les composantes de vent à une hauteur intermédiaire entre 10 et 100 mètres. On suppose que les mesures à 50 mètres du sol du modèle ARPEGE sont équivalentes à 1 m/s près à celles que l'on aurait pu obtenir pour ERA5-Land en 2020 et 2021.

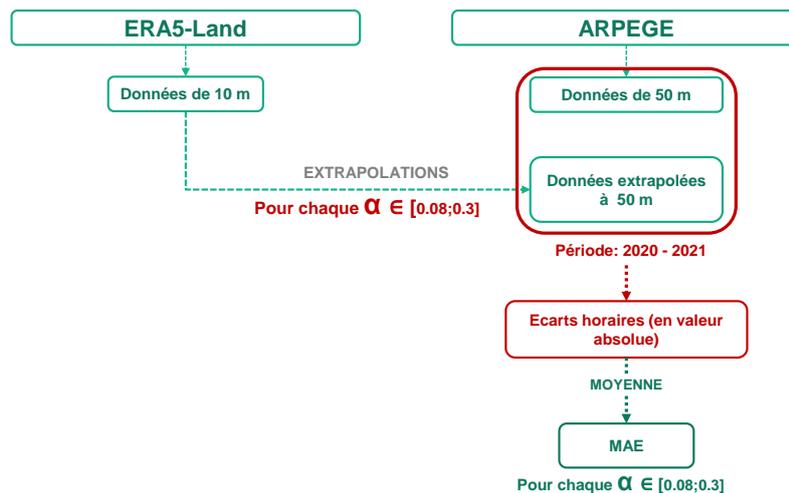


FIGURE 3.7 – Comparaisons des données d'ERA5-Land à 10 m extrapolées à 50 m et des données de ARPEGE à 50 m

En appliquant la formule 3.2 sur les données de 10 mètres et en faisant varier le paramètre de rugosité α , on compare les erreurs absolues moyennes (MAE). Dans un premier temps, nous résumons les résultats des MAE obtenus avec l'extrapolation des données ERA5-Land de 10 à 50 mètres dans le Tableau 3.3. Les coefficients optimaux sont **plus élevés** que ceux relevés du Tableau 3.1, excepté pour le parc n°12.

Les écarts sont plus importants en raison du fait que nous n'étudions que 2 années d'historique. Cela peut également s'expliquer par le fait que nous comparons les données extrapolées avec les mesures de ARPEGE, qui nous l'avons vu précédemment présentaient un écart d'environ 1 m/s chaque heure avec les mesures d'ERA5-Land. Le Tableau 3.4 présente les MAE constatés entre les données extrapolées d'ERA5-Land de 10 mètres et les données de 100 mètres de ARPEGE. Nous utilisons la même méthode de la Figure 3.7 mais cette fois-ci nous reposons notre comparons sur la hauteur visée de 100 m.

Parc		Optimal			Commentaires
N°	Terrain	α	MAE	Terrain	
1	Aire autoroute	0,30	1,115310	Très accidenté : villes	
2	Rivage	0,23	1,106943	Bois, zones peu habitées	MAE proche du α :0,20
3	Champ	0,26	0,939530	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,20
4	Champ	0,27	1,001377	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,20
5	Champ	0,30	1,028351	Très accidenté : villes	
6	Champ	0,27	1,067264	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,24
7	Champ	0,30	2,404205	Très accidenté : villes	Non représentatif
8	Rivage	0,30	1,711767	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,24
9	Champ	0,30	0,985493	Très accidenté : villes	
10	Champ	0,29	1,122326	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,20
11	Champ	0,30	1,265092	Très accidenté : villes	
12	Champ	0,13	0,969356	Champs et cultures	MAE proche du α :0,16
13	Champ	0,26	0,995168	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,20
14	Champ	0,30	1,738041	Très accidenté : villes	
15	Champ	0,30	1,028351	Très accidenté : villes	

TABLE 3.3 – Tableau des α optimaux par parc pour les extrapolations de 10 à 50 mètres

Parc		Optimal			Commentaires
N°	Terrain	α	MAE	Terrain	
1	Aire autoroute	0,27	1,331460	Très accidenté : villes	
2	Rivage	0,22	1,306226	Bois, zones peu habitées	
3	Champ	0,25	1,246840	Très accidenté : villes	
4	Champ	0,26	1,317047	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,20
5	Champ	0,27	1,395427	Très accidenté : villes	
6	Champ	0,26	1,477241	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,24
7	Champ	0,30	2,500589	Très accidenté : villes	Non représentatif
8	Rivage	0,30	1,849171	Très accidenté : villes	
9	Champ	0,28	1,331466	Très accidenté : villes	
10	Champ	0,27	1,399641	Très accidenté : villes	
11	Champ	0,29	1,294233	Très accidenté : villes	
12	Champ	0,15	1,110056	Champs et cultures	MAE proche du α :0,16
13	Champ	0,26	1,326805	Très accidenté : villes	MAE proche du α :0,20
14	Champ	0,29	1,947491	Très accidenté : villes	
15	Champ	0,27	1,395427	Très accidenté : villes	

TABLE 3.4 – Tableau des α optimaux par parc pour les extrapolations de 10 à 100 mètres

► Extrapolation des données ERA5-Land de 100 mètres

A partir des données de 100 mètres d'ERA5-Land, il est possible d'extrapoler à la hauteur de 50 mètres et de comparer les données extrapolées avec les mesures de ARPEGE de 50 mètres.

La méthode appliquée est illustrée par la Figure 3.8. Le résultat des extrapolations est que tous les parcs présentent les MAE les plus petites pour le coefficient 0,08 sur les années 2020 et 2021. Or le coefficient α correspond aux natures de terrains plats suivants : neige, glace, mer, marécages, herbes courtes. Les champs sont pourtant représentés usuellement par des coefficients de rugosité compris entre 0,13 et 0,16. Le coefficient optimal obtenu n'est pas du tout représentatif du type de terrain.

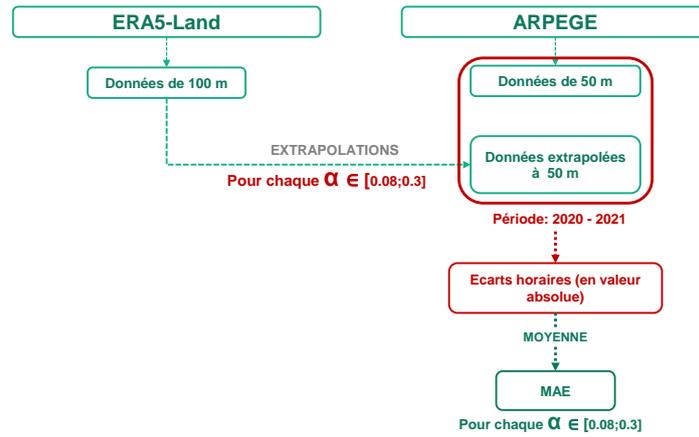


FIGURE 3.8 – Comparaisons des données d’ERA5-Land à 100 m extrapolées à 50 m et des données de ARPEGE à 50 m

Les inconvénients de cette dernière comparaison vont être résumés ci-après. Tout d’abord, la comparaison entre les données extrapolées d’ERA5-Land et les mesures de ARPEGE est réalisée sur seulement 2 années d’historique. Il se pourrait qu’en ayant accès à un historique d’une trentaine d’années, les coefficients de rugosité optimaux soient différents. Ensuite, la première comparaison permettait de se rendre compte de la similitude des données ERA5-Land et ARPEGE à la même hauteur et aux mêmes points de coordonnées. Mise à part le parc n°7, les parcs sélectionnés présentaient des écarts d’environ 1 m/s dans les vitesses de vents horaires.

Les comparaisons des extrapolations permettaient de confirmer les coefficients choisis ou dans le cas contraire de les remettre en question. La comparaison entre les mesures de 50 mètres n’a pas pu avoir lieu, étant donné que nous ne disposons pas des données ERA5-Land à cette hauteur. La dernière limite à souligner est que la formule 3.2 peut plus ou moins bien se prêter à nos jeux de données selon la hauteur h d’extrapolation souhaitée. Il est évident que la formule d’extrapolation de 10 à 100 mètres est différente en termes de coefficient de rugosité que la formule extrapolant les données de 10 à 50 m ou de 100 à 50 m. On peut néanmoins choisir un coefficient α adéquat pour chaque parc afin d’obtenir les données à la hauteur du moyeu. En tenant compte du type de terrain et de la période d’historique sur laquelle on a réalisé les comparaisons, on a intégré les coefficients α du Tableau 3.5 dans la formule 3.2.

Même si nous avons des mesures à 10 et 100 m (ERA5-Land), nous ne pouvons pas procéder à une simple interpolation linéaire pour les vitesses de vent. Le profil vertical n’est pas linéaire (cf. Partie 2.2.1) :

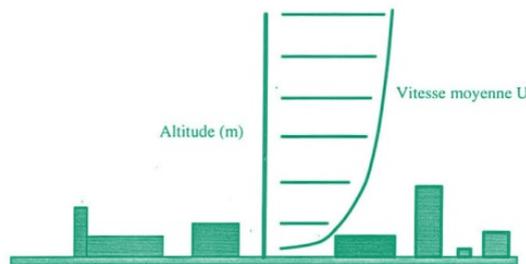


FIGURE 3.9 – Profil vertical de la vitesse de vent [20]

Parc N°	Extrapolation				Choix
	10-100m(ERA5-Land)	10-50m	10-100m(ARPEGE)	100-50	
1	0,24	0,30	0,27	0,08	0,20
2	0,20	0,23	0,22	0,08	0,16
3	0,26	0,26	0,25	0,08	0,20
4	0,25	0,27	0,26	0,08	0,20
5	0,26	0,30	0,27	0,08	0,24
6	0,26	0,27	0,26	0,08	0,24
7	0,20				0,16
8	0,25	0,30	0,30	0,08	0,24
9	0,27	0,30	0,28	0,08	0,24
10	0,26	0,29	0,27	0,08	0,24
11	0,25	0,30	0,29	0,08	0,24
12	0,16	0,13	0,15	0,08	0,16
13	0,26	0,26	0,26	0,08	0,20
14	0,24	0,26	0,29	0,08	0,24
15	0,26	0,30	0,27	0,08	0,20

TABLE 3.5 – Tableau des α optimaux par parc pour chaque extrapolation

Toutefois, la loi de puissance classique est une méthode qui présente l'inconvénient de la forte influence du coefficient de rugosité sur les valeurs extrapolées. Nous avons cherché dans cette partie à respecter la signification du coefficient de rugosité et à minimiser l'écart possible entre les valeurs extrapolées et les données "réelles" inconnues de vitesses de vent au niveau des moyeux.

A titre de remarque, les entreprises d'assurance récupèrent les vitesses de vent provenant des mâts de mesure. Comme indiqués dans la thèse de B. JOURDIER (2015) [24], les mâts de mesure sont généralement situés juste en dessous du moyeu. Les assureurs devront effectuer une extrapolation des données au niveau du moyeu, qui sera toutefois de moins grande ampleur que celle effectuée de 10 à 100 mètres. Ici, nous sommes dans le cas où l'assureur ne dispose pas des mâts de mesure mais les données de réanalyse d'un organisme indépendant. Si nous étions dans le cas où le contrat reposait sur les mâts de mesure soit des mesures directement prises sur les sites éoliens, le risque d'estimation des vents serait moindre. L'extrapolation serait réalisée sur des différences de hauteurs moindres que celles effectuées avec ERA5-Land. Cependant, des étapes d'ajustement des mesures seront à effectuer du fait des turbulences autour de l'anémomètre et des données manquantes provenant de pannes éventuelles.

3.1.3 Transformation de données en mailles plus agrégées

Dans la Partie 2.1.5, la question de fréquence de récupération des données avait été évoquée. Les assureurs ne connaissent pas l'échelle ou la granularité optimale des données leur permettant de mesurer *plus justement* le risque qu'ils ont à couvrir. En général, les données moyennes journalières de vitesses de vent sont facilement manipulables pour obtenir une production théorique annuelle d'énergie éolienne. Cependant, ERA5-Land offre la possibilité d'étudier les vitesses de vent au niveau horaire.

Il est facile de transformer les données horaires dans des mailles plus agrégées (par exemple, des données journalières). Il est en revanche plus compliqué de transformer les données horaires en une maille plus fine.

Ainsi, ce mémoire appartient au domaine de la macro-météorologie¹ avec des données enregistrées sur des mailles horaires.

Un des enjeux de ce mémoire est de répondre à la problématique de choix de la granularité des données. Les assureurs (dans le domaine éolien) peuvent récupérer les données de mâts de mesure placés généralement à une hauteur supérieure à 10 mètres de haut. Les mâts de mesure sont souvent situés plus bas que le moyeu mais proches de ce dernier afin de diminuer les erreurs d'extrapolation et afin de baser son étude du risque sur des vents avec des caractéristiques similaires aux vents réels. Comme indiquées dans la thèse de B. JOURDIER (2015), les mesures sont moyennées sur 10 minutes.

Cependant, peu d'assureurs calculent la production théorique annuelle à partir des vitesses de vent mesurées à des intervalles de 10 minutes. Cela relèverait de la micro-météorologie qui prend en compte des processus à petite échelle. Les assureurs extrapolent les mesures de 10 minutes à la hauteur du moyeu de l'éolienne et les transforment ensuite généralement en *mesures* journalières.

Le problème de prendre une échelle de temps trop petite pour les mesures de vent est de baser son analyse sur des mouvements volatils et imprévisibles. De plus, l'arrêt d'une éolienne est progressif lorsque les vents sont faibles. Il existe différents types de freinage. Par exemple, le principe de freinage aérodynamique est de modifier l'angle des pales à 90° pour ne pas offrir de résistance au vent. Le but est que les pales soient "mises en drapeau" (parallèles au vent) et adhèrent de façon moindre à la prise de vent et aux turbulences. La variation de l'angle de calage diminue la portance de la pale. Ce système de régulation aérodynamique permet à l'éolienne de fonctionner au ralenti pour freiner doucement sans abîmer ses composants et pour offrir la possibilité de redémarrer dans les plus brefs délais. L'éolienne ne s'arrête pas de façon instantanée, sauf s'il s'agit d'un arrêt d'urgence en cas de survitesse du rotor.

Si on estime une production journalière d'une éolienne à partir des données mesurées à une maille trop fine, on risquerait de sous-estimer la production en comptant des arrêts d'éolienne dès lors que la vitesse de vent passe en-dessous d'un seuil. Des usures seraient provoquées par les arrêts et redémarrage répétitifs de l'éolienne sur des courts laps de temps. La marge d'erreur par rapport à la production réelle risquerait donc de s'aggraver si l'on ramène la production évaluée sur des multiples intervalles de temps courts en une production annuelle.

Dans le cadre de ce mémoire, nous avons décidé de comparer les calculs de productions théoriques d'énergie et donc de primes pures à partir des mesures faites à différentes mailles (1h, 3h, 12h, 24h). La maille la plus fine est la maille à laquelle les données historiques d'ERA5-Land ont été extraites, c'est-à-dire la maille horaire. La maille habituellement utilisée par les assureurs dans le cadre du calcul de la production annuelle d'énergie est la maille journalière. Nous avons choisi de rajouter deux autres mailles : la maille 3h qui est présente dans les projections climatiques CORDEX, et la maille 12h qui double la précision des données des assureurs.

Les données ERA5-Land correspondent à une moyenne des enregistrements de vitesses de vent sur une heure. Ainsi pour obtenir les données à la maille 3h, il faudrait faire une moyenne simple sur 3 mesures consécutives d'ERA5-Land. La même méthode est appliquée aux mailles 12h et 24h. Nous nous retrouvons donc avec 8 bases de données extrapolées pour chaque parc (Tableau A.7 en annexe).

La maille la plus fine étant la maille horaire, on supposera qu'elle se rapproche le mieux de la réalité et on évaluera la marge d'erreur en fonction des bases *parc_1h* et *parc_100m_1h*. Effectivement, les autres bases rassemblent les données de vitesses de vent à une maille plus agrégée et *lissent* les données horaires autour d'une certaine moyenne, en éliminant l'information des vitesses de vent extrêmes.

1. Notion illustrée graphiquement avec la Figure 2.2 "Densité spectrale de puissance du vent" dans [24].

3.2 Analyse de données

3.2.1 Comparaison des données extrapolées

a. Comparaison des données à différentes hauteurs

La présentation des statistiques descriptives d'une base de données est une étape capitale avant d'effectuer des études plus approfondies de séries temporelles. C'est pourquoi dans un premier temps, nous allons comparer les statistiques descriptives des données brutes des vitesses de vent pour les hauteurs de 10 mètres et de 100 mètres. Puis dans un second temps, nous pourrions comparer les différences de statistiques des données extrapolées grâce à la formule 3.2 et grâce aux coefficients de rugosité choisis dans le Tableau 3.5.

Afin de présenter notre étude de façon claire, nous présenterons les résultats d'un seul parc et nous résumerons les résultats des autres parcs éoliens étudiés soit sous forme de tableau soit à travers un paragraphe synthétique. Le parc n°3 est choisi à titre d'exemple du fait qu'il repose sur un terrain classique : un champ.

i. Sur les 31 années d'historique

► Données de réanalyse à 10 m et 100 m

En moyenne, le parc n°3 présente des différences de vitesses de vent de **3 m/s** entre celles mesurées à 10 mètres et celles à 100 mètres. Sur 31 années d'historique, les vitesses de vent à 10 mètres sont aux alentours de 3,70 m/s contre 6,72 m/s pour les vitesses à 100 mètres.

Indicateur	Vitesses à 10m	Vitesses à 100m	Ecart
Moyenne	3,70	6,72	3,02
Ecart-type	1,83	3,13	1,30
Minimum	0,01	0,01	0,00
Q_25%	2,37	4,51	2,14
Q_50%	3,38	6,40	3,02
Q_75%	4,76	8,56	3,80
Maximum	14,99	26,3	11,31

TABLE 3.6 – Statistiques descriptives des vitesses de vent (en m/s) du parc n°3 (1991-2021)

La dispersion des vitesses de vent autour de la moyenne est de **1,83 m/s** pour les vitesses de vent de surface. La vitesse maximale enregistrée sur cette plage temporelle est de 14,99 m/s en janvier 2007. Quant aux données à 100 mètres au-dessus du sol, elles présentent un écart-type de **3,13 m/s**. En plus de présenter une variabilité plus importante que les vents de surface, les vents de 100 m atteignent une vitesse maximale bien plus importante qui est estimée à 26,3 m/s en janvier 2017.

D'après la base de données de *The Wind Power*, les éoliennes du parc n°3 ne fonctionnent que lorsque les vitesses de vent sont comprises entre 3,5 m/s et 22 m/s (cf. Tableau A.1). Le Tableau 3.6 indique que 50% des données de vitesses de vent à 10 mètres enregistrées entre 1991 et 2021 sont inférieures ou égales à 3,38 m/s. Nous regarderons, dans la comparaison suivante avec les données extrapolées, si les écarts de statistiques descriptives se resserrent après l'application de la formule d'extrapolation.

Pour l'ensemble des parcs sélectionnés, les écarts horaires moyens entre les vitesses de vent à 10 et 100 m se situent entre **1,60 m/s** (parc n°7) et **3,13 m/s** (parc n°9) avec une dispersion autour de la moyenne d'environ **1,26 m/s** (cf. Tableaux A.8 et A.9).

Nous remarquons qu'entre les données de 10 et 100 m, les écarts peuvent aller jusqu'à 11,62 m/s (parc n°6). Sur les 31 années d'historique (1991-2021), chaque parc présente des écarts maximum entre 8 et 12 m/s. Lorsque nous regardons d'un peu plus près les quantiles, nous en déduisons que les vitesses de vent de 10 et 100 m peuvent avoir des écarts 2,66 m/s et que 95% des données présentent une moyenne d'écarts de 4,80 m/s. Il y a donc **5%** de chances de tomber sur des écarts importants, soient de plus de 5 m/s entre les données brutes de 10 et 100 m. Cela s'explique par le fait les vitesses de vent à la surface sont plus rapprochées les unes des autres tandis qu'à 100 m, les vitesses de vent prennent un panel de vitesses de vent plus large.

► Données extrapolées à hauteur du moyeu

Concernant les valeurs extrapolées à la hauteur du moyeu soit 80 mètres pour le **parc n°3**, les écarts des indicateurs statistiques sont de l'ordre de **1 m/s**. Si un assureur s'appuie sur les extrapolations à 80 m des mesures de vents de surface, il obtiendrait en moyenne des séries de vitesses de vent horaires plus petites de **0,82 mètre par seconde** que celles extrapolées à partir des données de 100 m (cf. Tableau 3.7).

Indicateur	Vitesses à partir de 10m	Vitesses à partir de 100m	Ecart
Moyenne	5,60	6,42	0,82
Ecart-type	2,77	2,99	0,22
Minimum	0,01	0,01	0,00
Q_25%	3,59	4,31	0,72
Q_50%	5,12	6,12	1,00
Q_75%	7,21	8,18	0,97
Q_90%	9,40	10,40	1,00
Q_95%	10,84	11,91	1,07
Maximum	22,72	25,15	2,43

TABLE 3.7 – Statistiques descriptives des vitesses de vent extrapolées à 80 m du parc n°3 (1991-2021)

A 80 m, la moyenne des vitesses de vent du parc n°3 est d'environ **6 m/s** et la dispersion autour de la moyenne est de près de **3 m/s** sur toute la plage temporelle allant de 1991 à 2021. Il semblerait qu'à cette altitude, les vitesses de vent soient légèrement plus importantes et plus variables que celles constatées à 10 m. L'écart des maxima est passé de 11,31 m/s entre les données brutes à 2,43 m/s entre les données extrapolées à 80 m.

Pour les **15 parcs éoliens sélectionnés**, l'écart moyen horaire entre les vitesses de vent extrapolées à partir des données de 10 m et celles de 100 m est de **0,41 m/s** avec une dispersion moyenne de **0,13 m/s**. Le parc n°3 présente le plus grand écart moyen entre les données extrapolées horaires : 0,82 m/s. Le parc n°7 présente la variance la plus élevée des écarts de données extrapolées à hauteur du moyeu.

La formule d'extrapolation 3.2 a permis de réduire l'écart existant entre les vitesses maximales à environ 1,21 m/s. A partir du quantile 80%, on remarque que les écarts entre les statistiques descriptives des données extrapolées (Q_80% à Q_97,5%) croissent (cf. Tableaux A.10 et A.11).

Le contrat d'assurance paramétrique permet de couvrir la production annuelle. Il est ainsi plus intéressant de se pencher sur les statistiques descriptives des vitesses de vent sur l'horizon d'un an.

ii. Chaque année entre 1991 et 2021

► Données de réanalyse à 10 m et 100 m

Les vitesses horaires de vent à **10 m** du sol du **parc n°3** sont en moyenne chaque année de **3,70 m/s** avec une variation de plus ou moins **1,82 m/s**. L'année 2020 possède la moyenne de vitesses horaires la plus élevée parmi les 31 années d'historique, soit 4,05 m/s et l'année 2010 correspond à la moyenne la plus basse, soit 3,45 m/s. Les écarts-type varient de 1,61 m/s (2013) à 2,08 m/s (2020) (cf. Tableau A.12).

Les mesures à **100 m** du **parc n°3** sont en moyenne de **6,72 m/s** chaque heure pour chacune des années de 1991 à 2021 avec un écart-type moyen de **3,11 m/s**. L'année 2020 est également l'année avec la moyenne de vitesses de vent horaires la plus haute : 7,18 m/s, tandis que 2010 est l'année avec la moyenne la plus basse : 6,26 m/s. Les écarts-type varient de 2,76 m/s (2010) à 3,43 m/s (2020) (cf. Tableau A.13).

L'année 2020 présente ainsi des vitesses de vent plus importantes et plus variées que les autres années précédentes. L'écart moyen entre les vitesses de vent horaires à 10 m et à 100 m est d'environ **3 m/s**. Les vitesses de vent à 100 m sont bien plus dispersées autour de la moyenne que celles observées à 10 m pour le parc n°3.

Pour l'ensemble des **15 parcs éoliens**, on comptabilise sur un an des vitesses de vent horaires moyennes à **10 mètres** allant de 2,62 m/s (parc n°7) à 5,59 m/s (parc n°12). Chaque année, les vitesses de vent varient entre 1,50 (parc n°13) et 2,67 m/s (parc n°12) (cf. Tableau A.14). Le parc n°12 apparaît être le parc avec la moyenne horaire de vitesses de vent sur un an la plus élevée à 10 mètres (8,2 m/s), mais également la plus variable d'une année à l'autre (3,88 m/s). Le parc n°13 a l'une des moyennes horaires sur un an les plus basses (5,7 m/s). Il a également les vitesses de vent horaires par an les plus faibles en termes de variabilité (2,62 m/s).

De manière générale, l'année 2020 semble être celle comptabilisant les vitesses horaires moyennes les plus élevées, excepté le parc n°8 pour qui 2020 correspond à la vitesse moyenne horaire la plus basse. Tandis que l'année 2010 semble marquée par des vitesses de vent horaires faibles pour l'ensemble des parcs éoliens.

Quant aux vitesses de vent horaires moyennes à **100 mètres**, les vitesses de vent sont certainement plus élevées qu'à 10 mètres (cf. Tableau A.15). Sur un an d'historique, on comptabilise en moyenne des vitesses de vent horaires entre 4,22 m/s (parc n°7) et 8,20 (parc n°12). La variabilité intra-annuelle des vitesses de vent horaires est la plus forte pour le parc n°12 et la moins forte pour le parc n°13.

*On retrouve ainsi les mêmes conclusions pour les mesures à 10 et 100 mètres : 2020 correspond à l'année présentant la vitesses moyenne horaire et la variabilité la plus élevée, et 2010 correspond aux vitesses de vents horaires les plus faibles. Les **15 parcs éoliens** présentent des écarts de vitesses de vent horaires sur une année entre les données de 10 et 100 m **entre 2,5 et 3 m/s** avec une dispersion moyenne de **1,25 m/s**.*

► Données extrapolées à hauteur du moyeu

Pour le **parc n°3**, les données extrapolées à partir des mesures de vitesses de vent de **10 mètres** offrent une moyenne annuelle de vitesses de vent horaires de **5,60 m/s**. L'année 2010 correspond à la plus petite moyenne de vitesses de vent horaires soit 5,22 m/s et l'année 2020 correspond à la plus haute moyenne soit 6,14 m/s (cf. Tableau A.16).

Il n'y a pas de tendance à la hausse au cours des dernières années puisque les moyennes se concentrent autour de la moyenne de 5,60 m/s à plus ou moins 2,75 m/s. Notons que l'année 2020 qui présente la moyenne horaire la plus élevée, présente également la variabilité la plus significative à 3,15 m/s. Tandis que l'année 2003 correspond à la plus petite dispersion autour de la moyenne : 2,45 m/s.

Quant aux données extrapolées à partir des mesures de **100 m**, elles sont dispersées chaque année à plus ou moins **2,98 m/s** autour de la moyenne horaire des vitesses de vent de **6,42 m/s** (cf. Tableau A.17). Les vitesses horaires sont les plus élevées (ou les plus dispersées) en 2020 et les plus basses (ou les moins dispersées) en 2010. Effectivement, l'année 2020 est marquée par une dispersion de 3,28 m/s autour d'une moyenne de 6,87 m/s face à une dispersion de 3,64 m/s autour d'une moyenne de 5,98 m/s en 2010.

Le Tableau A.18 indique les écarts des indicateurs statistiques entre les vitesses de vent extrapolées à partir des mesures de 10 m et de 100 m. Si un assureur s'appuie sur les données de 10 mètres du sol pour obtenir les vitesses de vent à la hauteur du moyeu, il aura tendance à sous-estimer la production théorique annuelle par rapport à un assureur qui se serait appuyer sur les mesures de 100 mètres. L'écart moyen des vitesses de vent horaires comptabilisées sur une année est de **0,82 m/s**. Effectivement chaque année, un quart (soit 25%) des extrapolations à partir des mesures de **10 mètres** sont inférieure à la valeur 3,59 m/s. Or le modèle des éoliennes composant le parc n°3 démarre à une vitesse de 3,5 m/s. Cela signifie que, si un assureur base son évaluation de potentiel éolien sur les données de réanalyse ERA5-Land mesurées à 10 mètres du sol, il comptabilise que les éoliennes du parc n°3 ne peuvent pas tourner tout un trimestre sur une année calendaire. Dans le Tableau A.19, on remarque que selon les années, les périodes de manques de vent représentent entre **20 et 26%** de la distribution des vitesses de vent horaires. Par exemple, on constate qu'en 2020, 22% de la distribution des vitesses de vent correspondaient à des vitesses inférieures à 3,56 m/s tandis que l'année suivante, 26% de la distribution se réfère à des vents trop faibles pour faire tourner le modèle des éoliennes du parc n°3.

Toutefois si un assureur se base sur les extrapolations réalisées à partir des données de **100 mètres**, il comptabilise que 25% des vitesses de vent horaires sont en-dessous de 4,31 m/s. Lorsqu'on s'intéresse aux quantiles plus petits que le premier quartile, **16%** des vitesses de vent ont une valeur plus petite que 3,5 m/s et 17% de ces vitesses extrapolées ont une valeur inférieure à 3,6 m/s. Ainsi, un assureur qui extrapole les vitesses de vent à partir des données de 100 m comptabilise qu'un sixième de l'année correspond à des vents trop faibles pour entraîner la rotation des pales. Le Tableau A.20 indique que selon les années, la proportion de manque de vent dans la distribution des vitesses de vent extrapolées n'est pas la même. En général, la proportion de vents faibles entraînant l'arrêt des éoliennes du parc n°3 (vitesses de vent inférieures à 3,5 m/s) représente entre **14 et 18%** de l'échantillon.

Les **15 parcs** présentent en moyenne des écarts de vitesses de vent extrapolées de moins de **1 m/s** chaque année. Comme nous avons pu le constater précédemment, les écarts sont marqués au niveau des vitesses de vent maximales. Les vents de 100 mètres ont tendance à surestimer ces vitesses maximales à hauteur du moyeu, alors que les vents à 10 mètres sous-estiment les valeurs "extrêmes" que peuvent prendre les vitesses de vent au niveau des moyeux.

La comparaison des données extrapolées verticalement est la première étape nécessaire avant d'évaluer le potentiel éolien, puisque celle-ci peut induire des erreurs qui auront des effets de plus grande ampleur sur l'évaluation de la production théorique des éoliennes. La formule 3.2 sous-estime la forte variabilité du profil vertical du vent. Or, les données étudiées sont fortement dépendantes du coefficient de rugosité α et de la distance séparant la hauteur de référence et la hauteur visée.

b. Comparaisons des données à différentes mailles temporelles

Lorsqu'on agrège les données d'une maille horaire à une maille journalière, on perd en information, notamment au niveau des vents très forts comme des vents très faibles. Or, ce sont ces vitesses de vent extrêmes qui peuvent entraîner une production intermittente.

Les données récupérées via le produit *Weather & Climate* correspondent à des moyennes de vitesses de vent observées chaque heure. Lorsqu'on transforme les données à une maille plus agrégée, on concentre l'information sur une période plus large (3h, 12h ou encore 24h). Visuellement, nous pouvons voir que les vitesses de vent enregistrées au niveau du parc n°3 sont globalement plus petites et plus concentrées au niveau de la moyenne¹ à la maille journalière qu'à la maille horaire, 3h ou 12h.

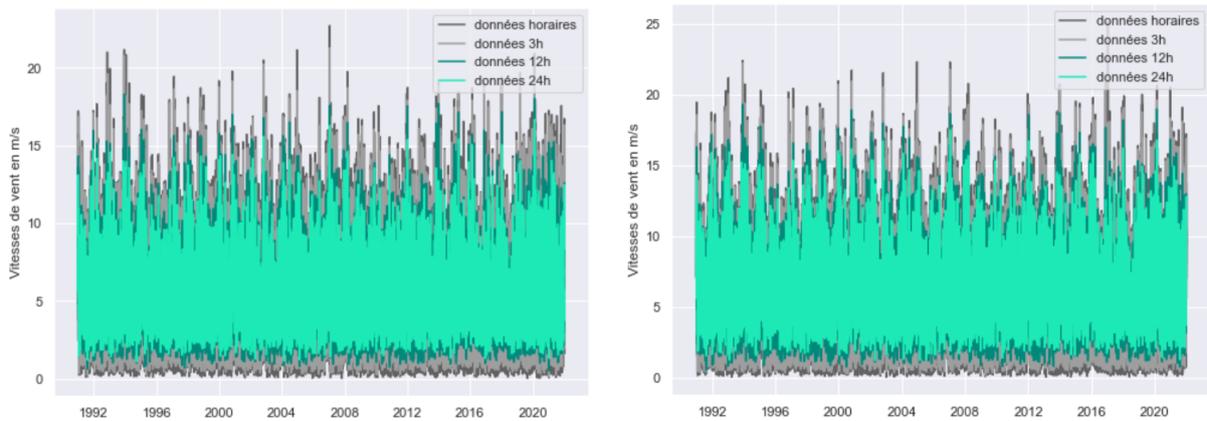


FIGURE 3.10 – Vitesses de vent entre les différentes mailles temporelles pour l'extrapolation à partir des données de 10 m (à gauche) et de 100 m (à droite) pour le parc n°3

Si l'on compare l'écart horaire entre les données extrapolées à partir de 10 m et de 100 m, on remarque également pour tous les parcs que plus on agrège les données (c'est-à-dire lorsque l'on passe d'une maille horaire à une maille 3h, 12h ou 24h), plus cet écart se resserre. Cela signifie qu'un assureur qui agrègera ses données à une maille journalière (ou 24h) sera moins impacté par le fait de reposer son étude sur des données de vents de surface (10 m) ou sur des vents en altitude (100 m). Dans le cas contraire, si un assureur souhaite mesurer le risque de manque ou d'excès de vent à une maille horaire, l'hypothèse de la hauteur des données sur laquelle il va devoir extrapoler verticalement les vitesses de vent sera bien plus significative (Figure 3.11).

La Figure 3.11 montre en effet qu'avec des données de 24h, les écarts entre les extrapolations ne dépassent pas 3 m/s *a contrario* des autres mailles temporelles. A la maille horaire, on visualise que les écarts entre les données extrapolées vont jusqu'à plus de 9 m/s. Le Tableau 3.8 présente les statistiques des écarts moyens pour chaque maille temporelle.

Pour la maille horaire, les 15 parcs présentent un écart moyen de 0,99 m/s entre les données extrapolées à partir des mesures à 10 m et celles à 100 m, avec une dispersion autour de la moyenne de 0,66 m/s. Le parc n°12 présente l'écart maximum enregistré entre les données extrapolées à la maille horaire, soit 16,43 m/s. Tandis que pour la maille journalière, les 15 parcs enregistrent un écart moyen de 0,59 m/s avec une dispersion autour de cet écart de 0,44 m/s. Les parcs n°12 et n°7 sont ceux qui présentent les plus grands écarts entre les données extrapolées soient près de 4,8 m/s.

1. 5,60 m/s pour les vitesses de vent extrapolées à partir des données de 10 m et 6,42 m/s pour les vitesses de vent extrapolées à partir des données de 100 m.

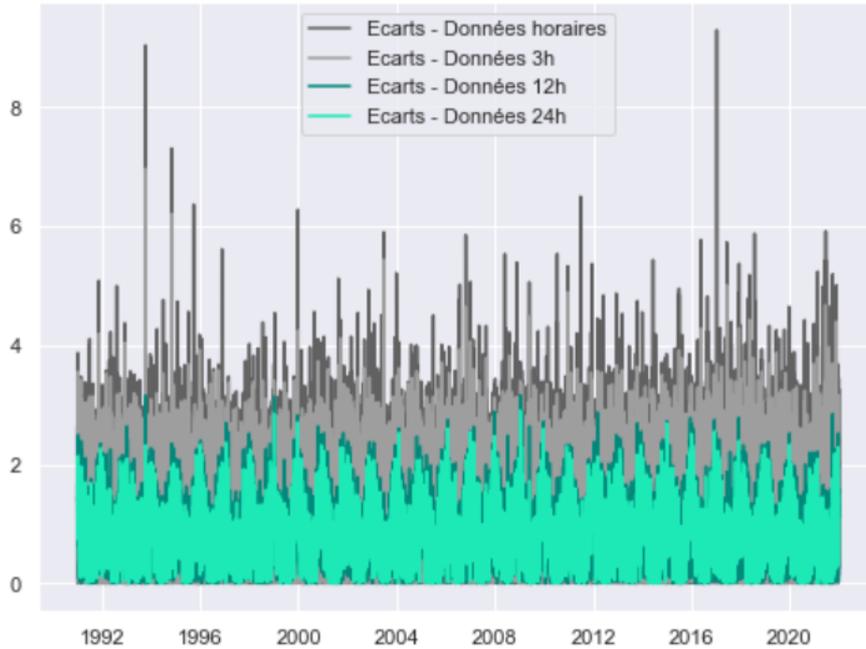


FIGURE 3.11 – Ecarts des vitesses de vent entre les différentes mailles temporelles des données extrapolées de 10 et de 100 m (parc n°3)

Indicateur statistique	h	3h	12h	24h
moyenne	1,17	1,13	0,85	0,83
écart-type	0,72	0,70	0,54	0,51
minimum	0,000015	0,000013	0,000061	0,000056
maximum	9,30	6,97	3,17	2,91

TABLE 3.8 – Ecarts entre les données extrapolées pour chaque maille temporelle (parc n°3)

Ainsi, la comparaison des séries temporelles a permis de souligner les différences de statistiques que nous pouvons obtenir en tant qu'assureur si nous nous appuyons sur des données enregistrées à une maille temporelle plus ou moins agrégée et sur des données mesurées à une hauteur plus ou moins proche des moyeux des éoliennes. Ce qui nous intéresse particulièrement en tant qu'assureur est de comprendre la survenance de périodes de manque et d'excès de vent au cours des 31 années d'historique.

c) Manque & Excès de vent

L'agrégation des données horaires à la maille journalière permet de diminuer la taille du jeu de données utilisé et d'augmenter la rapidité des calculs. Cependant, l'inconvénient majeur est que lorsqu'on agrège les données, on perd en précision des données. C'est pourquoi nous allons comparer les estimations d'heures de fonctionnement et d'arrêt des éoliennes des parcs à partir des données à différentes mailles temporelles. La précision de données la plus fine dont nous disposons est la maille horaire. Ainsi en calculant la différence séparant les estimations obtenues avec les mailles 3h, 12h, 24h et les estimations obtenues avec la maille la plus fine (1h), nous pouvons chiffrer clairement les erreurs de détermination de manque et d'excès de vent dues uniquement à l'agrégation des données.

i. Données extrapolées (10 m)

Pour le parc n°3, les données extrapolées à partir des mesures à 10 m du sol fournissent le nombre d'heures de fonctionnement, le nombre d'heures de vitesse de vent en-dessous de la vitesse de démarrage, le nombre d'heures de vitesse de vent au-dessus de la vitesse d'arrêt et le nombre d'heures totales d'arrêt d'une éolienne du parc sur l'ensemble de la plage temporelle 1991-2021.

Maille	Fonctionnement	Manque_vent	Excès_vent	Arrêt_total	Ecart_fonctionnement
h	207799	63952	1	63953	0
3h	208356	63396	0	63396	557
12h	217356	54396	0	54396	9557
24h	222816	48936	0	48936	15017

TABLE 3.9 – Comparaison des heures de fonctionnement et d'arrêt par granularité temporelle des données (parc n°3 - 10 m)

La dernière colonne est la plus intéressante car elle évalue les écarts d'heures de fonctionnement par rapport à l'évaluation faite par les données à la maille horaire. D'après le Tableau 3.9, les données de vitesses de vent à la maille journalière indiquent que les éoliennes du parc n°3 fonctionnent 222 816 heures en 31 années. Elles fonctionnent environ 9284 jours soit environ 25,4 années. Tandis que les mesures extrapolées à la maille horaire comptabilisent 207 799 heures pleines de fonctionnement des éoliennes du parc n°3, ce qui correspond à environ 23,7 années ou bien 8658 jours. L'écart est significatif entre les données à la maille horaire et les données à la maille journalière, soit 15 017 heures de différence.

La maille horaire présente l'avantage de détecter bien plus de périodes d'excès de vent. A titre d'exemple, le parc n°3 observe sur les 31 années d'historique une seule heure où la vitesse du vent a dépassé la vitesse nominale de l'éolienne. Tandis que les autres mailles temporelles négligent cette heure d'excès de vent où les éoliennes du parc étaient sans doute à l'arrêt.

Un assureur, qui s'appuie sur des données journalières et non sur les mesures horaires de vitesses de vent, aura tendance à surestimer le nombre d'heures de fonctionnement et à sous-estimer le nombre d'heures d'arrêt des éoliennes. Si nous regardons en termes de pourcentage, les données à la maille journalières comptabilisent que les éoliennes ont fonctionné 82% du temps entre 1991 et 2021 tandis que les données à la maille horaire indiquent qu'elles ont fonctionné seulement 76,5% du temps.

Le graphique 3.12 illustre l'évolution du nombre d'heures d'arrêt des éoliennes estimé chaque année entre 1991 et 2021. Nous voyons bien que l'écart entre les données à la maille horaire et à la maille journalière est chaque année de l'ordre de 350 à 600 heures. L'écart entre la maille horaire et 12h est de l'ordre de 100 à 400 heures. Quant à la maille 3h, l'écart est de 1 à 60 heures avec la maille horaire.

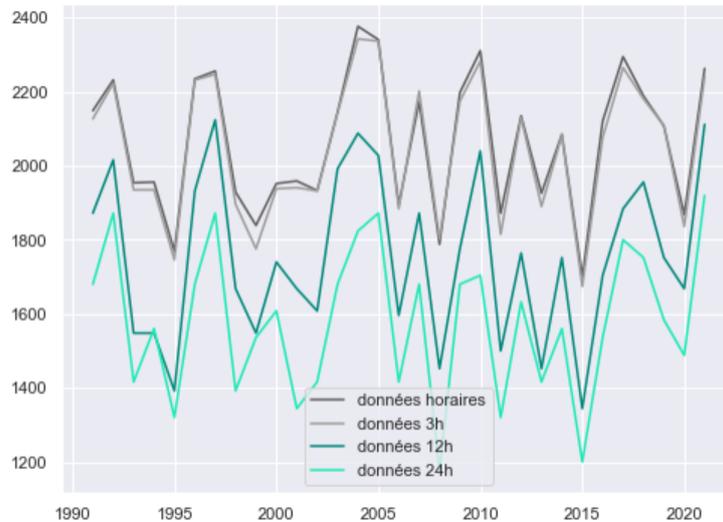


FIGURE 3.12 – Comparaison des heures d'arrêt d'une éolienne du parc n°3 aux différentes mailles temporelles de 1991 à 2021

ii. Données extrapolées (100 m)

Quant aux données extrapolées à partir des mesures à 100 m, elles présentent des écarts moins importants pour les mailles temporelles de 12h et 24h.

Les vents extrapolés au niveau du moyeu de 80 m depuis des données de 100 m sont en moyenne plus élevés que ceux extrapolés depuis des données de 10 m. Cela explique qu'il y ait moins d'heures où les éoliennes sont arrêtées que ce qui est repertorié dans le Tableau 3.10.

Maille	Fonctionnement	Manque_vent	Excès_vent	Arrêt_total	Ecart_fonctionnement
h	228047	43698	7	43705	0
3h	228804	42945	3	42948	757
12h	234216	37536	0	37536	6169
24h	240936	30816	0	30816	12889

TABLE 3.10 – Comparaison des heures de fonctionnement et d'arrêt par granularité temporelle des données (parc n°3 - 100 m)

Avec les données horaires et les données extrapolées depuis les mesures de vitesses de vent de 100 m, un assureur va comptabiliser 228 047 heures de fonctionnement sur les 31 années d'historique contre 12 889 heures de plus s'il s'appuie sur les données à la maille journalière. La maille horaire nous permet d'identifier 43 698 heures de manque de vent tandis que la maille journalière indique 30816 heures de manque de vent. Sur les 7 heures d'excès de vent captées par la maille horaire, 3 heures sont reconnues par la maille 3h. Les mailles de 12h et 24h ne permettent pas d'identifier les vitesses de vent dépassant la vitesse d'arrêt des éoliennes du parc n°3.

En termes de pourcentage, la maille horaire indique que les éoliennes sont à l'arrêt 16% du temps tandis qu'il s'agit de 11,3% pour la maille journalière. La maille 3h présente des résultats similaires à la maille horaire avec un pourcentage d'arrêt estimé à 15,8% sur les 31 années d'historique. L'écart avec les résultats de la maille horaire commence à se creuser avec la maille 12h qui présente 13% du temps où les éoliennes sont à l'arrêt sur l'ensemble de la période allant de 1991 à 2021.

Le graphique 3.13 retrace par année le nombre d'heures d'arrêt des éoliennes dûs au manque ou à l'excès de vent, nombre estimé grâce aux dépassements des vitesses de vent extrapolées à partir des mesures de 100 mètres. L'écart est toujours significatif avec les estimations faites à partir des données horaires et celles à partir des données journalières, soit un écart entre 200 et 500 heures chaque année. L'écart entre les données à la maille horaire et celles à la maille 3h est entre 4 et 50 heures, ce qui est relativement semblable aux écarts observés avec les données extrapolées à partir de la maille 10 m. Tandis que l'écart entre la maille horaire et 12h est entre 130 et 480 heures.



FIGURE 3.13 – Comparaison des heures d'arrêt d'une éolienne du parc n°3 aux différentes mailles temporelles de 1991 à 2021

Sur l'ensemble des parcs sélectionnés, nous faisons le constat que l'écart des heures de non-fonctionnement des éoliennes (soit par manque soit par excès de vent) est mince entre les mailles temporelles 1h et 3h. A partir de la maille 12h, on observe pour la majorité des parcs une sous-estimation des heures d'arrêt de l'éolienne.

Maille	parc1	parc2	parc3	parc4	parc5	parc6	parc7	parc8	parc9	parc10
1h	13,2	8	23,5	29,7	9,2	18,8	55	47	20,1	14
3h	13	7,8	23,3	29,4	8,9	18,5	55,1	47	19,9	13,9
12h	10	5,2	20	27,2	6,3	14,9	56,4	46,8	16,4	11,6
24h	8	3	18	25,7	4	12,4	57,1	47,1	14,6	9,4

Maille	parc11	parc12	parc13	parc14	parc15
1h	4,8	3,1	40,5	44,3	37,9
3h	4,5	2,9	40,2	44,4	37,8
12h	2,2	1,5	38,2	44,11	35,3
24h	0,6	0,5	36,9	43	34,2

TABLE 3.11 – Part du temps (en pourcentage) où les éoliennes d'un parc sont à l'arrêt sur la plage temporelle 1991-2021 (parc n°1 à 10)

3.2.2 Saisonnalité et tendance des vents

a. Investigations

Il est primordial de savoir si les vitesses de vent suivent une certaine tendance ou un certain cycle saisonnier afin d'anticiper les productions futures des turbines. L'existence d'une tendance des vents, que ce soit à la hausse comme à la baisse, a inévitablement un effet direct sur l'énergie éolienne. Dans une région sans vent, il n'existerait pas de potentiel éolien. C'est pourquoi les industriels sont particulièrement préoccupés par la tendance à la baisse du vent en France. La littérature recense déjà plusieurs études sur les vents en France. Les données proviennent généralement de divers organismes ou modèles météorologiques et ne sont pas étudiées au niveau de la hauteur moyenne des moyeux des éoliennes *onshore* soit environ 80 mètres.

La partie II de la thèse de B. JOURDIER [24] résume les tendances des vents de surface synthétisées par la revue de McVicar et al. (2012). Sur un historique de plus de 20 ans, il y a une tendance moyenne de vent à la baisse en-dessous de $-0,1$ m/s en Europe et une tendance à la hausse en quelques points de la zone Méditerranéenne. Ces études de tendance ont été réalisées sur la base de régression linéaire sur les moyennes annuelles de vent.

L'étude de Vautard et al. [45], réalisée sur la fenêtre temporelle allant de 1979 à 2008, constate qu'il y a une tendance négative en Europe à partir de la base de données ISD. Toute la France n'est cependant pas marquée par une tendance à la baisse sur cette période. Effectivement dans le Sud de la France, on peut retrouver des hausses de vent comme des baisses de vent. Les données de réanalyse NCEP et ERA-Interim présentent des tendances annuelles moins marquées, voire quasiment nulles. La tendance baissière des vents s'explique principalement par l'augmentation de la rugosité du sol due à la végétation et à l'urbanisation.

La thèse de B. JOURDIER fait également l'étude des tendances sur les moyennes annuelles de vent entre 1990 et 2010 à partir de diverses données de réanalyse (NCEP, MERRA, ERA-Interim, ERA-20C). Une tendance à la baisse se dégage dans le Nord de la France et une tendance à la hausse dans le Sud de la France.

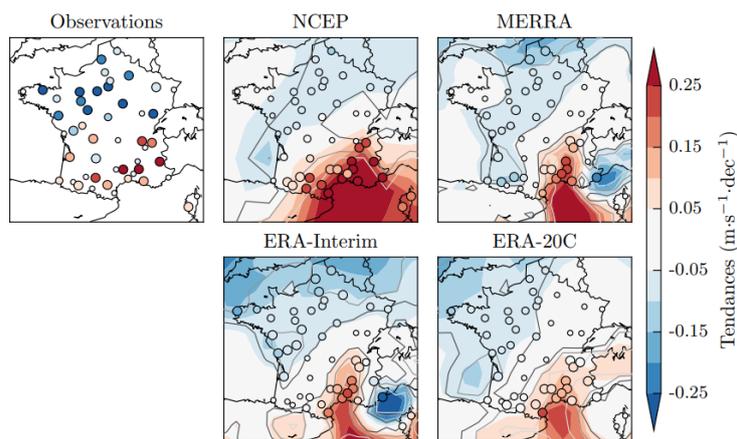


FIGURE 3.14 – Tendances du vent annuel moyen [24]

Lorsqu'on s'intéresse à la variabilité décennale, on arrive à des résultats similaires et concordants avec les précédentes études : le Nord fait face à des vents de moins en moins forts tandis que le Sud se situe dans une phase très ventée au regard des dernières décennies.

En divisant la France en 3 régions : Nord, Sud-Est et Sud-Ouest, une nette tendance à la baisse se distingue dans les variations interannuelles dans le Nord et une nette hausse dans le Sud-Est. Sur les 49 stations étudiées, B. JOURDIER met en exergue la forte variabilité du cycle saisonnier d'une région à l'autre. Ce dernier est visible en particulier dans le Nord de la France où les vents sont plus forts et plus variables en hiver qu'en été. Le cycle saisonnier est également visible dans le Sud-Ouest de la France où l'on observe des vents plus importants au printemps.

Dans le chapitre *Tendances et saisons* de sa thèse, B. JOURDIER propose de regarder l'existence de tendances sur la base de moyennes mensuelles de vent. En juillet, des tendances positives se manifestent dans le Nord-Ouest tandis que des tendances négatives apparaissent dans le Sud-Est. En janvier et en avril, des tendances à la baisse se remarquent dans la majorité de la France.

Ces résultats soulèvent une multitude de questions : est-ce que les tendances observées pour les vents de surface sont-elles similaires à celles qu'on pourrait observer au niveau des moyeux ? Est-ce que les conclusions obtenues dans les précédentes études sont-elles celles qui pourraient ressortir de l'étude sur les données ERA5-Land ? Est-ce que les tendances observées avec des données antérieures à 2010 sont-elles toujours observées lorsqu'on tient compte d'une fenêtre d'étude plus large ? Est-ce que les vents antérieurs à 2010 sont-ils fondamentalement différents de ceux des années 2010 ? Est-ce que les données de réanalyse ERA5-Land vont fournir des tendances quasiment nulles ? Est-ce que les tendances décrites dans les précédentes études sur les vents de surface sont représentatives des tendances qu'on peut retrouver dans les projections climatiques futures **CORDEX** ?

L'*Etude de l'évolution de la vitesse du vent en France et son impact sur le mix énergétique* réalisée en interne à Sia Partners [37] permet de répondre à un des questionnements mentionnés précédemment. Effectivement, cette étude porte sur les mêmes données que nous utilisons dans ce mémoire : les données ERA5-Land extraites du produit *Weather & Climate*. La fenêtre d'étude est cependant plus large que la nôtre : 1980-2020. Sur 40 ans d'historique, les équipes Data Science de Sia Partners ont remarqué que la vitesse moyenne du vent dans la partie Nord-Est de la France subissait une baisse a contrario de la hausse qu'on observe dans la partie Sud-Est (cf. Figure 3.15). Nous obtenons les mêmes conclusions sur les données ERA5-Land sur les vents à 10 mètres au-dessus du sol que celles constatées dans les études précédentes. Si les conclusions de séparation régionale sur les tendances de vent annuel moyen concordent entre les différentes études, cela est moins le cas concernant la variabilité des vitesses de vent. En effet, cette étude interne observe sur la fenêtre temporelle étudiée une variabilité des vitesses de vent croissante sur l'ensemble du territoire, sauf pour la zone Méditerranéenne.

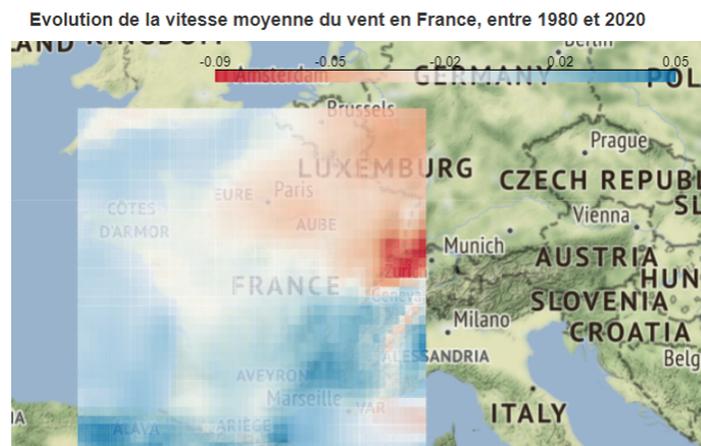


FIGURE 3.15 – Tendances de la vitesse annuelle moyenne de 1980 à 2020 [37]

b. Variabilité interannuelle & intra-annuelle des 15 parcs éoliens

i. Variabilité annuelle

Afin de visualiser la **variabilité des vitesses de vent d'une année à l'autre**, on a effectué des représentations graphiques sous forme de boîtes à moustache (ou diagramme en boîte) pour chacune des bases de données. Le principe de cette forme de représentation graphique est de comprendre visuellement la répartition des valeurs d'une variable et d'identifier ses valeurs extrêmes. Elle est composée d'un rectangle et de deux segments, comme le montre la Figure 3.16. La ligne centrale correspond, dans notre cas, à la médiane soit la valeur de vitesse de vent qui permet de diviser la répartition d'une série temporelle en deux. Le bas et le haut du rectangle indiquent le 25e et le 75e quantile, soient le premier et le troisième quartile. La longueur du rectangle ou de la boîte est appelée **intervalle interquartile (IQR)**. Les 2 segments observables de chaque côté de la boîte s'appellent moustache inférieure (à gauche) et moustache supérieure (à droite). Ces dernières s'étendent jusqu'à la valeur minimale (à gauche) et la valeur maximale (à droite) de la variable étudiée.

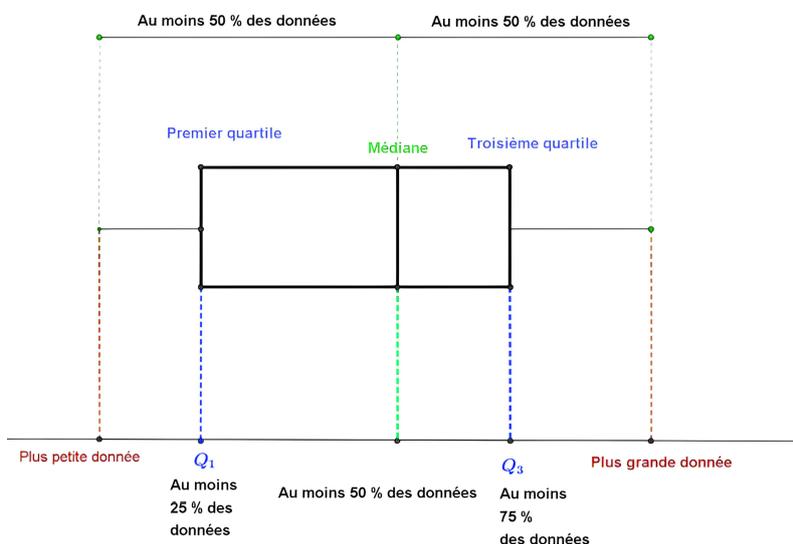


FIGURE 3.16 – Boîte à moustache ¹

En général, les moustaches étendent 1,5 fois l'IQR de chaque côté. La limite basse correspond à : $Q1 - 1,5 \cdot (Q3 - Q1)$, et la limite haute à : $Q3 + 1,5 \cdot (Q3 - Q1)$. Les valeurs possibles qui tombent au-dessus des moustaches correspondent aux *outliers*, soient des valeurs aberrantes ou des valeurs dont la probabilité de survenance reste minimale. La forme du diagramme en boîte dépend donc de la distribution des valeurs, de la taille de l'échantillon et de la présence d'*outliers*.

Michael Galarnyk ² a publié un article dans lequel une comparaison est faite entre un diagramme en boîte et une fonction de densité de probabilité. La Figure 3.17 indique que 0,7% de la distribution (normale) des valeurs correspond à des *outliers*. Ainsi, les diagrammes en boîte permettent de visualiser la distribution de la majorité des valeurs prises par une variable. Toutefois, certaines valeurs extrêmes apparaissent en-dehors de ce diagramme et doivent être prises en considération dans notre étude de manque et d'excès de vent.

1. https://www.jmp.com/fr_fr/statistics-knowledge-portal/exploratory-data-analysis/box-plot.html

2. <https://builtin.com/data-science/boxplot>

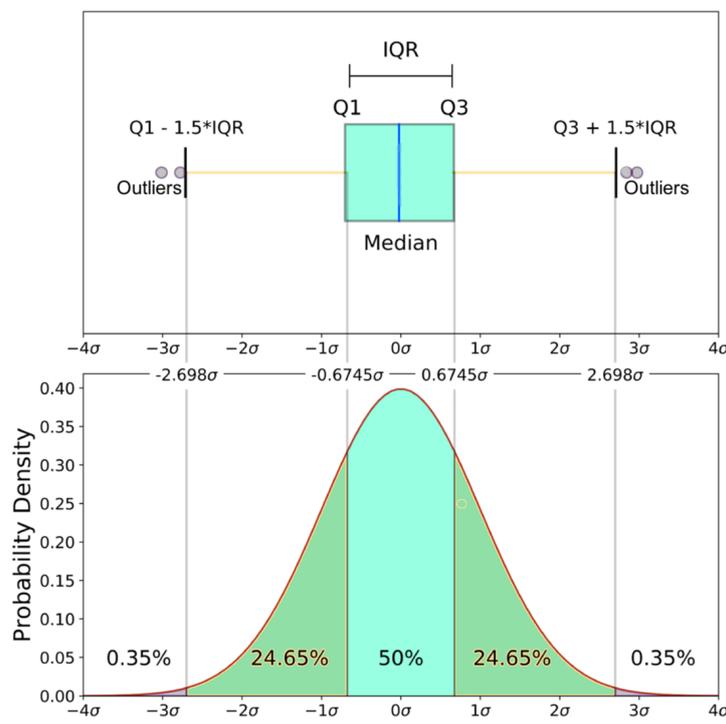


FIGURE 3.17 – Comparaison d'une boîte de moustache et d'une fonction de densité de probabilité (loi normale)

De 1991 à 2021, 50% des vitesses de vent à **hauteur des moyeux** des éoliennes du **parc n°3** sont entre 4 et 8 m/s. La moyenne des vitesses de vent horaires de chaque année demeure aux alentours de 5 m/s. Cette moyenne apparaît assez stable sur les 31 années d'historique avec régulièrement des périodes de légères hausses de vitesses moyennes horaires suivies par des périodes de légères baisses de vent. Sur toute la période passée étudiée, les vitesses maximales sont dispersées entre 15 m/s et 22,5 m/s.

La Figure C.1 illustre les boîtes à moustache des vitesses de vent obtenues pour les différentes mailles temporelles des bases de données extrapolées à partir de **10 m** pour le parc n°3. Les 4 représentations confirment que la majorité des vitesses de vent se situent dans l'intervalle [4;8] m/s. Notons toutefois que les vitesses hautes (au-dessus de 20 m/s) sont observables avec les données à la maille horaire et la maille 3h tandis qu'elles ne sont plus observables pour les mailles 12h et 24h du fait du calcul de la moyenne. Effectivement, une moyenne sur une certaine plage horaire a pour effet de lisser les données autour d'une certaine valeur et élimine par conséquent les valeurs extrêmes. De plus, la Figure C.1 permet de mettre en exergue les années avec les moyennes de vitesses de vent les plus élevées. On identifie clairement l'année 2020 affichant une moyenne de 6,1 m/s et l'année 2015 affichant une moyenne 5,89 m/s pour toutes les mailles temporelles.

Concernant les données extrapolées à partir des vitesses de vent de **100 m** (Figure C.2), les moyennes des vitesses de vent horaires obtenues chaque année se situent entre 4 et 9 m/s, en particulier autour de 6 m/s. L'année 2020 apparaît toujours être l'année avec la moyenne de vitesses de vents horaires la plus élevée. Toutefois, cette moyenne présente un écart moins "flagrant" par rapport aux données extrapolées de 10 m. On remarquera également que plus les données sont agrégées, plus les valeurs extrêmes hautes sont "atténuées" par l'effet de calcul de la moyenne. A la maille horaire, on observait effectivement plusieurs années où les vitesses de vent pouvaient dépasser 20 m/s tandis qu'à la maille journalière, aucune vitesse de vent ne dépasse 18 m/s.

L'identification des faibles vitesses de vent est également moins précise. On s'aperçoit qu'aux mailles 12h et 24h, les vitesses de vent minimales atteignent rarement le palier de 0 m/s, tandis que la maille horaire indique que pour chaque année de 1991 à 2021, les vitesses minimales étaient de quasiment zéro mètre par seconde.

Concernant les **15 parcs** sélectionnés (Tableau B.2), nous remarquons que 50% des données de vitesses de vent de 1991 à 2021 se trouvent entre 2 et 10 m/s. Le Sud de la France (Occitanie et Provence) recense régulièrement des vitesses de vent faibles aux alentours de 2 et 2,5 m/s. Pourtant, les modèles de turbine utilisés dans le sud de la France ont des vitesses de démarrage de 3,5 ou 4 m/s. La Bretagne est la région qui comptabilise le plus souvent des vitesses de vent élevées. En effet, 50% des données de 1991 à 2021 sont comprises entre 5 et 11 m/s.

A la maille horaire, les vitesses de vent maximales enregistrées sur ces 31 années d'historique dépassent 20 m/s pour la totalité des parcs hors région d'Occitanie. Tandis qu'à la maille journalière, les vitesses maximales enregistrées ne dépassent pas 18 m/s, sauf en Bretagne. Les écarts entre les valeurs maximales enregistrées avec les données horaires et les données journalières sont entre 4 et 9 m/s. On remarque également qu'une diversification géographique est possible puisque les années les plus variables pour certains parcs correspondent aux années les moins variables pour d'autres parcs. Par exemple, l'année 2010 apparaît en Hauts-de-France comme une année très peu variable et avec des vents assez faibles. Tandis que cette même année correspond à une des années les plus variables et avec des vents forts en Provence ou dans le Grand-Est.

La variabilité annuelle est ainsi davantage marquée par les données horaires. Les mailles plus agrégées (3h, 12h, 24h) représentent pourtant très bien la concentration des vitesses de vent autour d'une certaine moyenne, que l'on observe au niveau de la maille horaire. Cependant, la variabilité des vitesses de vent est atténuée par l'effet de calcul de la moyenne de vitesse de vent horaire. Il est plus difficile d'identifier les manques et excès de vent lorsqu'on agrège autant les données.

ii. Variabilité mensuelle

L'analyse intra-annuelle est également intéressante dans le secteur éolien, et d'autant plus que le produit d'assurance paramétrique porte sur une année calendaire. Nous cherchons à savoir si au sein d'une année des tendances apparaissent. Nous étudions d'abord la **variabilité de la vitesse du vent d'un mois à l'autre**.

Le diagramme en boîte du **parc n°3** avec les données à la maille horaire et extrapolées à partir des données ERA5-Land de **10 m** (Figure C.3) révèle que les mois de janvier, février et décembre sont les 3 mois de l'année avec les moyennes de vitesses de vent horaires les plus hautes, mais également les plus variables à plus ou moins 2 m/s autour de la moyenne. Les mois de juin, d'août et de septembre sont les moins variables et présentent des vitesses de vent moyennes horaires en-dessous de 5 m/s. Il semblerait qu'en hiver, les vitesses de vent soient bien plus hautes que le reste de l'année. Durant tout l'hiver, elles peuvent en effet atteindre des valeurs au-dessus de 20 m/s alors qu'en été, elles ne dépassent pas les 18 m/s. La Figure C.3 montre que selon la maille temporelle des données choisie, la variabilité moyenne est quasiment identique. Cependant, la maille journalière ne permet pas d'identifier les vitesses de vent horaires extrêmes hautes. En effet en transformant les vitesses de vent horaires en une moyenne horaire sur une journée, on perd en information et il est ainsi plus difficile d'identifier les mois de l'année qui ont fait face à des vents forts. A la maille journalière, il est impossible de savoir qu'au mois de décembre, il y a eu des vitesses de vent horaires allant au-delà de 20 mètres par seconde comme nous avons pu l'identifier à la maille 1h. Il en est de même pour le mois de janvier et février.

Concernant les données extrapolées à partir des données ERA5-Land à **100 m**, la Figure C.4 indique que janvier est le mois atteignant les vitesses de vent horaires les plus hautes (dépassant 25 m/s pour la maille horaire). Avec ces extrapolations, les vitesses de vent de février, d'octobre, de novembre et de décembre présentent des valeurs maximales bien inférieures au mois de janvier, ce qui n'était pas le cas avec les vitesses extrapolées à partir des données de 10 m. Toutefois, une observation demeure : les vitesses de vent à hauteur du moyeu en hiver sont plus élevées et varient généralement en moyenne entre 4 et 10 m/s, avec des pics atteignant 22 m/s à la maille 3h, 17,5 m/s à la maille 12h et 16 m/s à la maille journalière.

Pour la majorité des **15 parcs éoliens** (Tableau B.1), on constate que l'hiver (janvier, février, octobre, novembre et décembre) a des vitesses de vent très variables et élevées par rapport au reste de l'année. L'été (juin, juillet, août, septembre) correspond à la période de l'année la moins variable et avec des vitesses de vent faibles comparativement au reste de l'année. Le profil des vitesses de vent au cours des saisons semble respecter ces variabilités pour les parcs *onshore* français. Les parcs situés dans le sud de la France ont toutefois un profil différent par rapport aux autres parcs étudiés. Effectivement pour les parcs n°7,8 et 14, les vitesses de vent sont particulièrement variables durant le tout début de l'année mais également durant le printemps (mars, avril et mai). De plus, le parc n°8 est le seul parc où le mois de janvier apparaît être l'un des moins variables en termes de vitesses de vent. On observe des vitesses de vent moins variables pour ces 3 parcs lors de la fin de l'été, lors de l'automne et voire lors de l'hiver.

Quelle que soit la granularité des données utilisée et la zone de la France identifiée, les vitesses de vent des mois d'hiver apparaissent être autant variables qu'élevées. Au contraire, l'été correspond à des mois où les vitesses de vent sont peu dispersées autour d'une moyenne.

iii. Variabilité trimestrielle

Si l'on regarde la **variabilité des vitesses de vent d'un trimestre à l'autre**, on remarque que les données extrapolées à partir des données de **10 m** au niveau du **parc n°3** affichent des moyennes plus hautes durant le premier et le dernier trimestre, soit au-dessus de 5 m/s (Figure C.5). Le deuxième et le troisième trimestre ont une moyenne de vitesses de vent légèrement inférieure à 5 m/s, et la majorité de leurs vitesses de vent horaires varient entre 4 et 6 m/s, soit sur un intervalle de vitesse plus court que celui du premier et du quatrième trimestre. Toutes les mailles temporelles indiquent que le premier trimestre est le trimestre où les vitesses de vent sont les plus variables et atteignent des vitesses plus élevées que les autres trimestres. En effet, les vitesses de vent horaires maximales du premier trimestre sont supérieures à 21 m/s pour les mailles 1h et 3h. Elles sont d'environ 18 m/s à la maille 12h et d'environ 17 m/s à la maille 24h. Le troisième trimestre reste le trimestre le moins variable au cours des 31 années d'historique.

Quant aux vitesses de vent extrapolées à partir des données de **100 m** (Figure C.6), les mailles 1h et 24h confirment que le premier trimestre est le plus variable et qu'il a des vitesses maximales bien au-dessus des autres trimestres (25 m/s pour la maille 1h et 17 m/s pour la maille 24h). Toutefois, les mailles 3h et 12h indiquent que les vitesses de vent maximales du premier et du deuxième trimestre sont au même niveau (22 m/s pour la maille 3h et 20 m/s pour la maille 12h). Le troisième trimestre demeure celui avec des vents faibles autant en moyenne qu'en valeurs extrêmes.

*Le Tableau B.3 atteste que le premier trimestre de l'année est la période de l'année la plus variable pour l'ensemble des **15 parcs éoliens**. Le troisième trimestre apparaît être le moins variable de chaque année entre 1991 et 2021. Nous remarquons que selon les parcs, le deuxième et le quatrième trimestre peuvent être soit les trimestres les plus volatils soit les moins volatils.*

iv. Variabilité par région

Chaque région fait face à des variabilités (annuelles, mensuelles, trimestrielles) plus ou moins marquées. Nous allons résumer les résultats précédents par région : Sud, Ouest, Nord-Est et Nord (Figure 3.18).

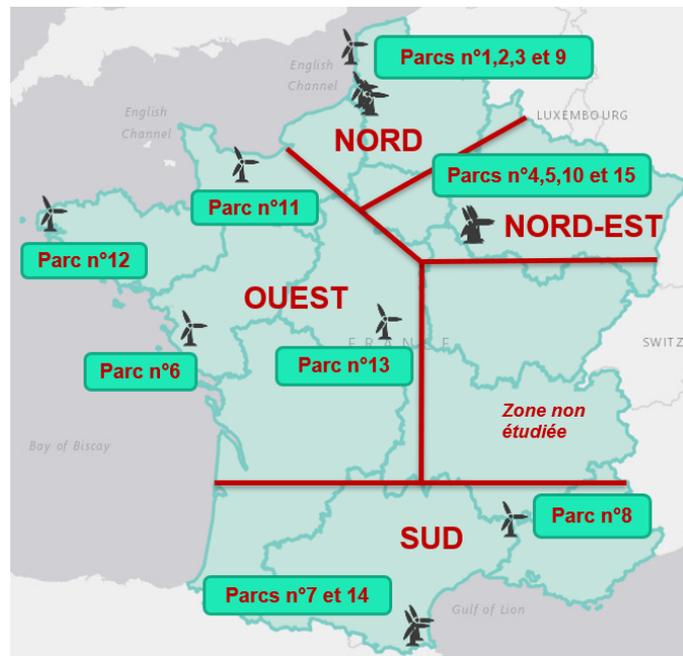


FIGURE 3.18 – Délimitation des emplacements des parcs éoliens en 4 zones

Le Sud de la France est marqué par des vitesses de vent plus faibles que les autres zones. La moitié des vitesses de vent se situent entre 2 et 8 m/s. Parmi les mois avec les vitesses de vent les plus faibles, on retrouve les mois de septembre, octobre et décembre. Ces derniers apparaissent pourtant comme les mois avec les vitesses les plus élevées pour les autres régions. Les troisième et quatrième trimestres (T3,T4) sont généralement les trimestres avec les vents les plus faibles et les moins variables. Cette zone affiche des vents particulièrement variables au premier et au deuxième trimestre.

Quant à la zone Ouest, on distingue le parc n°12 qui présente des vents plus forts (entre 5 et 11 m/s) que les parcs n°6,11 et 13 qui recensent la moitié de leurs vitesses de vent entre 4 et 8 m/s. On différencie vraiment la période de l'hiver présentant des vents forts et très variables, et la période de l'été marquée par des vents plus faibles et moins variables.

Le Nord (Hauts-de-France) rassemble 50% des vitesses de vent horaires recensées entre 1991 et 2021, entre 3 et 10 m/s. La vitesse maximale enregistrée dans cette région est de près de 25 m/s. Le troisième trimestre (l'été) fait face à des vents moins variables que ceux enregistrés au cours du premier trimestre.

Le Nord-Est (Grand Est) affiche des vitesses de vent majoritairement entre 3.5 et 7.5 m/s. Tout comme les zones Ouest et Nord, l'hiver (trimestres 1 et 4) est marqué par des vitesses de vent élevées et variables, et l'été (trimestres 2 et 3) est marqué par des vitesses de vent faibles et peu variables.

Il semble y avoir une corrélation entre la force et la variabilité des vents. En effet, les périodes et les zones géographiques où l'on observe des vents forts, sont souvent celles où l'on remarque une variabilité plus importante. Le Sud semble également suivre une tendance différente des autres zones.

c. Analyses de série temporelle : tendances

Les précédentes études statistiques des séries temporelles ne nous permettent pas de conclure sur la présence de tendances à la hausse comme à la baisse. Avec les diagrammes en boîte, il semblerait que la majorité des moyennes horaires des vitesses de vent chaque année varient pour chaque parc dans un intervalle de valeurs assez restreint. Certaines années peuvent comparativement aux autres années être considérées comme "exceptionnelles" en raison de la survenance à répétition de vents extrêmes (vents soit trop faibles soit trop élevés). *Cette partie sera donc dédiée à l'identification de potentielles saisonnalités et de potentielles tendances. On rappelle qu'on ne cherche pas à définir un modèle de série temporelle pour prédire les vitesses de vent futures. L'enjeu de cette partie est d'étudier la non stationnarité des séries temporelles "passées" (ERA5-Land) afin de pouvoir ajuster correctement les séries de projections climatiques (CORDEX-CMIP5) de vitesses de vent dans la suite de ce chapitre.*

Une série temporelle (ou chronologique) est "une succession d'observations au cours du temps représentant un phénomène économique" [41]. Plus précisément, il s'agit d'une succession $(y_t)_{t=1}^T$ de T valeurs quantitatives : y_1, y_2, \dots, y_T . L'étude de série temporelle permet d'éclairer sur le processus derrière la survenance de ces valeurs quantitatives.

Décomposition d'une série temporelle

Les techniques traditionnelles procèdent par décomposition d'une série temporelle en plusieurs composantes prévisibles avant de les reconstituer pour la prévision de la série tout entière. On compte généralement 4 constituants :

- la **tendance** T_t qui représente l'orientation générale de la série. Il s'agit d'un mouvement de long terme illustré par différentes formes analytiques (logarithmiques, exponentielles, cycliques...).
- la **cyclicité** C_t qui est un processus linéaire stationnaire capable de faire apparaître une alternance relativement régulière de pics et de creux, tout en admettant dissymétries et angulosités du profil cyclique [15]. Notons qu'en conjoncture, elle est représentée par le cycle de Kitchin d'une période de 3 à 5 ans [41]. *Dans plusieurs travaux de décomposition de série temporelle, la composante tendancielle et cyclique sont regroupées.*
- la **saisonnalité** S_t (ou la **composante périodique**) qui englobe des tendances intra-annuelles (hebdomadaires, mensuelles, trimestrielles...) voire annuelles.
- les **résidus** R_t qui correspondent à la partie restante une fois qu'on a extrait toutes les autres composantes. Cette partie rassemble tout ce que les autres composantes n'ont pu expliquer du phénomène observé. Elle contient donc de nombreuses fluctuations, en particulier accidentelles, dont le caractère est exceptionnel et imprévisible [41].

La technique de décomposition puis de reconstitution repose sur un schéma de décomposition (ou modèle). On en distingue deux :

- le **schéma additif** qui suppose l'indépendance de chacune des composantes mentionnées précédemment : $x_t = T_t + C_t + S_t + R_t$.
- le **schéma multiplicatif** où la composante saisonnière est liée à l'extra-saisonnier : $x_t = T_t \cdot C_t \cdot S_t \cdot R_t$.

Si l'on visualise les graphiques de vitesses de vent de 1991 à 2021 pour chacun des parcs, le modèle le plus adapté semblerait être le modèle additif puisque si l'on relie les minima entre eux et les maxima entre eux, les droites sont parallèles.

Nous allons nous intéresser spécifiquement aux notions de tendance et de saisonnalité. La tendance permet de réduire toute la variabilité d'une série temporelle à un seul chiffre ou un seul niveau. Ce qui va nous intéresser dans la suite de ce mémoire est l'amplitude des fluctuations des vitesses de vent autour d'une tendance au niveau d'un parc éolien donné.

De plus, nous devons prendre en compte les phénomènes saisonniers qui peuvent affecter la variabilité de la vitesse du vent au cours de l'année, s'ils sont identifiables. Ces phénomènes dépendent principalement du lieu géographique. Ce sont les séries non stationnaires qui présentent des phénomènes saisonniers, des tendances ou encore d'autres structures qui dépendent de l'indice temporel.

Notion de stationnarité

Une série temporelle x_t est un processus $((x_t)_{t \in \mathbb{Z}})$ stationnaire **au sens fort** si pour toute fonction f mesurable $f(x_1, x_2, \dots, x_t)$ et $f(x_{1+h}, x_{2+h}, \dots, x_{t+h})$ ont la même loi. Cette condition est toutefois difficile à respecter dans la pratique.

Une série temporelle x_t est dite stationnaire **au sens faible** (ou d'ordre 2) quand ses statistiques (espérance, variance, auto-corrélation) n'évoluent pas dans le temps :

$$\forall t, E(x_t) = \mu$$

$$\forall t, V(x_t) = \sigma^2$$

$$\forall t, \forall h, Cov(x_t, x_{t+h}) = \gamma(h) \text{ tel que } var(x_t) = \gamma(0)$$

Les tests de stationnarité permettent de se rendre compte si une série temporelle est effectivement stationnaire ou non. Il existe 2 types de tests : ceux qui testent l'hypothèse nulle que la série est stationnaire comme le test **KPSS**, et ceux qui testent l'hypothèse nulle que la série comporte bien une racine unitaire comme le test de Dickey-Fuller.

On s'est appuyé sur le test **augmenté de Dickey-Fuller (ADF)** sous la librairie Python *statsmodels* qui teste la présence de racine unitaire dans un processus univarié :

$$\begin{cases} H_0 : \text{La série comporte une racine unitaire. La série n'est pas stationnaire.} \\ H_1 : \text{La série ne comporte pas de racine unitaire. La série est stationnaire.} \end{cases} \quad (3.6)$$

Une *p-value* en-dessous du seuil critique (5%) signifie qu'on a moins de 5% de chances de se tromper si on rejette l'hypothèse nulle donc cela implique qu'on rejette H_0 et que la série soit considérée comme stationnaire. Nous testons directement sur les séries de vitesses de vent extrapolées. Pour le **parc n°3**, le test **ADF** fournit des *p-values* égales à 0 pour les 8 séries temporelles¹. La valeur critique au seuil de 5% est de -2,86 et l'ensemble des statistiques de test sont inférieures à cette valeur critique (Tableau A.21).

Quelle que soit la maille temporelle et/ou la hauteur de la base de donnée de départ, les vitesses de vent sont globalement stationnaires au cours des 31 années d'historique selon le test **ADF**. Les *p-values* frôlent la valeur de 0 et donc entraînent systématiquement le rejet de H_0 .

Pour la majorité des parcs éoliens, les séries n'ont pas de tendances clairement à la hausse ou au contraire à la baisse. Cette observation nous rassure puisque l'étude passée devrait refléter les vitesses de vent de l'année à couvrir (2022). La majorité des vitesses devraient être proches du niveau moyen sur les 31 années d'historique. Ainsi, les vitesses de vent horaires "extrêmes", c'est-à-dire les valeurs qui s'éloignent de ce niveau moyen, ne surviennent qu'à titre exceptionnel. De plus, il ne semble pas y avoir de saisonnalités parmi les séries temporelles étudiées. Elles sont usuellement identifiables lorsque des "motifs" de la série se répètent à intervalles réguliers et oscillent autour de la tendance générale.

1. Lorsqu'on fait varier la base de données de départ selon la hauteur et selon la maille temporelle, on se retrouve avec ces 8 séries : *parc3_10m_1h*, *parc3_10m_3h*, *parc3_10m_12h*, *parc3_10m_24h*, *parc3_100m_1h*, *parc3_100m_3h*, *parc3_100m_12h* et *parc3_100m_24h*.

Identification de tendance

Après avoir effectué un test de stationnarité, nous cherchons à visualiser la "tendance" autour de laquelle les vitesses de vent de chaque parc oscillent. L'enjeu est d'éliminer le bruit autour de ces oscillations et d'identifier une possible tendance. Nous allons utiliser la méthode de moyenne mobile et la fonction *detrend* de la librairie Python *statsmodels*.

La méthode de moyenne mobile permet d'extraire les composantes basses fréquences d'une série temporelle autrement dit sa tendance¹. Dans notre étude, il s'agit d'une même de lissage des séries temporelles. L'application d'une moyenne mobile permet de réduire la variance d'une série en la lissant sur une certaine largeur de fenêtre temporelle. La moyenne mobile se calcule ainsi :

$$\hat{y}_t = \frac{1}{2 * l + 1} \cdot \sum_{i=t-l}^{t+l} y_t \quad (3.7)$$

où l est la largeur de la fenêtre glissante d'observations, y_t une valeur de la série temporelle à la date t , et \hat{y}_t la moyenne mobile à la date t .

Quant à la fonction *detrend*, elle permet d'enlever la tendance que suit une série temporelle. Puisqu'il existe des tendances de différentes natures (linéaires, polynomiales,...), cette fonction nous aide à identifier la présence d'une tendance et à tester des méthodes d'ajustements pour enlever cette possible tendance. En faisant la soustraction des données "détrendées" et des données originales, on obtient l'allure de la tendance de la série temporelle.

i. Séries temporelles des vitesses de vent horaires

Premièrement, nous regardons l'ensemble des vitesses de vent horaires moyennes observables de 1991 à 2021 (à hauteur du moyeu). Nous allons comparer les "tendances globales"² autour desquelles oscillent les vitesses de vent horaires extrapolées à partir des données ERA5-Land de 10 m et de 100 m.

Base de données extrapolées à partir de 10 m

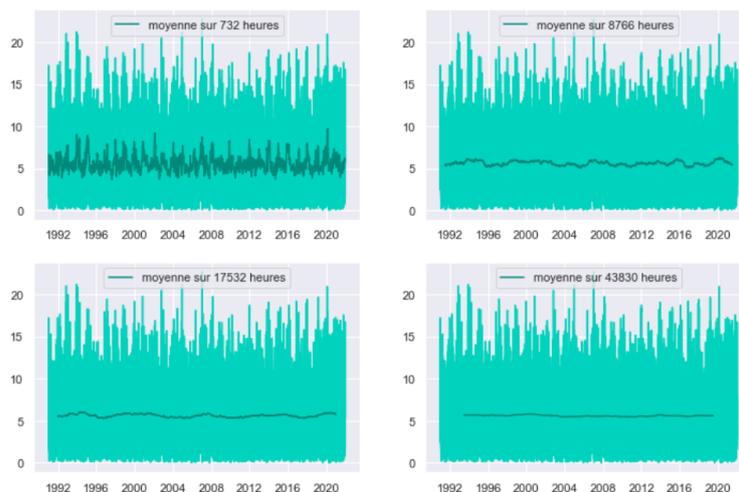


FIGURE 3.19 – Graphiques des tendances obtenues en lissant la série temporelle du parc n°3 (10m) à l'aide de moyennes mobiles sur différentes fenêtres glissantes

1. https://www.imo.universite-paris-saclay.fr/~yannig.goude/Materials/time_series/cours2_tendance_composante_saisonniere.pdf

2. Il s'agit de tendances qui s'appliquent à l'ensemble de la série chronologique.

Avec la méthode de moyenne mobile (fonction *rolling*), nous pouvons visualiser l'allure de la tendance sur différentes tailles de fenêtres glissantes : 732 heures pour un mois (en supposant qu'un mois correspond à environ 30,5 jours de 24h), 8766 heures pour un an (en supposant qu'un an correspond à 365,25 jours de 24h), 17532 heures pour deux ans et 43830 heures pour 5 ans.

La série temporelle du parc n°3 varie autour d'une moyenne de vitesse de vent horaire de 5,60 m/s d'après le Tableau 3.7. Le graphique 3.19 indique que si l'on effectue des moyennes mobiles sur 732 heures (soit un mois), les vitesses de vent sont rapprochées d'un mois à l'autre mais demeurent très volatiles. Effectivement, elles oscillent entre plus ou moins 2 mètres par seconde. En prenant une fenêtre plus large (1 an, 2 ans ou 5 ans), on observe une tendance quasiment linéaire autour de la moyenne de 5,60 m/s. Les "motifs" ne semblent pas se répéter au cours de la période étudiée (1991-2021) donc cela confirme notre hypothèse que les séries ne présentent aucune saisonnalité.

Avec la seconde méthode (fonction *detrend*), on observe une tendance légèrement à la baisse pour les vitesses de vent du parc n°3. On passe d'une tendance de 5,64 m/s entre janvier 1991 et août 1993, à une tendance de 5,57 entre novembre 2018 et décembre 2021.

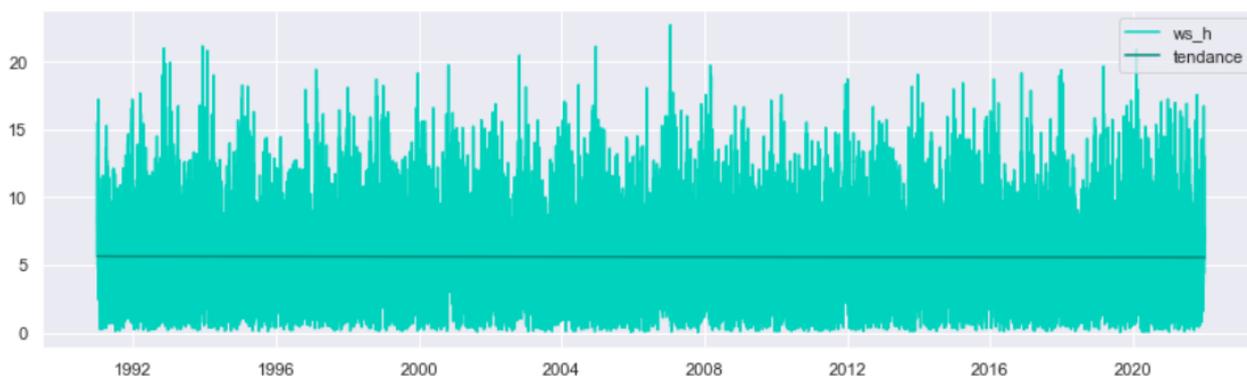


FIGURE 3.20 – Graphique de la tendance obtenue de la série temporelle du parc n°3 (10m) grâce à la fonction *detrend*

Base de données extrapolées à partir de 100 m

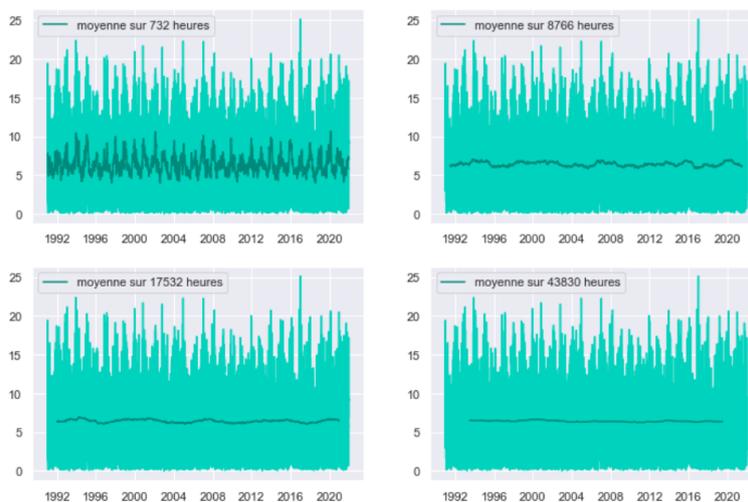


FIGURE 3.21 – Graphiques des tendances obtenues en lissant la série temporelle du parc n°3 (100m) à l'aide de moyennes mobiles sur différentes fenêtres glissantes

Pour la série temporelle des vitesses de vent extrapolées à partir de 100m, la moyenne est fixée à 6,42 m/s (Tableau 3.7). En prenant la fenêtre de 732 heures, les moyennes mobiles varient à plus ou moins 3 m/s autour de 6,42 m/s. Tandis que les autres fenêtres glissantes illustrent des tendances bien plus linéaires autour de cette moyenne.

La fonction *detrend* indique une tendance globale légèrement à la baisse en passant de 6,49 m/s (entre janvier 1991 et novembre 1992) à 6,35 m/s (entre juin et décembre 2021).

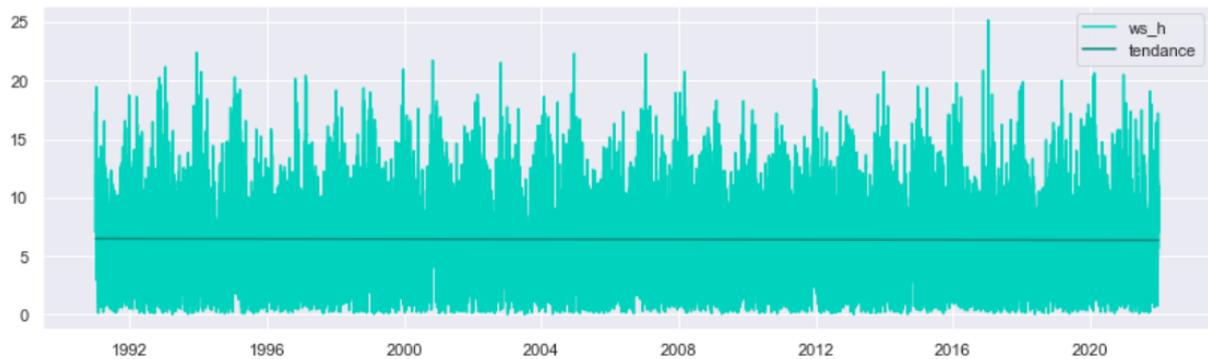


FIGURE 3.22 – Graphique de la tendance obtenue de la série temporelle du parc n°3 (100m) grâce à la fonction *detrend*

Certaines tendances (si elles existent) s'appliquent à des parties ou à des sous-séquences d'une série chronologique. C'est pourquoi, nous allons ensuite nous préoccuper des niveaux mensuel et annuel.

ii. Séries temporelles des moyennes annuelles

En deuxième temps, nous transformons chaque série temporelle de vitesses de vent à la maille horaire en une série temporelle à la maille annuelle¹.

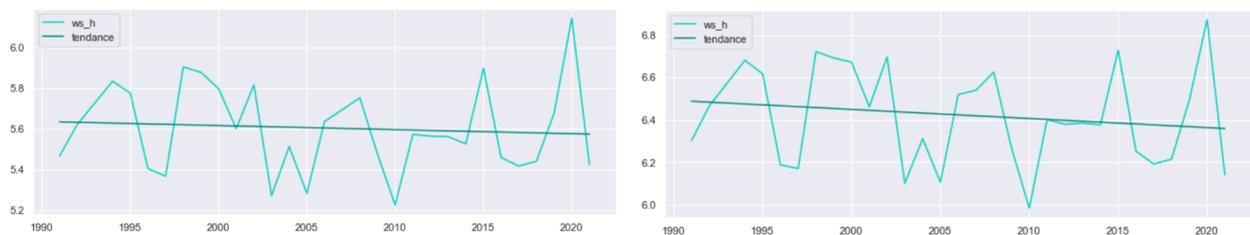


FIGURE 3.23 – Graphiques de la tendance des moyennes horaires par an (extrapolées à partir de 10m à gauche et de 100m à droite) du parc n°3 grâce à la fonction *detrend*

On observe une légère tendance à la baisse pour les deux séries temporelles du parc n°3. Visuellement, nous voyons bien que les moyennes des vitesses de vent calculées chaque année ne suivent pas une tendance linéaire. Elles connaissent régulièrement des périodes irrégulières de hausses et de baisses de 1991 à 2021. Pour les vitesses de vent extrapolées à partir de 10 m, elles varient autour de 5,63 m/s entre 1991 et 1995, et autour de 5,58 m/s entre 2016 et 2021. Quant aux vitesses extrapolées à partir de 100 m, elles oscillent autour de 6,49 m/s entre 1991 et 1993, et autour de 6,36 m/s entre 2020 et 2021. A titre de remarque, la tendance des moyennes de vitesses de vent extrapolées à partir de 100 m (à droite sur la Figure 3.23) est bien plus pentue et décroissante que celle des vitesses extrapolées à 10 m (à gauche sur la Figure 3.23).

1. On effectue la moyenne des vitesses de vent horaires pour chaque année entre 1991 et 2021. On se retrouve avec une série temporelle avec 31 données historiques.

iii. Séries temporelles des moyennes mensuelles

Finalement, nous transformons chaque série temporelle de vitesses de vent à la maille horaire en une série temporelle à la maille mensuelle¹

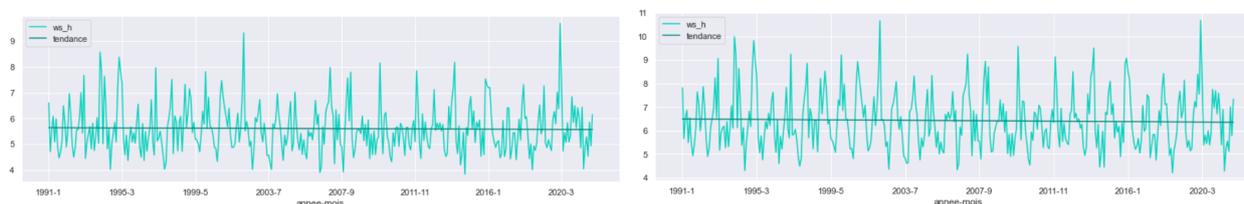


FIGURE 3.24 – Graphiques de la tendance des moyennes horaires par mois (extrapolées à partir de 10m à gauche et de 100m à droite) du parc n°3 grâce à la fonction *detrend*

Les moyennes de vitesses de vent horaires calculées par mois suivent également une tendance à la baisse. La Figure 3.24 montre qu’effectivement, les moyennes mensuelles pour les vitesses de vent extrapolées à 100 m (à droite) sont plus volatiles autour de la tendance que celles extrapolées à 10 m (à gauche).

Les moyennes de vitesses de vent horaires extrapolées à partir de 10 m (respectivement 100 m) calculées chaque mois varient autour de 5,64 m/s entre janvier 1991 et novembre 1993 (6,49 m/s entre janvier 1991 et février 1993) et autour de 5,57 m/s entre novembre 2019 et décembre 2021 (6,36 m/s entre février 2020 et décembre 2021).

On se demande si nous observons également une tendance à la baisse pour les autres parcs éoliens et si la variabilité autour de la tendance est également plus marquée pour les vitesses de vent extrapolées à 100m.

Tendances selon les zones géographiques

N° parc	Tendances des extrapolations à 10 m	Tendances des extrapolations à 100 m
1	De 5,12 à 5,04 m/s	De 5,67 à 5,55 m/s
2	De 6,43 à 6,45 m/s	De 6,84 à 6,75 m/s
3	De 5,64 à 5,57 m/s	De 6,49 à 6,35 m/s
4	De 5,06 à 4,93 m/s	De 5,77 à 5,57 m/s
5	De 5,67 à 5,53 m/s	De 5,92 à 5,72 m/s
6	De 6,03 à 5,8 m/s	De 6,32 à 6,07 m/s
7	De 3,68 à 3,63 m/s	De 4,01 à 4,13 m/s
8	De 4,88 à 5,17 m/s	De 5,24 à 5,38 m/s
9	De 5,96 à 5,86 m/s	De 6,44 à 6,3 m/s
10	De 5,75 à 5,6 m/s	De 6 à 5,79 m/s
11	De 5,96 à 5,89 m/s	De 6,12 à 6,03 m/s
12	De 7,74 à 7,46 m/s	De 7,78 à 7,64 m/s
13	De 4,98 à 4,89 m/s	De 5,78 à 5,62 m/s
14	De 5,25 à 5,26 m/s	De 5,11 à 5,22 m/s
15	De 5,21 à 5,08 m/s	De 5,96 à 5,75 m/s

TABLE 3.12 – Tendances des vitesses de vent extrapolées pour chaque parc

1. On effectue la moyenne des vitesses de vent horaires pour chaque mois entre 1991 et 2021. On se retrouve avec une série temporelle avec 372 données historiques.

Nous remarquons que l'ensemble des parcs éoliens étudiés font face à des vitesses de vent variant autour d'une tendance baissière depuis 1991 jusqu'à 2021. La seule exception est le parc n°8 implanté dans la région Provence. Effectivement, les vitesses de vent augmentent en moyenne de 4,88 m/s en 1991 à 5,17 m/s en 2021 pour les extrapolations à partir des données de 10 m, et elles augmentent de 5,24 m/s en 1991 à 5,38 en 2021 pour les extrapolations à partir des données de 100 m.

Si l'on découpe la France en 4 zones (Figure 3.18), la zone du Nord de la France (parcs n°1,2,3,9) fait face à des vitesses de vent variant en moyenne entre 5 et 6,5 m/s pour les extrapolations à partir de 10 m, et entre 5,5 et 7 m/s pour les extrapolations à partir de 100 m. La tendance des vitesses de vent diminue d'environ 0,1 m/s sur les 31 années d'historique. Le parc n°2 est le parc le plus au nord de cette zone et il se distingue par des vents qui sont en moyenne nettement plus forts.

La zone Nord-Est (parcs n°4,5,10,15) affiche une tendance baissière bien plus marquée pour les vitesses extrapolées à partir des données de 100 m : 0,2 m/s entre 1991 et 2021. Tandis qu'avec les extrapolations à partir de 10 m, la tendance diminue d'environ 0,15 m/s. Le parc n°10 fait face aux vents les plus forts de la zone Nord-Est alors que le parc n°4 est confronté aux vents les plus faibles.

La zone du Sud de la France (parcs n°7,8,14) est composée de la région Provence et de la région Occitanie. Les vents moyens des parcs de la région Occitanie tendent à s'affaiblir au fil des années. Le parc n°7 fait historiquement face à des vents particulièrement faibles (environ 4 m/s). Les vitesses extrapolées de 10 m à la hauteur des moyeux affichent une tendance plus stable et constantes, que celles de 100 m. Tandis que le Sud-Ouest fait face à une tendance baissière, le Sud-Est représenté par le parc n°8 révèle une tendance haussière des vitesses de vent. Cette tendance est davantage marquée par les extrapolations à partir de 10 m avec une hausse de 0,3 m/s au cours des 31 années d'historique.

Dans la zone Ouest (parcs n°6,11,12,13), le parc n°12 se démarque en affichant des vitesses de vents moyennes horaires variant autour de 7,7 m/s en 1991. Les vitesses de vent suivent une tendance baissière bien plus marquée par l'extrapolation à partir de 10 m. La tendance de cette zone Ouest est décroissante entre 0,1 et 0,2 m/s. Le parc n°13, situé plus au centre de la France, fait face à la tendance la plus faible de la zone. Les parcs n°6 et 11 semblent faire face à des vents suivant quasiment la même tendance.

Ainsi pour résumer, sur 15 parcs éoliens *onshore* sélectionnées en France, 14 parcs présentent une tendance baissière des vitesses de vent horaires. Seul le parc n°8 en Provence présente une tendance haussière. Au sein des 4 zones, les vitesses de vent présentent quelques disparités puisqu'elles n'évoluent pas au même niveau moyen, ni à la même allure au fil des 31 années d'historique. Tandis que certaines études de la Partie 3.2.2 n'affichaient pas de conclusions claires concernant certaines zones de la France, notre étude vient confirmer la nette hausse des vitesses de vent dans le Sud-Est et la baisse des vitesses de vent dans le Nord.

La limite des études de série temporelle de donnée météorologique, en particulier l'identification de tendance, est que la météo est difficilement un bon régresseur. Les prédictions se font généralement à court terme. Comme évoqué précédemment, le vent se prédit sur une dizaine de jours. Les tendances identifiées pour chacun des parcs sont données à titre indicatif pour connaître l'orientation générale des séries chronologiques. Les vents futurs sont censés théoriquement reproduire ces tendances. Ainsi, on repose notre prévision du futur sur la dernière tendance modélisée.

3.3 Hypothèses

Avant de poursuivre, il est nécessaire de poser le cadre et les hypothèses de notre étude. Chaque hypothèse sera accompagnée par des justifications.

• Cadre de l'étude

Les parcs français sélectionnés sont composés d'éoliennes *onshore* tripales à axe horizontal. Il s'agit de la forme d'éolienne la plus classique, présentée dans la partie 1.3.3. Chaque type d'éolienne possédant ses propres spécificités, il est préférable de choisir des éoliennes avec la même forme et donc un système de fonctionnement similaire.

On supposera que toutes les éoliennes d'un même parc ont le même modèle de turbine. Effectivement, la base de données de *The Wind Power* indique un seul modèle de turbine et un seul producteur de turbine par parc éolien.

La production d'énergie totale de chaque parc est gérée par un unique producteur d'énergie. Un contrat unique sera proposé à chaque producteur. On supposera que les contrats d'assurance paramétrique sont indépendants et reposent sur la même méthodologie d'évaluation du risque. Poser ce cadre évite la possibilité d'avoir des contrats de groupe si un producteur détient plusieurs turbines dont il gère la production. Les primes pures proposées à un contrat de groupe seraient différentes de celles proposées à un contrat individuel, étant donné que l'assureur doit prendre en compte le risque propre à chaque parc et proposer un tarif de sorte à être capable d'indemniser en cas de non-dépassement de seuil¹ pour tous les parcs couverts.

• Environnement des parcs éoliens

Nous sommes forcés de poser des hypothèses très simplistes de l'impact de l'environnement sur la production d'énergie éolienne. La majorité des parcs sélectionnés sont implantés sur des champs ou cultures avec peu d'obstacles autour des éoliennes. Nous ne disposons pas de bases de données ou d'images satellites sur le positionnement des obstacles (arbres, habitations, rochers...) aux alentours des parcs éoliens. Si l'assureur constate la présence d'obstacles, il doit tenir compte, dans ces estimations de productions, que les obstacles freinent la vitesse de vents arrivant au niveau du moyeu de l'éolienne. C'est pourquoi, on pose une hypothèse forte : il n'y a aucun obstacle important freinant le vent sur les sites éoliens sélectionnés. Cette hypothèse nous permet de faciliter nos calculs d'estimation de la production. De plus lors d'un projet d'implémentation d'un parc éolien, on veille à ne pas avoir d'obstacles pouvant causer des turbulences ou de variations significatives de vitesses de vent, en particulier dans la direction des vents dominants. Cela nous permet d'appliquer les vitesses de vent sans aucun ajustement directement sur la courbe de puissance.

On suppose également qu'il n'y a pas d'effet de sillage derrière les éoliennes étudiées, c'est-à-dire une longue traînée de vent qui est bien plus turbulente et ralentie que le vent devant le rotor. Les éoliennes d'un même parc sont souvent situées les unes derrière les autres. Ainsi, la turbulence engendrée derrière chaque éolienne affecte la production énergétique des éoliennes situées derrière elle. La base de données de *The Wind Power* nous permet d'avoir accès au nombre d'éoliennes composant chaque parc et aux coordonnées géographiques des parcs éoliens. En moyenne, un parc contient 5 éoliennes.

Etant donné qu'il n'y a pas d'effet de sillage, une autre hypothèse forte vient s'ajouter : chaque éolienne d'un même parc fait face à la même vitesse de vent. Le positionnement des éoliennes d'un même parc n'a pas d'incidence sur la production énergétique. Le vent est effectivement supposé constant pour tout un parc (cf. partie 2.1.4). Les éoliennes d'un même parc sont donc soumises aux mêmes expositions d'aléas météorologiques.

1. Rappelons que le seuil présenté sur la Figure 1.4 correspond au seuil assurant le chiffre d'affaires annuel minimal d'un producteur d'énergie. Le non-dépassement du seuil implique l'indemnisation.

• Données de réanalyse

Notre étude s'appuie sur les données ERA5-Land (cf. partie 2.1.3). Cependant, s'appuyer sur des données dites de réanalyse suggère de faire d'autres hypothèses. Dans la partie 2.1.4, il était indiqué qu'on choisissait les parcs éoliens selon leur proximité à une station météorologique. La raison est qu'on a supposé que les mesures de vitesses de vent avaient tendance à être peu variables sur un rayon de 20 km, ce qui nous rassurait dans la fiabilité des mesures ERA5-Land extraites.

On suppose également que le jeu de données ERA5-Land prend parfaitement compte du relief du paysage et de l'altitude des parcs éoliens étudiés. Effectivement, nous ne disposons pas d'assez d'indications sur les sites éoliens pour pouvoir représenter fidèlement la topographie des terrains. On ne souhaite pas effectuer des ajustements supplémentaires, surtout si le modèle tente déjà de les prendre en compte lorsqu'il effectue de la réanalyse des mesures des stations météorologiques sur un site donné.

Les données de Copernicus permettent toutefois d'estimer les altitudes des parcs en mètres, résumées dans le Tableau 2.5. Pour être qualifié de montagne, le lieu doit atteindre entre 600 m et 800 m d'altitude moyenne. L'hypothèse que les parcs éoliens ne sont pas situés trop en hauteur par rapport aux stations météorologiques est validée. Les parcs sont généralement implantés sur des terrains plats.

De plus, ERA5-Land permet de ne pas avoir de problème de données manquantes dues aux possibles pannes de capteurs de vitesse.

• Extrapolation des données

L'étude est basée sur les données ERA5-Land extrapolées à la hauteur du moyeu. Par conséquent, l'étude repose sur la formule d'extrapolation (équation 3.2).

Il est évident que les vents à la surface ont des propriétés complètement différentes de celles des vents en altitude. On supposera que la formule d'extrapolation permet de bien transformer les vents de surface en altitude. La seule contrainte est de bien choisir le coefficient de rugosité α .

• Direction des vents

La forme d'éolienne privilégiée dans ce mémoire étant l'éolienne tripale à axe horizontal, on peut faire l'hypothèse que chaque éolienne est équipée d'un dispositif d'orientation des vents. Grâce à une girouette qui détecte la variation de direction des vents, la nacelle est censée tourner de telle sorte que le rotor soit toujours situé perpendiculairement à la direction du vent. On suppose qu'il n'y aucune défaillance dans le système d'orientation de l'éolienne.

Notre contrat paramétrique écarte les conséquences de défaillance de fonctionnement de l'éolienne. La maintenance est prise en charge par une autre assurance. Pour mesurer avec exactitude la production théorique d'une éolienne, il faudrait prendre en considération le temps d'adaptation du système d'orientation des vents. Dans le cadre de ce mémoire, on suppose que les éoliennes s'adaptent de façon instantanée à la direction optimale du vent, c'est-à-dire qu'il n'y aucune erreur d'orientation sur l'espace temporelle étudié. Si le vent tourne, le rotor se positionne automatiquement et façon immédiate pour être de nouveau face au vent.

Rappelons qu'une direction de vent est privilégiée au moment de l'étude du projet d'implémentation d'une éolienne. La rose des vents a été réalisée préalablement à l'installation d'une éolienne à partir des observations météorologiques faites dans un site donné. Il s'agit d'un compas divisé en plusieurs secteurs.

Le standard de l'Atlas Eolien Européen est une rose des vents composée de 12 secteurs de 30 degrés chacun. Le rayon d'un secteur illustre la fréquence relative de chaque direction du vent. Les sections colorées sont les plus intéressantes à regarder pour trouver un site propice pour implémenter une éolienne, puisqu'elles indiquent la contribution totale de la moyenne du cube de la vitesse.

Cette distribution relative des directions du vent permet de placer une éolienne de sorte que le rotor soit déjà orienté perpendiculairement à l'axe des vents dominants et que le rôle du système d'orientation soit simplement d'ajuster le positionnement du rotor dès lors que le vent dévie de sa trajectoire habituelle.

• Macro-météorologie

En pratique, les vitesses de vent moyennes permettent de déterminer la puissance théorique d'une éolienne. Toutefois si l'on s'intéresse à déterminer l'énergie du vent, la vitesse moyenne des vents sur la période étudiée n'est pas suffisante. Il faut effectivement tenir compte de sa variance et de son évolution passée sur un site donné [14].

Les vitesses de vent moyenne ERA5-Land (ou les projections climatiques **CORDEX**) ont été obtenues à la maille horaire. Ces données relèvent de la macro-météorologie, étant donné qu'on écarte les données de rafales de vent qui correspondent à une maille bien plus fine que la maille horaire. Météo-France fournit la définition suivante : une rafale est, en un site donné, un renforcement brutal et passager du vent, qui se traduit par une hausse brève et soudaine de la vitesse instantanée du vent en comparaison de la valeur alors acquise par sa vitesse moyenne.

En effet lorsque la vitesse du vent instantané¹ dépasse celle du vent moyen² de plus de 10 nœuds (soit environ 18 km/h), on peut parler de rafale³.

Dans ce mémoire, on exclut donc les variations très courtes de vent et les phénomènes instantanés. Il est plus difficile d'effectuer une modélisation à partir des données de vent sur une maille de l'ordre de quelques minutes, que sur une maille horaire. Au-delà des contraintes de la modélisation du vent, il faut rappeler que la plupart des systèmes de régulation (ou de freinage) des éoliennes ont une inertie supérieure à la durée d'une rafale. De plus, cela relèverait d'un temps de calcul bien plus important si l'assureur venait à étudier les rafales de vent sur un long historique de données.

3.4 Projections climatiques

Les vitesses de vent projetées (**CORDEX-CMIP5**) doivent être soumises à des ajustements afin garantir une certaine cohérence et continuité avec les données de réanalyse ERA5-Land. Effectivement, la prise en considération des projections climatiques permet à l'assureur d'avoir une vision anticipée des vitesses de vent à moyen terme. Mais pour cela, les deux sources de données doivent être sensiblement aux mêmes niveaux.

3.4.1 Cohérence des données avec ERA5-Land

Les projections climatiques ont été extraites de 2018 à 2035 à 10 mètres du sol à la maille 3h. Ces dernières se voient appliquer la même formule d'extrapolation à hauteur des moyeux (formule 3.2) que les données ERA5-Land⁴. Nous allons donc comparer la période commune entre des projections futures et les données de réanalyse ERA5-Land, soit de 2018 à 2021, pour la maille 3h. Nous allons également appuyés nos comparaisons directement sur les "mesures" extrapolées, et non les données brutes extraites du produit *Weather & Climate*.

1. Elle correspond à la vitesse de déplacement du vent à un instant précis permettant d'enregistrer les rafales de vent (Définition de **Météo-Contact**)

2. Le vent moyen est généralement calculé sur une période de 10 minutes. Il s'agit de la moyenne des vitesses instantanées du vent sur un intervalle de temps précis. (Définition de **Météo-Contact**)

3. Source : **Météo France**

4. Nous prenons en référence la base de données ERA5-Land de 10 mètres au-dessus de sol, et des extrapolations à hauteur du moyeu issues de cette base.

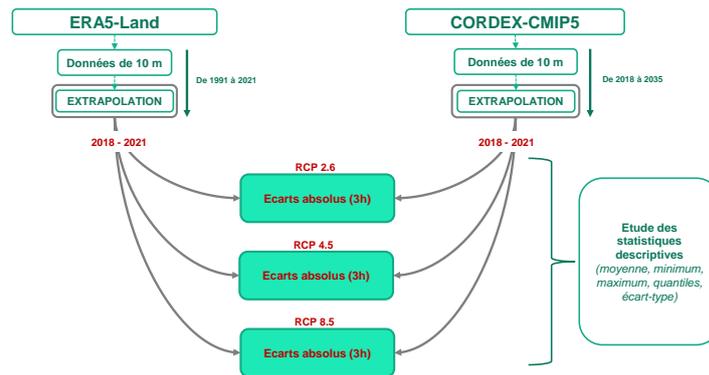


FIGURE 3.25 – Comparaison des écarts absolus entre les données (ERA5-Land, CORDEX-CMIP5)

Sur les 4 années communes (2018, 2019, 2020, 2021)

Pour les 4 années en commun, la moyenne des écarts en valeur absolue entre les données de réanalyse ERA5-Land et les données issues des différents scénarios du GIEC (RCP) est de l'ordre de 3 m/s toutes les 3 heures.

Pour les écarts avec les vitesses de vent du **scénario RCP 2.6**, la moyenne des écarts absolus toutes les 3h pour les 15 parcs est de 3,86 m/s. En effet, le parc n°13 présente des écarts moyens de 2,69 m/s, tandis que le parc n°6 présente des écarts moyens de 7,35 m/s. Les écarts des vitesses de vent des 2 sources de données sont amenés à varier entre plus ou moins 3,11 m/s autour de la moyenne. Quant au **scénario RCP 4.5**, la moyenne des écarts absolus est de 3,83 m/s avec une variabilité moyenne de 3,1 m/s. Le **scénario RCP 8.5** présente quasiment les mêmes statistiques, avec toutefois une moyenne des écarts absolus légèrement plus basse : 3,79 m/s variant à plus ou moins 3,07 m/s.

Le Tableau 3.13 qui figure ci-dessous résume les statistiques descriptives observées pour les écarts de vitesses de vent de chaque scénario RCP au niveau du parc n°3.

Indicateurs statistiques	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 8.5
Moyenne	3,26	3,35	3,30
Ecart-type	2,65	2,67	2,64
Minimum	0,00	0,00	0,00
Q_25%	1,20	1,27	1,26
Q_50%	2,63	2,69	2,65
Q_75%	4,65	4,83	4,70
Maximum	17,13	18,15	17,93

TABLE 3.13 – Statistiques descriptives des écarts entre les données ERA5-Land et les différentes projections climatiques issues des scénarios RCP

Sur les 31 années d'historique, les écarts absolus sur 3 heures sont entre 3,26 m/s (RCP 2.6) et 3,35 m/s (RCP 4.5).

Globalement, ce sont les scénarios extrêmes, c'est-à-dire le scénario le plus optimiste (RCP 2.6) et le scénario le plus pessimiste (RCP 8.5) qui présentent les plus petits écarts entre les 2 sources de données. Il est plus rare d'observer des écarts allant au-delà de 5 m/s. De 1991 à 2021, les écarts peuvent cependant aller jusqu'à 18,15 m/s pour le scénario intermédiaire (RCP 4.5).

Chaque année de 2018 à 2020

Année	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 8.5
2018	De 2,55 à 7,49	De 2,59 à 7,1	De 2,48 à 6,99
2019	De 2,74 à 7,47	De 2,82 à 7,19	De 2,82 à 7
2020	De 2,84 à 7,01	De 2,8 à 7,15	De 2,9 à 6,67
2021	De 2,63 à 7,45	De 2,58 à 7,44	De 2,6 0 7,19

(a) Intervalles des **moyennes** des écarts absolus des 15 parcs

Année	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 8.5
2018	De 2,18 à 5,85	De 2,17 à 5,63	De 2,16 à 5,39
2019	De 2,21 à 5,82	De 2,29 à 5,98	De 2,32 à 5,59
2020	De 2,29 à 5,75	De 2,25 à 5,76	De 2,3 à 5,44
2021	De 2,14 à 5,94	De 2,07 à 5,77	De 2,1 à 5,86

(b) Intervalles des **écarts-types** des écarts absolus des 15 parcs

TABLE 3.14 – Moyennes et Ecart-types des écarts absolus entre ERA5-Land et CORDEX-CMIP5 chaque année de 2018 à 2021

Si l'on s'intéresse aux écarts sur chaque année séparément, on observe des écarts moyens de 3,8 m/s toutes les 3 heures pour tous les scénarios RCP, avec une variabilité de 3,1 m/s. Les 4 années d'observations présentent quasiment les mêmes caractéristiques : les statistiques globales sur toute la période de 2018 à 2021 reflètent les statistiques spécifiques de chaque année.

Si l'on résume, les écarts entre les 2 sources de données sont généralement entre 2 et 4 m/s. Soulignons que les données ERA5-Land sont majoritairement plus élevées que celles issues de CORDEX-CMIP5.

Il est évident que nous ne pouvons pas utiliser les données de vitesses de vent projetées comme telles sans les retraiter. Avant d'effectuer les ajustements nécessaires pour se rapprocher des données de réanalyse d'ERA5-Land, nous allons étudier la tendance autour de laquelle les vitesses projetées oscillent pour chaque scénario du GIEC. Il faudra également bien ajuster les données selon la maille temporelle.

3.4.2 Ajustements réalisés

Dans cette étude, il y a une double incertitude : la formule d'extrapolation à hauteur du moyeu et la mise à jour des projections climatiques. Pour la seconde incertitude, nous pouvons tenter de faire converger les projections de vitesses de vent vers les dernières mesures d'ERA5-Land qui sont censées refléter la réalité des vitesses de vent de 2018 à 2021.

Le schéma 3.26 ci-dessous résume les ajustements réalisés pour les projections climatiques (CORDEX-CMIP5)¹ par rapport aux données ERA5-Land. Après avoir étudié les différences entre les données de réanalyse extrapolées à hauteur des moyeux et les projections climatiques², il est indispensable de relever les vents futurs de 2022 à 2035 au niveau de ceux constatés sur la période de 2018 à 2021.

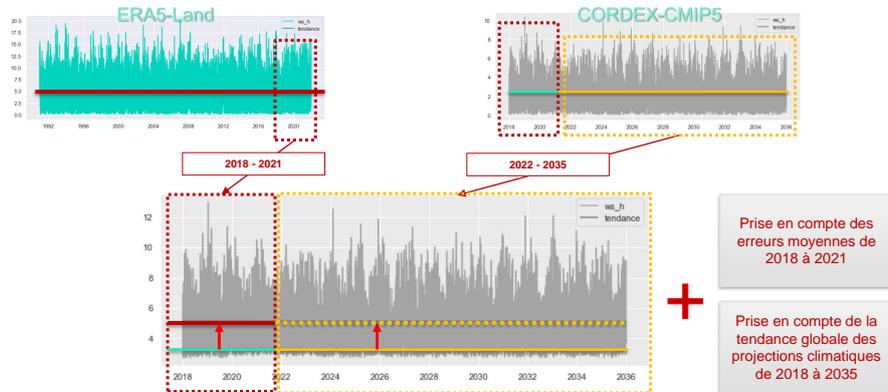


FIGURE 3.26 – Méthodologie globale d'ajustements des données de projections climatiques par rapport aux données ERA5-Land

Le schéma 3.26 peut être divisé en plusieurs étapes. La première étape consiste à déterminer les tendances³ respectives autour desquelles les données ERA5-Land et les projections oscillent.

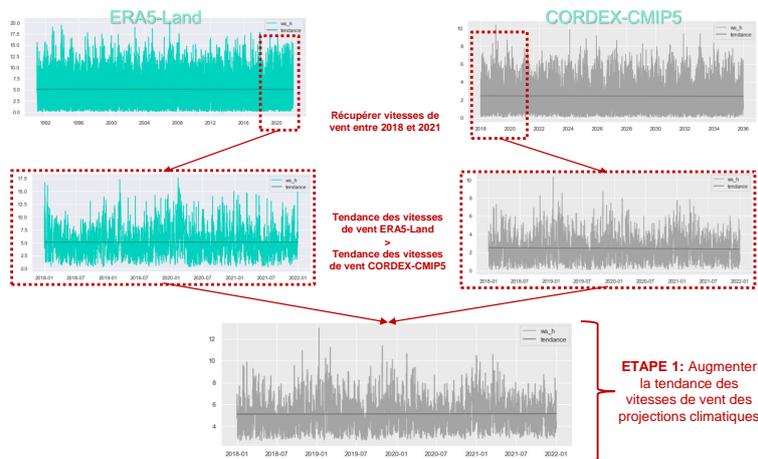


FIGURE 3.27 – Première étape d'ajustements des données de projections climatiques par rapport aux données ERA5-Land

Sur l'ensemble des 15 parcs éoliens sélectionnés, les données de réanalyse présentent une moyenne de vitesses de vent bien supérieure à celle des projections climatiques. C'est pourquoi, les vitesses de vent des différents scénarios du GIEC ont été augmentées de l'écart des tendances des vitesses de vent provenant des deux sources de données.

1. Lorsque nous parlons de "projections climatiques", il s'agit des vitesses de vent futures qui suivent un des 3 scénarios RCP du GIEC.

2. Les projections climatiques de 10 m ont également reçu la même méthode d'extrapolation à hauteur des moyeux des éoliennes étudiées (soit la formule d'extrapolation 3.2 avec les coefficients de rugosité choisis dans le Tableau 3.5).

3. Les tendances sont obtenues grâce à la fonction *detrend* qui enlève la tendance linéaire d'une série temporelle.

$$ws_{h_bis} = ws_h + (tend_{era5} - tend_{rcp}) \quad (3.8)$$

où ws_{h_bis} est la vitesse de vent horaire (CORDEX-CMIP5) ajustée, ws_h est la vitesse de vent issue d'un scénario RCP du GIEC (CORDEX-CMIP5), $tend_{era5}$ est la tendance des vitesses de vent ERA5-Land de 2018 à 2021 et $tend_{rcp}$ est la tendance des vitesses de vent projetées (CORDEX-CMIP5) de 2018 à 2021. Ainsi, les vitesses de vent issues du modèle CORDEX-CMIP5 seront ajustées de telle sorte à ce qu'elles oscillent autour de la tendance des vitesses de vent ERA5-Land.

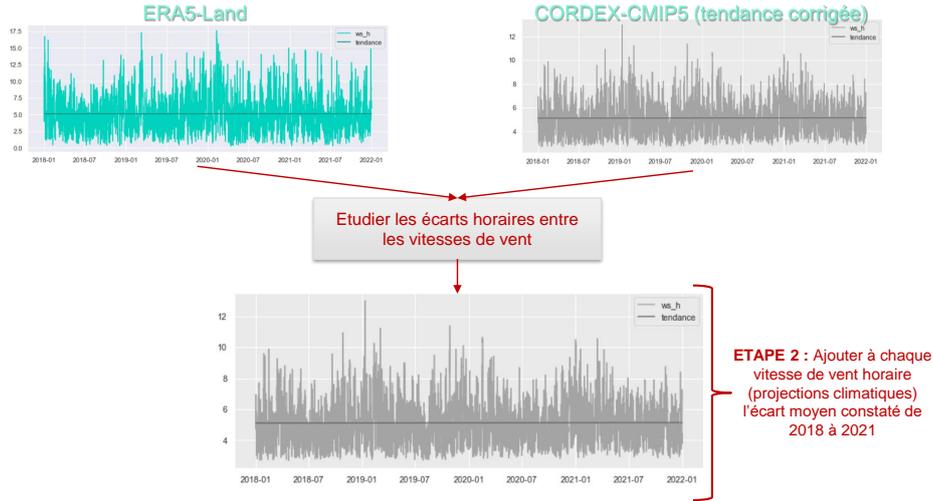


FIGURE 3.28 – Deuxième étape d'ajustements des données de projections climatiques par rapport aux données ERA5-Land

Le schéma 3.28 résume la deuxième étape qui consiste à déterminer l'écart moyen entre les données de réanalyse (ERA5-Land) et les vitesses de vent projetées dont la tendance a été ajustée sur la période de 2018 à 2021. On doit prendre en compte cet écart moyen afin de faire converger les vitesses de vent projetées vers les vitesses de vent ERA5-Land sur lesquelles le produit d'assurance paramétrique repose.

$$ws_{h_ter} = ws_{h_bis} + \text{ecart}_{moy} \quad (3.9)$$

où ws_{h_ter} est la vitesse de vent horaire (CORDEX-CMIP5) ajustée en fonction de la tendance des données ERA5-Land et en fonction de l'écart moyen entre les deux sources de données sur les 4 années communes d'observations.

La troisième étape (illustrée par le schéma 3.29) se résume à déterminer la tendance globale autour de laquelle les vitesses de vent projetées oscillent de 2018 à 2035, puis à se focaliser uniquement sur les projections de 2022 à 2035. L'enjeu est de connaître l'allure de la tendance. Nous avons donc calculé l'écart séparant la tendance identifiée au début de l'année 2022 et les tendances observées tout au long de la période étudiée.

$$diff_{tend} = tend_{2022} - tend_{cordex} \quad (3.10)$$

où $diff_{tend}$ est l'écart des tendances entre le début de la période et la suite de la période, $tend_{2022}$ est la tendance identifiée au début de la période (2022) et $tend_{cordex}$ est une tendance différente de celle du début de la période qui sera identifiée dans la suite de la période¹.

1. Par exemple au 1er janvier 2022 à minuit, la tendance identifiée pour le parc n°3 (scénario RCP 2.6) pour les vitesses de vent extrapolées depuis des mesures de 10 mètres est de 2,95 m/s. Le 31 décembre 2035 à 23h, la tendance est désormais de 2,90 m/s. La valeur de $diff_{tend}$ au 31 décembre 2035 à 23h est alors de 0,05 m/s/.

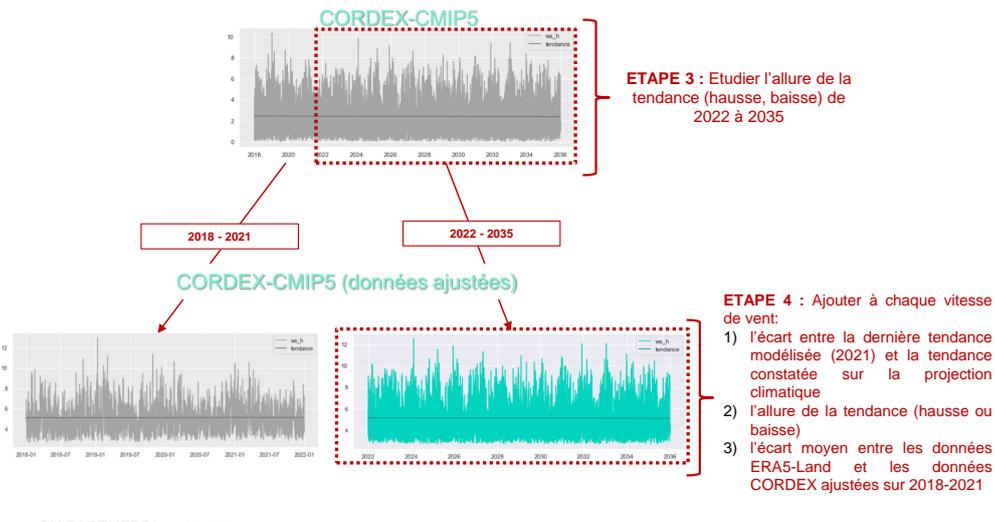


FIGURE 3.29 – Troisième et quatrième étapes d’ajustements des données de projections climatiques par rapport aux données ERA5-Land

La quatrième et dernière étape enveloppe l’ensemble des résultats trouvés aux étapes précédentes. Effectivement, les vitesses de vent de 2022 à 2035 se verront appliquer à la fois un ajustement afin d’être au niveau de la dernière tendance modélisée pour les données ERA5-Land (fin 2021), un ajustement afin de respecter l’allure de la tendance des données projetées de 2018 à 2035 et un dernier ajustement pour tenir compte des erreurs moyennes entre les données ERA5-Land et les projections climatiques dont la tendance a été corrigée sur la période de 2018 à 2021.

$$ws_{h_bis} = ws_h + (tend_{era5_2021} - tend_{cordex_2022_2035}) - diff_{tend} + ecart_{moy} \quad (3.11)$$

où ws_{h_bis} est la vitesse de vent moyenne horaire (CORDEX-CMIP5) ajustée sur la période postérieure à 2021, ws_h est la vitesse de vent moyenne horaire (CORDEX-CMIP5) non ajustée sur la période postérieure à 2021, $tend_{era5_2021}$ est la dernière tendance observée sur les données ERA5-Land en 2021, $tend_{cordex_2022_2035}$ est la tendance linéaire recalculée sur les données projetées sur 2022-2035¹, $diff_{tend}$ correspond à l’allure de la tendance des projections climatiques et $ecart_{moy}$ est l’écart moyen entre les données ERA5-Land et les projections calculé sur 2018-2021. Cette formule se prête autant aux tendances de vitesses de vent à la hausse qu’à la baisse observées sur les données CORDEX-CMIP5.

Toutes ces étapes ont été appliquées sur l’ensemble des bases de données de vitesses de vent des 15 parcs éoliens projetées selon les 3 scénarios RCP du GIEC, aux différentes mailles temporelles (1h, 3h, 12h, 24h) mais également aux différentes extrapolations (celles issues des données de 10 m et de 100 m)².

Les projections de vitesses de vent au niveau du parc n°3 ont été réhaussées afin d’assurer la continuité des données ERA5-Land extraites jusqu’au 31 décembre 2021 (Tableau 3.16). Si nous prenons l’exemple de la série temporelle des vitesses de vent horaires suivant le scénario le plus optimiste (RCP 2.6) au niveau du parc n°3, le tableau ci-dessous résume les 4 étapes du processus d’ajustement de la tendance par rapport aux données ERA5-Land extrapolées depuis 10 m.

1. Par opposition à $tend_{cordex}$, cette tendance ne prend pas en compte la tendance globale de 2018 à 2035 des vitesses de vent projetées selon un scénario du GIEC.

2. Pour résumer, les ajustements ont été appliqués à 360 séries temporelles ($15 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 3 = 360$).

Etape	Description
1	Identification de la tendance des données ERA5-Land (2018 - 2022) : de 5,65 à 5,69 m/s Identification de la tendance des projections (2018 - 2022) : de 2,97 à 2,91 m/s
2	Ecart moyen entre les données ERA5-Land et les projections climatiques : - 0,00026 m/s
3	Identification de la tendance des projections (2018 - 2035) : de 2,96 à 2,89 m/s Isoler la tendance globale des projections à la période 2022-2035 : de 2,95 à 2,89 m/s
4	Vitesses de vent ajustées au niveau de la tendance de 5,69 m/s Tendance décroissante jusqu'à 5,64 m/s en 2035 Ajout de l'écart moyen des vitesses de vent horaires : - 0,00026 m/s

TABLE 3.15 – Suivi des étapes d'ajustement des vitesses de vent projetées selon le scénario RCP 2.6 par rapport aux données ERA5-Land extrapolées depuis 10 mètres

La première étape montre que le scénario RCP 2.6 prévoit une tendance baissière des vitesses de vent au niveau du parc n°3 alors que les données de réanalyse (ERA5-Land) suivent une moyenne de vitesse de vent à tendance croissante au cours de la période de 2018 à 2022. Ainsi, les vitesses de vent issues du scénario RCP 2.6 doivent s'ajuster de sorte à avoir des vitesses suivant la même tendance que celles d'ERA5-Land. Une fois que les vitesses de vent projetées sont ajustées, la deuxième étape permet de calculer la moyenne de tous les écarts de vitesses de vent horaires entre les deux sources de données. L'écart moyen est minime. Ainsi, les vitesses de vent conservent leur tendance variant de 5,65 à 5,69 m/s sur la période de 2018 à 2022.

La troisième étape se concentre désormais sur l'ensemble des vitesses de vent couvrant la période allant de 2018 à 2035. Une fois la tendance globale déterminée, nous pouvons isoler la période postérieure à l'année 2021. Si l'on peut ajuster les projections CORDEX de 2018 à 2021, il n'est en revanche pas possible d'effectuer un tel ajustement pour la période future puisqu'on ne dispose pas des données de réanalyse ERA5-Land après le 31 décembre 2021. Nous nous appuyons sur la dernière tendance d'ERA5-land soit 5,69 m/s et sur le rythme de décroissance des vitesses de vent du scénario RCP 2.6 au fil des années.

La quatrième étape permet de partir des données de vent variant autour de 5,69 m/s en 2022 et de suivre la décroissance graduelle observée sur les projections climatiques non ajustées de 2022 à 2035. Ayant précédemment ajusté les données sur la période de 2018 à 2021, on a résumé l'erreur moyenne des projections climatiques ajustées à un nombre décimal : - 0,00026 m/s. Ce nombre joue un rôle négligeable dans cet ajustement, mais il peut se révéler plus important pour d'autres séries temporelles (autre parc, autre scénario, autre granularité de données).

L'ajustement des projections climatiques au niveau du parc n°3 a été de l'ordre de 2 à 3 m/s. Si l'on compare les ajustements réalisés sur les 8 séries temporelles du parc n°3 selon les différentes trajectoires de scénario climatique (Tableau 3.16), nous observons des écarts de tendances dérisoires entre les différentes mailles temporelles. Toutefois, les ajustements réalisés à partir des extrapolations ERA5-Land de 10 mètres présentent des tendances plus élevées d'environ 0,70 m/s que celles issues des extrapolations ERA5-Land de 100 mètres. Alors que les scénarios RCP 2.6 et 8.5 suivent une tendance de vitesses de vent à la baisse, le scénario RCP 4.5 suit une tendance à la hausse qui est davantage marquée pour la maille journalière.

1. Les colonnes "Tendance_avant", "Tendance_10" et "Tendance_100" correspondent respectivement à la tendance des vitesses de vent entre 2022 et 2035 avant les ajustements réalisés, à la tendance après ajustement à partir des données ERA5-Land extrapolées depuis des données de 10 m et à la tendance après ajustement à partir des données ERA5-Land extrapolées depuis des données de 100 m.

Maille	RCP	Tendance_ avant	Tendance_ 10	Tendance_ 100
1h	2.6	De 2,95 à 2,89 m/s	De 5,69 à 5,64 m/s	De 6,41 à 6,36 m/s
1h	4.5	De 2,91 à 2,94 m/s	De 5,69 à 5,72 m/s	De 6,41 à 6,44 m/s
1h	8.5	De 2,96 à 2,81 m/s	De 5,69 à 5,55 m/s	De 6,41 à 6,27 m/s
3h	2.6	De 2,95 à 2,89 m/s	De 5,69 à 5,64 m/s	De 6,41 à 6,36 m/s
3h	4.5	De 2,91 à 2,94 m/s	De 5,69 à 5,72 m/s	De 6,41 à 6,44 m/s
3h	8.5	De 2,96 à 2,81 m/s	De 5,69 à 5,54 m/s	De 6,41 à 6,26 m/s
12h	2.6	De 3,86 à 3,76 m/s	De 5,69 à 5,59 m/s	De 6,4 à 6,3 m/s
12h	4.5	De 2,91 à 2,94 m/s	De 5,69 à 5,72 m/s	De 6,41 à 6,43 m/s
12h	8.5	De 2,96 à 2,81 m/s	De 5,69 à 5,54 m/s	De 6,4 à 6,25 m/s
24h	2.6	De 2,95 à 2,9 m/s	De 5,68 à 5,62 m/s	De 6,4 à 6,34 m/s
24h	4.5	De 3,8 à 3,79 m/s	De 5,68 à 5,66 m/s	De 6,4 à 6,38 m/s
24h	8.5	De 3,83 à 3,76 m/s	De 5,68 à 5,6 m/s	De 6,4 à 6,32 m/s

TABLE 3.16 – Adaptation des tendances des vitesses de vent projetées de 2022 à 2035 du parc n°3 à partir des données extrapolées ERA5-Land ¹

Pour l'ensemble des parcs éoliens, les données à la maille horaire et à la maille 3h présentent des tendances quasi-identiques. Les différences de tendances entre les 4 mailles temporelles demeurent négligeables. Nous avons donc uniquement présenté les ajustements réalisés pour les vitesses de vent répertoriées à la maille horaire (cf. Tableaux A.26 et A.27). Le scénario RCP 2.6 prévoit une tendance décroissante des vitesses de vent sur les 15 parcs étudiés. Tandis que le scénario RCP 4.5 semble suivre une tendance croissante sur la majorité des parcs situés dans les régions Nord, Nord-Ouest et Sud, et une tendance décroissante pour la région Ouest (cf. Figure 3.18). *A contrario*, le scénario RCP 8.5 est marqué par une tendance à la hausse principalement sur les zones Ouest et Sud-Ouest.

Nous savons que chaque étape jusqu'à la détermination de la production d'une éolienne et la détermination d'un tarif d'assurance peut induire des erreurs. L'étape d'ajustement des projections climatiques est cruciale pour prévenir de la survenance de manque et d'excès de vent pour les futures années à assurer.

L'analyse des vitesses de vent identifiables au niveau des parcs éoliens sélectionnés était une étape primordiale, avant de développer sur la production énergétique éolienne. Nous verrons dans le chapitre suivant, les calculs permettant de passer d'une certaine vitesse de vent moyenne horaire à une puissance théorique horaire.

Chapitre 4

Etude de la production énergétique

La forte fluctuation de la force des vents sur un an entraîne une forte variabilité de la production interannuelle et des pertes financières non négligeables par rapport aux rendements attendus. Par conséquent, après avoir étudié les vitesses de vents dans le chapitre précédent, il est indispensable de déduire les productions énergétiques théoriques associées et d'anticiper les productions futures.

4.1 Théorie sur la production énergétique éolienne

Les éoliennes sont des installations qui récupèrent une proportion de l'énergie cinétique du vent pour la transformer dans un premier temps en énergie mécanique. Les facteurs qui déterminent le rapport entre l'énergie cinétique du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor sont :

- la densité de l'air,
- la surface balayée par le rotor,
- la vitesse instantanée du vent.

Nous allons détailler les différents concepts de la production énergétique des éoliennes terrestres.

4.1.1 Energie cinétique du vent

Par définition, l'énergie cinétique contenue dans un objet en déplacement est proportionnelle à sa masse volumique (ou son poids). Plus l'air sera dense (ou plus la masse volumique de l'air sera importante), plus l'énergie récupérable par une éolienne sera importante. On s'appuie généralement sur une masse du volume de l'air de 1,225 kg par mètre cube lorsque qu'on se situe à des altitudes où la pression atmosphérique est de 1,0132 bar et où la température est d'environ 15°C. Elle vaut environ 1,2 kg.m³ lorsque la température est de 20°C. Cette masse diminue lorsque le niveau d'altitude augmente et lorsque la température augmente.

Dans la partie 2.2.1, une définition du vent avait été explicitée. Comme il s'agit d'un corps en mouvement, on peut attribuer au vent une énergie cinétique exprimée en joules :

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (4.1)$$

où m est la masse du volume d'air (en kg) et v est la vitesse instantanée du vent (en m/s).

La masse de l'air notée m et exprimée en kg correspond à l'équation suivante :

$$m = \rho \cdot V \quad (4.2)$$

où ρ est la masse volumique (en kg/m^3) et V est le volume d'air occupé (en m^3). Le paramètre V dépend de la surface S balayée par le rotor et donc du rayon du rotor noté $\pi \cdot R^2$.

L'éolienne tire son énergie de l'énergie cinétique du vent. Cependant, elle ne peut pas récupérer la totalité de l'énergie cinétique du vent au niveau de son moyeu.

4.1.2 Puissance théoriquement récupérable

En rassemblant les formules précédentes, la puissance théoriquement récupérable par une éolienne satisfait l'équation ci-dessous :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot vS \cdot v^2 \quad (4.3)$$

où vS correspond au débit volumique d'air (m^3/s) soit au produit de v (vitesse de l'air traversant le dispositif en m/s) et de S (surface du dispositif de récupération de l'énergie cinétique en m^2). Il s'agit du volume d'air ou la quantité d'air traversant la surface S (le rotor) en l'espace d'une seconde.

P est exprimé en Watt. Le produit $\rho \cdot v \cdot S$ est le débit massique du volume d'air traversant la surface S de l'éolienne en 1 seconde (kg/s).

En reliant la formule d'énergie cinétique du vent (en Joules) et celle du débit d'air passant dans l'éolienne (en kg/s), on obtient la formule de puissance théorique instantanée du vent simplifiée :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (4.4)$$

où P est la puissance du vent contenue dans S (en Watt), ρ est la masse volumique de l'air (kg/m^3), S est la surface du dispositif de récupération (en m^2), v est la vitesse de l'air traversant le dispositif (en m/s). ρ peut être explicitée par la formule suivante : $\rho = a \cdot \rho_0$ où ρ_0 est la masse volumique de l'air auquel on applique un coefficient noté a .

Le paramètre v peut être également explicitée par le produit entre le coefficient a et V_f qui est la vitesse du fluide au niveau de la turbine (en m/s). Cette formule généralise le principe que la puissance disponible du vent à un instant donné dépend du cube de la vitesse du vent. Le potentiel d'énergie dépend essentiellement de la valeur du paramètre v .

Rappelons toutefois que pour déterminer l'énergie du vent, il faut "connaître l'évolution de la vitesse du vent durant toute la période étudiée" [14] (les différents paramètres v_i sur la période), ce qui nous permet de déduire la puissance théorique instantanée du vent (4.4) à chaque intervalle :

$$P_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v_i^3 \quad (4.5)$$

L'énergie du vent se calculera ainsi : $E_v = (P_1 + P_2 + \dots + P_N) \cdot dt$ où dt correspond à l'intervalle entre chaque mesure et N le nombre d'échantillons de mesures.

4.1.3 Limite de Betz

L'allemand Albert Betz a élaboré la formule de la puissance maximale récupérable par une éolienne.

$$P_{max} = \frac{16}{27} \cdot P \quad (4.6)$$

où P correspond à la puissance du vent contenue dans S (en Watt).

En effet, l'éolienne ne peut pas récupérer la totalité de l'énergie cinétique du vent. Avant d'atteindre la surface balayée par le rotor, le vent peut dévier. La vitesse du vent en amont du rotor est toujours supérieure à celle qu'on obtient en aval. On considère que la relation suivante entre la vitesse en aval notée v_{aval} et la vitesse en amont notée v_{amont} : $v_{aval} = \frac{1}{3} \cdot v_{amont}$

Lorsque le vent souffle de gauche (Figure 4.1), la vitesse du vent à l'avant du rotor V_{1vent} (à gauche) est supérieure à celle à l'arrière V_{2vent} (à droite). Comme la masse d'air traversant la surface balayée par le rotor (par seconde) est égale à celle sortant à gauche, la veine d'air s'élargit forcément à l'arrière du rotor. Un tube imaginaire se dessine autour du rotor :

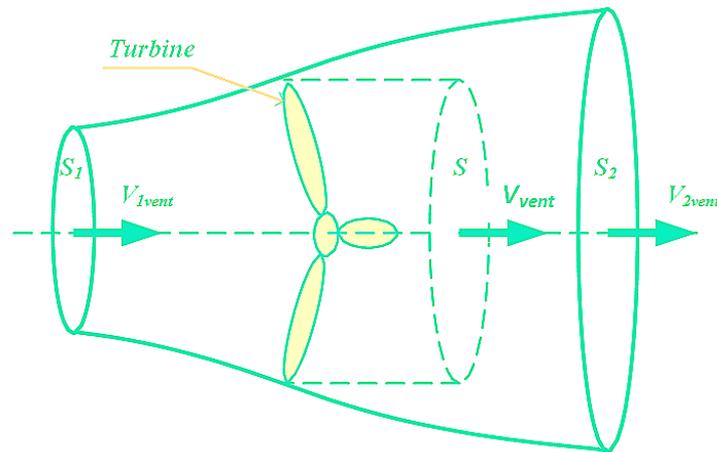


FIGURE 4.1 – Tube de courant autour d'une éolienne [27]

La loi de Betz suppose qu'une éolienne ne pourra jamais convertir plus que 59,3% de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Faisons la remarque que ce chiffre ne prend pas en compte les pertes d'énergie occasionnées lors de la conversion de l'énergie mécanique du vent en énergie électrique.

4.1.4 Puissance mécanique à l'entrée de la génératrice

La puissance de l'éolienne dépend des performances du rotor mais aussi celles du générateur.

Explicitons la formule de la puissance mécanique à l'entrée de la génératrice (en Watt) :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot v^3 \cdot Cp(\lambda, \beta) \quad (4.7)$$

où R est la longueur des pales ou rayon de la turbine (en m), v est la vitesse du vent (en m/s), Cp est le coefficient de performance avec λ une vitesse sans unité et β l'angle de calage des pales (en degrés).

On doit aussi tenir compte des pertes mécaniques provenant de l'étape de conversion d'énergie du rotor vers la génératrice et des pertes électriques du générateur. Le meilleur rendement de l'éolienne est situé entre 60 et 65%. Il semble donc difficile de dépasser 70% de la limite de Betz.

4.1.5 Coefficient de puissance et facteur de charge

► Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance (ou de performance) correspond à l'efficacité de conversion de l'énergie mécanique en électricité. Pour obtenir la courbe du coefficient de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent, on divise les puissances de sortie de la courbe de puissance par la surface S puis on les divise par la puissance du vent pour chaque vitesse de vent.

Le coefficient de puissance est toujours strictement inférieur à la limite de Betz. En général, il est de l'ordre de 35% pour les éoliennes tripales à axe horizontal.

► Facteur de charge

Le facteur de charge est le rapport entre la production annuelle effective et la production théorique maximale d'une éolienne si elle fonctionnait à sa puissance nominale à plein temps pendant une année (365,25 jours). Il s'exprime en pourcentage et représentent les heures de fonctionnement de l'éolienne en un an. En pratique, ce facteur est généralement compris entre 24% (2 100 h/an) et 26% (2 300 h/an) pour les éoliennes terrestres. Les éoliennes sont conçues pour générer autant d'électricité que possible à certaines vitesses de vent.

4.1.6 Courbe de puissance et limites

La courbe de puissance illustre la relation qui existe entre les vitesses de vent à la hauteur du moyeu (cf. norme IEC 61400-12-1) et la puissance que délivre la turbine. Cette courbe nous permet de déduire la production théorique brute d'une éolienne. En abscisse, on retrouve les différentes vitesses de vent possibles et en ordonnée, on a les puissances théoriques de sortie.

La puissance délivrée par l'éolienne pour une vitesse de vent V au niveau du moyeu se calcule avec la formule suivante :

$$P(V) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(V) \cdot V^3 \quad (4.8)$$

où P est la puissance délivrée en Watt, ρ est la densité de l'air en $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$, A est l'aire balayée par le rotor en m^2 et C_p est le facteur de puissance de l'éolienne.

En général, le paramètre ρ est fixé à $1,225 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ (15°C pour la pression au niveau de la mer) par les constructeurs de turbine et le facteur de puissance est majoré par la limite de Betz de $\frac{16}{27}$. Le facteur de puissance correspond à la proportion de l'énergie cinétique du vent qu'une éolienne peut extraire. A titre d'exemple, la Figure 4.2 représente la courbe de puissance du modèle de turbine Nordex N29/250 (29 m de diamètre et 250 kW de puissance nominale) du parc n°1.

La courbe de puissance se décompose en 4 intervalles :

- Lorsque la vitesse de vent est comprise strictement entre 0 m/s et la vitesse de démarrage de l'éolienne (*cut-in*) : la puissance de sortie est nulle. Il s'agit du cas où le vent n'est pas suffisamment élevé pour entraîner la rotation du rotor. Ici, la vitesse de démarrage est fixée à 5 m/s.

- Lorsque la vitesse de vent est comprise entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale : la puissance de sortie augmente jusqu'à atteindre la puissance nominale. Ici, la vitesse nominale est à 15 m/s. Cet intervalle correspond à l'intervalle de fonctionnement de l'éolienne. Le vent est suffisamment fort pour produire de l'énergie et le vent n'a pas atteint un niveau suffisamment haut pour entraîner l'arrêt de l'éolienne.

- Lorsque la vitesse de vent est comprise entre la vitesse nominale et la vitesse de coupure (*cut-out*) : la puissance de sortie est maintenue à peu près au niveau de la puissance nominale. Ici, la vitesse de coupure correspond à la vitesse d'arrêt, soit 25 m/s. L'éolienne tourne encore jusqu'à ce que cette vitesse soit atteinte et le dispositif de freinage entraîne l'arrêt de l'éolienne.

- Lorsque la vitesse de vent est supérieure à la vitesse de coupure : l'éolienne est mise à l'arrêt et la puissance de sortie est nulle.

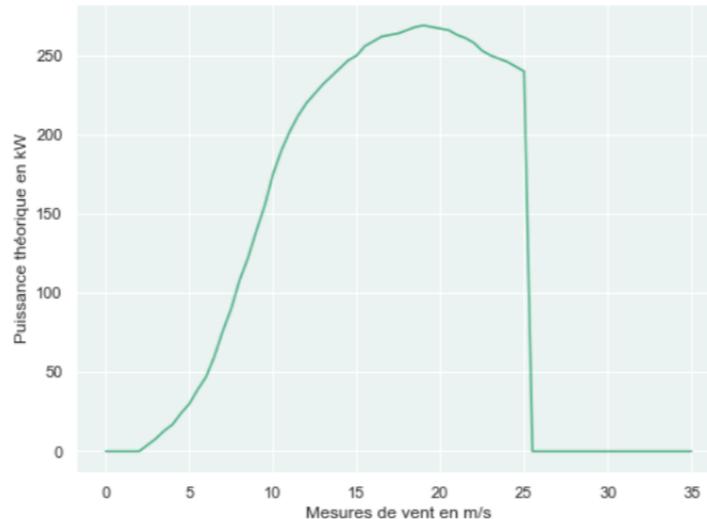


FIGURE 4.2 – Courbe de puissance de N29/250 (parc n°1)

On constate que la courbe de puissance n'est pas linéaire. Pour récupérer la valeur de puissance théorique associée à une vitesse de vent sur la courbe, on a utilisé la fonction *interp1d* du package *interpolate* de *SciPy*. Le principe de cette fonction est de réaliser une interpolation linéaire aux endroits de la courbe pouvant s'apparenter à une droite linéaire. Cette méthode est effectuée sur des courts intervalles de vitesses de vent. En effet pour chaque vitesse de vent sur l'abscisse, on a la puissance théorique "mesurée" mais pour ce qui concerne les vitesses de vent situées entre 2 points de l'abscisse, nous devons déduire la puissance grâce au suivi de la courbe de puissance.

Pourquoi s'appuie-t-on sur la production théorique plutôt que de mesurer la production réelle ? Il existe de nombreux problèmes de mesures de la production réelle d'une éolienne. Effectivement, il peut suffire d'un mauvais calibrage de la puissance réelle, de panne de matériels de mesure ou encore des effets de turbulence pour entraîner des erreurs de mesure.

On peut même supposer que les données de productions réelles peuvent être manipulées par le producteur d'énergie, ce qui est en totale opposition aux principes de l'assurance paramétrique. De plus, les courbes de puissance sont certifiées par un laboratoire indépendant. Les constructeurs de turbine n'ont aucune part à retirer dans le contrat entre le producteur d'énergie et l'assureur. Cela est en totale adéquation avec les principes de fiabilité et d'objectivité des données utilisées en assurance indicielle.

Toutefois, les courbes de puissance sont fabriquées à partir des moyennes de puissance pour toutes les vitesses de vent comprises dans l'intervalle allant de la vitesse de démarrage à la vitesse d'arrêt. Ces moyennes sont réalisées sur des sites qui peuvent présenter des caractéristiques complètement différentes des parcs éoliens étudiés dans ce mémoire. Effectivement, l'éolienne peut se retrouver sur un site avec une pression d'air et une température non standard et dans ce cas, il faudrait corriger la courbe de puissance.

On rappelle que les mesures de puissance sont effectuées sur des sites avec généralement de faibles turbulences. Tracer la courbe de puissance sur un terrain complexe qui fait face à fortes turbulences entraînerait inévitablement des erreurs d'estimation de puissance. Les multiples fluctuations de vitesses de vent rendent impossible la détermination précise du flux d'air passant à travers le rotor de l'éolienne et donc la détermination du potentiel éolien. Une erreur de 3% de la mesure de vitesse de vent entraîne une erreur de près de 9% du contenu énergétique. Notons également que la puissance nominale indiquée sur les modèles de turbine représente en réalité la quantité d'énergie électrique "maximale" qui peut être extraite d'une éolienne sur une période donnée. Elle s'obtient dans des conditions optimales. Une éolienne de puissance nominale de 2000 kW produira en moyenne 2000 kWh sur une durée d'une heure. Les courbes de puissance théoriques peuvent être différentes de celles qu'on pourrait obtenir empiriquement, du fait de la différence des conditions de mesures avec celles du constructeur de la turbine. La marge d'erreur possible est de plus ou moins 10%.

4.2 Hypothèses

Après avoir présenté la formule de puissance théorique et les notions complémentaires, nous posons les hypothèses de détermination de la production théorique d'une éolienne.

• Courbe de puissance

La puissance totale annuelle délivrée par une éolienne correspondra à la somme sur une année des puissances théoriques indiquées sur la courbe de puissance pour chaque vitesse de vent horaire extrapolée au niveau du moyeu.

On pose une hypothèse forte : on ne remet pas en question les courbes de puissance théoriques fournies par la base de données *The Wind Power*. Aucun ajustement des courbes ne sera effectué. Dans la partie 3.3, on avait effectivement fait l'hypothèse qu'aucune éolienne n'était affectée par les effets de sillage. De plus ne connaissant pas les conditions exactes de mesures des puissances effectuées par le constructeur, nous supposons que ces conditions sont similaires à celles qu'on retrouve sur les sites éoliens étudiés. Dans sa thèse, B. JOURDIER décale la courbe de puissance théorique par un facteur de 1,35. Cette transformation linéaire équivaut à une multiplication des vitesses de vent par 1,35 et elle permet aux vitesses observées de dépasser plus souvent la vitesse de démarrage ("*cut-in*"). En effet, elle s'appuie sur les observations des vents de surface. Or, comme on l'a déjà mentionné dans la partie 2.2.1, les vents en altitude sont bien plus forts que les vents de surface. Ainsi, elle souligne qu'*utiliser une courbe de puissance classique pour une [...] altitude [de 10 m] à des productions presque nulles à certaines stations où très peu de vitesses dépassent la vitesse de démarrage.*

La seconde hypothèse est que la puissance théorique est un bon indicateur de la puissance réelle. On entend souvent que les courbes de puissance indiquent des puissances surestimées délivrées par l'éolienne. La réalité est que cette surestimation provient des conditions différentes entre l'environnement du site étudié et celui où le constructeur a évalué les puissances. Ces différences concernent la rugosité du terrain, les obstacles, les effets de sillage... Dans ce mémoire, nous avons dédié une partie au choix du bon coefficient de rugosité compte tenu des données dont nous disposons et nous avons fait de multiples hypothèses sur l'environnement des parcs éoliens. Il n'est donc pas aberrant de déterminer les puissances des éoliennes à partir de la courbe de puissance théorique. Dans la partie 4.1.6, le choix de la puissance théorique était justifié en partie par l'objectivité des valeurs de la courbe de puissance. Effectivement, aucune des parties du contrat d'assurance paramétrique ne peut influencer les valeurs indiquées par la courbe certifiée. Rappelons que la puissance de l'éolienne dépend non seulement de paramètres externes (masse de l'air, vitesse de vent...) mais aussi du modèle de la turbine (diamètre du rotor, hauteur du mât, nombre de pâles...).

Pour ces derniers éléments évoqués, ils sont intégrés dans la courbe de puissance puisque chaque courbe de puissance correspond à un modèle de turbine précis.

• Variations de production

La puissance de l'éolienne est reliée au cube du vent, c'est-à-dire qu'un pourcentage de variation sur le vent moyen correspond entre deux à trois pourcents de variation sur la puissance moyenne. D'après le programme Copernicus, une réduction de 1% de la vitesse équivaut à une baisse de 2,7% de la puissance d'une éolienne. Ainsi sur un an, on suppose qu'a priori la variabilité de production interannuelle est de l'ordre de 25% due à la variabilité du vent. Cette hypothèse sera vérifiée dans la partie suivante 4.3.

4.3 Données de puissance obtenues

4.3.1 Méthodologie

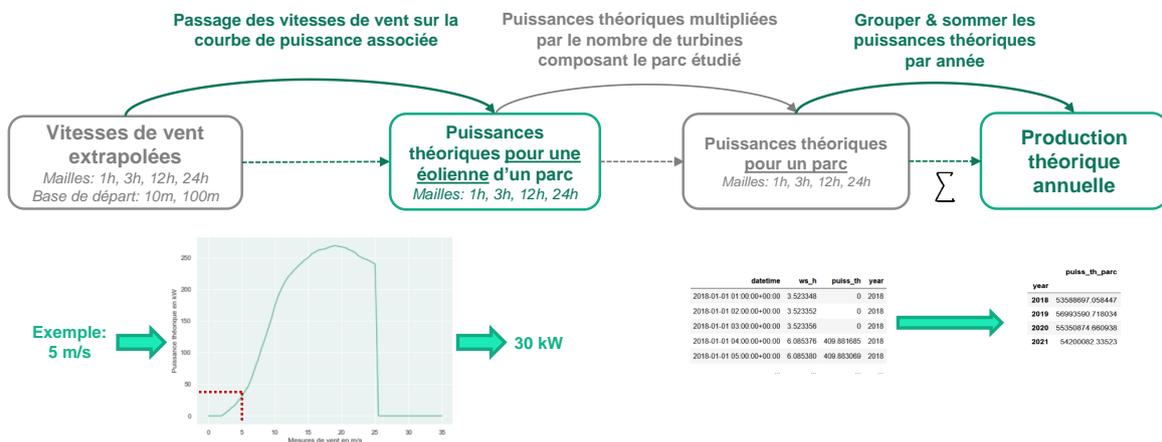
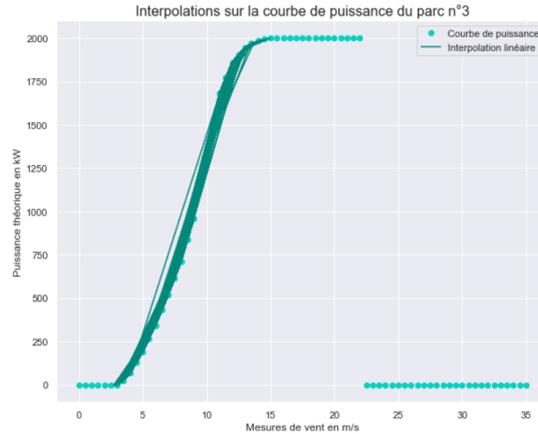


FIGURE 4.3 – Méthodologie du passage des vitesses de vent aux productions énergétiques annuelles

Après avoir décrit les différentes formules sous-jacentes à la production d'énergie des éoliennes et après avoir posé les hypothèses de notre étude, il est indispensable d'expliquer comment nous sommes passés des données de vitesses de vent (ERA5-Land ou projections climatiques) à une production annuelle théorique. Le schéma 4.3 montre que la première étape consiste à associer à chaque vitesse de vent moyenne horaire une puissance théorique obtenue (en kilowatt) via la courbe de puissance du modèle de turbine.

La Figure 4.4 illustre le passage des vitesses de vent sur la courbe de puissance d'une turbine avec la fonction *interp1d* mentionnée précédemment. Les segments verts correspondent aux segments sur lesquels sont réalisées les interpolations linéaires afin de trouver la puissance théorique accordée aux vitesses de vent constatées au niveau des parcs éoliens.

Une fois que nous avons inscrit les puissances théoriques en face des données de vitesses de vent relevées aux différentes mailles temporelles (1h, 3h, 12h, 24h), nous devons vérifier que la fonction *interp1d* a bien associé une puissance théorique nulle aux vitesses de vent inférieures à la vitesse de démarrage et aux vitesses de vent supérieures à la vitesse d'arrêt. De plus, on remarque que les vitesses de vent représentent une moyenne horaire pour chacune des bases de données utilisées en *input* de la fonction *interp1d*. Effectivement, la base de données à la maille 3h répertorie des vitesses de vent moyennes horaires toutes les 3h.

FIGURE 4.4 – Visualisation des interpolations réalisées par la fonction *interp1d*

Nous devons donc multiplier chacune des puissances théoriques par 3 pour obtenir des puissances théoriques totales sur un intervalle de temps de 3 heures. Il en est de même pour les mailles plus agrégées (12h et 24h) où les vitesses de vent seront respectivement multipliées par 12 et 24.

La troisième étape permet de transformer des puissances théoriques aux différentes mailles temporelles obtenues pour une seule éolienne du parc éolien considéré en des puissances théoriques totales pour tout le parc éolien. Il suffit de multiplier les différentes puissances théoriques par le nombre d'éoliennes présentes sur un parc. Afin de protéger les assurés de la variabilité de la production d'énergie interannuelle, il faut transformer ces différentes puissances théoriques recueillies sur une heure, sur 3 heures, sur 12 heures ou encore sur 24 heures en une somme des puissances théoriques par année. L'ensemble de ces sommes correspondra aux productions théoriques annuelles. Pour les données ERA5-Land de 1991 à 2021, nous obtiendrons 31 productions théoriques annuelles. Pour les vitesses de vent projetées de 2022 à 2035, nous obtiendrons 14 productions théoriques annuelles.

4.3.2 Analyse de données

Nous allons nous pencher sur les propriétés statistiques des productions théoriques annuelles (en kWh) obtenues pour les 8 séries temporelles du parc n°3.

Série	1h_10m	3_10m	12_10m	24_10m	1h_100m	3h_100m	12h_100m	24h_100m
Moy	17308578	17220151	16484546	15991472	23487011	23419642	22922626	22471702
Std	1748836	1760024	1811098	1835699	1910539	1922590	1986698	2078181
Min	14161646	14055651	13085869	12559326	19619893	19539351	18933705	18277294
25%	16052697	15947781	15173109	14748032	21913741	21831373	21306100	20893309
50%	17095528	17008150	16270977	15625918	23217696	23178932	22776447	22469315
75%	18326980	18272288	17671499	17447772	24667980	24625619	24207490	24044444
Max	22072999	22014279	21371140	20844413	27715383	27654744	27226579	26973249

TABLE 4.1 – Statistiques descriptives des productions théoriques annuelles du parc n°3

Le Tableau 4.1 permet de résumer les indicateurs statistiques clés. Peu importe que les extrapolations soient réalisées à partir de 10 ou à partir de 100 m, nous remarquons que plus les données sont agrégées, plus la moyenne des 31 productions théoriques annuelles (notée *Moy*) est basse. Pourtant, plus les données sont agrégées, plus les écarts-types (notés *Std*) sont élevés.

Ainsi, l'agrégation des données aurait pour effet de lisser les productions théoriques *extrêmes* et de présenter des variabilités interannuelles plus importantes.

La boîte à moustache révèle la différence de grandeur entre les productions totales annuelles obtenues avec les extrapolations à 10 m et celles à 100 m. Sur la Figure 4.5, nous constatons que les productions obtenues à la maille journalière sont bien plus dispersées autour de la moyenne que les autres mailles temporelles. Les productions calculées à partir des données horaires ou de 3h présentent quasiment les mêmes caractéristiques, que ce soit au niveau de la moyenne ou des quantiles.

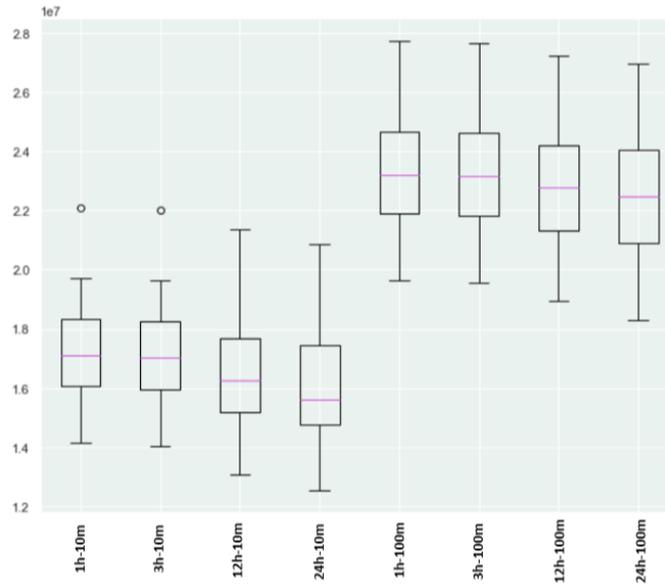


FIGURE 4.5 – Boîtes à moustache sur les productions théoriques annuelles de 1991 à 2021 du parc n°3

En termes de variabilités autour de la moyenne, nous pouvons calculer facilement le coefficient de variation noté CV :

$$CV = \frac{\mu}{\sigma} \cdot 100\% \quad (4.9)$$

où μ est la moyenne et σ est l'écart-type de la série étudiée.

Ce coefficient nous permet de mieux connaître l'étendue relative des productions théoriques annuelles d'un parc. Plus sa valeur est élevée, plus la série temporelle est dispersée autour de la moyenne.

série	1h_10m	3_10m	12_10m	24_10m	1h_100m	3h_100m	12h_100m	24h_100m
CV	10	10	9	9	12	12	12	11

TABLE 4.2 – Coefficients de variation pour les 8 séries temporelles associées au parc n°3

Ainsi, les productions du parc n°3 varient entre 9 et 12% autour de la moyenne. Néanmoins, ce qui nous intéresse réellement est de connaître la variation entre la moyenne de production historique et chacune des productions théoriques annuelles entre 1991 et 2021. Pour cela, nous utilisons la formule du taux d'évolution.

$$\text{Taux d'évolution} = \frac{\text{valeur finale} - \text{valeur initiale}}{\text{valeur initiale}} \cdot 100 \quad (4.10)$$

Ici, nous adaptons la formule pour calculer la variabilité des production théoriques annuelles :

$$\text{Variabilité} = \frac{\text{Production annuelle} - \text{Moyenne historique}}{\text{Production annuelle}} \cdot 100 \quad (4.11)$$

année	1h_10m	3h_10m	12h_10m	24h_10m	1h_100m	3h_100m	12h_100m	24h_100m
1991	-6	-6	-6	-5	-5	-5	-5	-5
1992	2	2	3	2	3	2	3	2
1993	4	4	4	4	4	4	4	4
1994	12	12	13	14	10	10	11	11
1995	6	6	7	8	5	5	6	7
1996	-9	-9	-10	-11	-7	-7	-7	-8
1997	-10	-10	-10	-9	-9	-8	-9	-9
1998	14	14	15	16	10	10	10	11
1999	13	13	15	15	10	10	12	13
2000	9	9	10	10	9	9	9	10
2001	-1	-1	-1	-3	1	0	1	0
2002	10	11	11	12	10	11	10	11
2003	-17	-17	-18	-19	-12	-12	-13	-13
2004	-1	-1	-1	0	-1	-1	-1	0
2005	-14	-14	-16	-16	-10	-11	-12	-13
2006	0	0	-1	-1	3	2	3	3
2007	6	6	8	10	4	5	5	7
2008	5	5	6	6	5	6	6	6
2009	-6	-6	-7	-7	-5	-5	-5	-5
2010	-18	-18	-21	-21	-16	-17	-17	-19
2011	-3	-4	-4	-5	-2	-3	-3	-4
2012	-1	-2	-2	-3	-1	-1	-2	-3
2013	-5	-5	-5	-5	-3	-4	-4	-3
2014	-3	-3	-3	-2	-1	-1	-1	0
2015	11	11	12	11	10	10	11	10
2016	-7	-7	-8	-7	-7	-7	-7	-6
2017	-7	-8	-9	-10	-8	-8	-9	-10
2018	-8	-8	-9	-8	-7	-7	-8	-8
2019	4	4	4	5	3	3	3	3
2020	28	28	30	30	18	18	19	20
2021	-8	-8	-8	-10	-9	-9	-10	-11

TABLE 4.3 – Variabilité des productions théoriques par rapport à la moyenne entre 1991 et 2021 pour chacune des séries du parc n°3¹

Le Tableau 4.3 rend compte de la variabilité des productions théoriques. Les variations négatives sont celles qui nous intéresseront pour la tarification, étant donné qu'elles impliquent une diminution de la production par rapport aux productions obtenues sur les 31 années d'historique. Cette variabilité négative varie de -1 jusqu'à -21%.

1. Les chiffres indiqués sont en pourcentage.

4.4 Rendement du producteur d'énergie

Le rendement de la production d'une éolienne dépend principalement des conditions de sa ressource : le vent. Malgré le fait que sa ressource soit gratuite, l'inconvénient majeur des éoliennes est sa variabilité de production. Le principe d'une éolienne est de fonctionner lorsqu'il y a du vent, ou plus précisément lorsque la vitesse de vent dépasse la vitesse de démarrage et lorsqu'il est régulier. Cependant, le vent est une ressource très variable dans le temps et dans l'espace, et non pilotable par l'Homme.

La variabilité des vitesses de vent conduit inéluctablement à une variabilité du chiffre d'affaires annuel d'un producteur d'énergie éolienne. Or d'importantes sommes d'argent sont empruntées pour chaque projet éolien. Les propriétaires de parcs éoliens doivent donc surveiller attentivement leur rentabilité annuelle afin de rembourser leurs emprunts au fur et à mesure des années.

Comme nous l'avons indiqué dans la partie 2.1.1, les prévisions de vent sont généralement de l'ordre d'une dizaine de jours. Les volumes d'énergie éolienne produits sur les prochaines années sont donc impossibles à prévoir. C'est en partie pour cette raison que les producteurs d'énergie se tournent vers les contrats d'assurance. Ils doivent s'assurer que leur volume de production soit bien maintenu au-dessus d'un certain seuil, leur garantissant de recevoir au minimum un certain chiffre d'affaires annuel et leur permettant de ne pas être en défaut de paiement. Il s'agit d'une façon de sécuriser son volume de production d'électricité et donc le rendement annuel durant toute la durée de vie de l'éolienne ou du parc éolien.

Ce rendement est généralement exprimé en kilowatt-heure. Cette unité exprime l'énergie effectivement produite et consommable.

Différence entre le kW et le kWh

Le kilowatt (kW) ou le mégawatt (MW) correspond à l'unité de puissance de production d'une éolienne qui est une installation électrique. Il s'agit de l'unité de mesure qu'on retrouve dans les courbes de puissance des turbines.

Le kilowattheure (kWh) ou le mégawattheure (MWh) désigne une unité de mesure de la quantité d'énergie produite en une heure par un générateur ou un équipement d'une puissance d'un kilowatt ou d'un mégawatt. La conversion de kWh en MWh est facile : 1000 kWh représente 1 MWh. Cette unité est celle utilisée quand on désigne la production d'énergie des producteurs d'électricité.

Prix moyen de revente d'électricité

Selon l'*Etude sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération* de 2019 [2], l'ADEME estime que le coût moyen de production d'électricité pour les éoliennes terrestres est situé entre 50 et 71 euros par mégawattheure (MWh)¹ selon les régions. Il faut noter que le tarif de vente d'électricité est réglementé en France.

Les producteurs d'énergie éolienne doivent tenir compte du tarif lié au réseau, soit la part du tarif réglementé pour couvrir les frais de transport de l'électricité auquel on ajoute les taxes et les contributions.

Sur le site du Ministère de la Transition Énergétique [26], l'arrêté du 17 juin 2014 est mentionné. En effet, ce dernier fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les éoliennes terrestres. Un tarif fixe d'achat garanti était appliqué pendant plusieurs années. Dans les conditions de 2008, le tarif était de 0,082€/kWh pendant les dix premières du contrat souscrit pour une durée de 15 ans.

1. Cela correspond à 0,05 et 0,071€/kWh.

À compter du 1er janvier 2016, un complément de rémunération est mis en place par la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et versé par EDF. Ce complément correspond à la différence entre un tarif de référence fixé par arrêté et le prix moyen du marché constaté chaque mois. Effectivement, le producteur éolien peut désormais vendre l'électricité produite directement sur le marché de l'électricité. Si le prix de marché est inférieur au tarif de référence, il reçoit le complément de rémunération. Les modalités sont inscrites dans l'arrêté du 13 décembre 2016. Les contrats sont de 15 ans avec le même tarif qu'en 2008 pour les 10 premières années, soit 0,082€/kWh. A partir de 2017, la durée des contrats d'achat d'électricité passe à 20 ans, le niveau de tarif est désormais fixé de sorte à garantir une rentabilité normale des projets sur leur durée de vie et un dispositif de soutien est mis en place pour les installations de petite taille.

L'objet de ce mémoire est la partie aléa de la tarification d'un produit d'assurance paramétrique pour les parcs éoliens terrestres, et non le coût de l'électricité issue des éoliennes terrestres. Nous ne tenons pas compte de l'existence d'une formule d'indexation du tarif de vente d'électricité. On suppose un prix moyen de revente d'électricité pour tous les producteurs d'énergie des différents parcs éoliens sélectionnés, soit le prix constant de 0,082€/kWh. Il serait toutefois intéressant de perfectionner cette étude avec un ajustement chaque année des prix de vente d'électricité et avec la prise en compte du complément de rémunération faisant référence au prix de marché de l'électricité.

Lisser ses revenus sur une année

L'inquiétude des producteurs d'énergie vient de la différence de revenus que peut provoquer la variabilité des vents dans le temps et dans l'espace. Son chiffre d'affaires correspond à la formule suivante :

$$CA_t = 0,082 \cdot P_t \quad (4.12)$$

où CA_t est le chiffre d'affaires annuel en €, 0,082 est le prix moyen de rachat d'électricité en €/kWh et P_t est la production théorique annuelle en kWh.

Afin de lisser son revenu annuel par rapport aux autres années de production, le producteur d'énergie est indemnisé en cas de dépassement de seuil. Dans la partie 1.3.2, la méthodologie est schématisée.

- Dans un premier temps, on calcule la production théorique annuelle qu'on compare au seuil d'indemnisation.
- Si cette production théorique n'est pas suffisamment élevée et si elle est en-dessous du seuil d'indemnisation, on considère qu'il y a dépassement de seuil et qu'il faudra indemniser l'assuré.
- On calculera l'écart entre la production théorique attendue (seuil) et la production théorique effective.
- Enfin, l'écart multiplié par le prix moyen de rachat d'électricité représentera le montant d'indemnisation.

Effectivement, l'assureur souhaite couvrir le manque de production dû aux manques ou excès de vent. Ce manque de production est quantifiable en termes de pertes liées à la vente d'électricité.

L'évolution future du vent en France demeure très incertaine. Or, le climat impacte inévitablement la variabilité de production d'électricité des éoliennes. Avec les extractions de projections de vitesses de vent et les ajustements détaillés dans la Partie 3.4.2, nous pouvons tenter de prédire les productions théoriques de chacun des parcs étudiés sur un horizon de 15 ans.

Une fois que les sensibilités de vitesses de vent et de productions théoriques aient été étudiées pour chacun des parcs, il est désormais possible de déterminer les seuils d'indemnisation, de proposer des méthodes de tarification de notre produit d'assurance paramétrique et de discuter de la diversification géographique dans la troisième partie du mémoire.

Troisième partie

Problématiques assurantielles : Applications & Résultats

Chapitre 5

Présentation du produit & Tarification

L'objet de ce chapitre est d'éclairer davantage les lecteurs sur le produit d'assurance proposé et sur les différentes méthodes de tarification. Cette partie permettra de répondre aux problématiques majeures du mémoire (cf. page 45), grâce à la comparaison des écarts de tarifs existants selon les données initiales de vent (maille temporelle, hauteur des mesures) et selon les méthodes de tarification.

5.1 Produit d'assurance paramétrique

Le contrat d'assurance paramétrique est un produit sur-mesure issu d'un accord entre l'assuré et l'assureur. La partie 1.3.2 a introduit le contrat proposé dont les éléments ont été complétés par les informations contenues dans les chapitres suivants. Les éléments du contrat sont résumés ci-après.

Durée du contrat

Il s'agit d'un contrat d'un an, renouvelable et renégociable chaque année. Dans le secteur éolien, on retrouve des contrats de courte durée pour deux raisons. La première raison est que les vents sont difficilement prévisibles au-delà d'une dizaine de jours. Avoir des prévisions précises induit forcément des échéances plus faibles.

Parce qu'il est difficile d'anticiper la production annuelle d'énergie sans connaître précisément les vitesses de vent sur un horizon d'un an, les contrats sont renégociables c'est-à-dire que l'assureur peut proposer de changer le seuil d'indemnisation compte tenu de la connaissance de l'année qui vient d'être assurée. Il peut également adapter le tarif proposé s'il tient compte de l'année qui vient de s'écouler ou bien s'il estime que le risque a changé.

La seconde raison est qu'on assure un certain niveau de chiffre d'affaires annuel. On considère que chaque contrat débute au 1er janvier et se clôture au 31 décembre. Ayant connaissance des vitesses de vent jusqu'au 31 décembre 2021 avec les données ERA5-Land, on admet que tous les contrats d'assurance paramétrique assurent la production théorique annuelle de l'année 2022.

Assurés

Ce contrat d'assurance paramétrique s'adresse spécifiquement aux producteurs d'énergie éolienne. Parmi les hypothèses posées, on a indiqué que chaque producteur gérait la production d'électricité d'un seul parc éolien. Ainsi, chaque parc éolien bénéficiera d'un contrat d'assurance paramétrique spécifique. On écarte la possibilité d'avoir des contrats de groupe. Quinze contrats propres à chaque parc constituent donc ce mémoire.

Couvertures

Le principe de cette assurance repose sur la couverture de perte de production d'énergie éolienne. On restreint cette perte de production à seulement deux causes : le manque et l'excès de vent. Les éoliennes tournent effectivement dans un certain intervalle de vitesses de vent mais lorsque les vents sont trop faibles ou au contraire trop forts, le producteur d'énergie fait face à une production nulle sur un certain laps de temps indéterminé. Le risque pour ce dernier est d'accumuler les périodes de production nulle, ce qui a pour effet d'affaiblir son chiffre d'affaires à la fin de l'année et de rendre plus compliqué le remboursement des emprunts de son projet éolien.

On exclut toutes les autres causes de production nulle, comme les périodes de maintenance ou encore les casses liées à des événements extraordinaires (par exemple, une tempête). Elles seront couvertes par un autre contrat d'assurance.

Indice et Données

L'évaluation de la production théorique annuelle s'appuie sur 2 sources de données : les données de réanalyse d'ERA5-Land et les courbes de puissance fournies par la base de données de *The Wind Power*. Les données ERA5-Land permettent de calculer les vitesses de vent horaires pour chacun des 15 points de coordonnées. Grâce à la formule d'extrapolation 3.2 explicitée dans le contrat, ces vitesses sont ajustées à la hauteur du moyeu. La courbe de puissance de chaque modèle de turbine indiquera la puissance de sortie à chaque heure pour chacune des vitesses de vent de l'année 2022 du parc concerné.

L'indice sur lequel est basé le contrat est la valeur de la production théorique annuelle calculée à la fin de l'année. Cet indice est bien une valeur quantitative, transparente et objective. Aucune des parties ne peut influencer la valeur des 2 sources de données utilisées. La courbe de puissance est certifiée par le constructeur de la turbine et les données d'ERA5-Land sont remises à jour de sorte à avoir les composantes du vent 2 à 3 mois avant la date actuelle. Le produit *Weather & Climate* permet de récupérer les données de pseudo-réanalyse, c'est-à-dire compléter les données jusqu'à la date actuelle le temps de recevoir les données d'ERA5-Land sur les 2 ou 3 derniers mois.

L'indemnisation respectera la fonction de paiement introduite au niveau de la Figure 1.4.

Modalités d'indemnisation

A la fin de l'année, l'assureur vérifie si la production théorique annuelle a atteint le seuil d'indemnisation. Si ce n'est pas le cas, l'assureur doit indemniser le producteur d'énergie concerné.

Dans la partie 4.4, l'indemnisation correspond à l'écart entre la production théorique minimale attendue (le seuil) et la production théorique effective sur l'année assurée, qu'on multiplie par le prix moyen de revente d'électricité (0,082€/kWh [26]). En effet, l'assurance permet de faire face aux pertes financières qu'engendrent les manques ou excès de vent à plusieurs reprises dans l'année. Si les données ERA5-Land indiquent que l'assuré produit moins que la production lui garantissant un certain montant de chiffre d'affaires minimal, l'assureur doit pouvoir indemniser de sorte à ce que l'assuré gagne au moins ce montant.

Tarifs

Les tarifs des produits d'assurance paramétrique assurant pourtant un même paramètre peuvent fortement varier, étant donné que les contrats ne sont pas tous basés sur exactement le même indice ni sur les mêmes bases de données. Généralement, la prime d'une assurance paramétrique représente 2% à 5% du montant de garantie prévu au contrat. Dans le secteur éolien, ce pourcentage est plutôt entre 1% et 3%¹.

1. Avis d'experts.

On vérifiera dans la prochaine partie 5.2 que le contrat n'est pas trop cher comparativement au chiffre d'affaires moyen observé sur les dernières années.

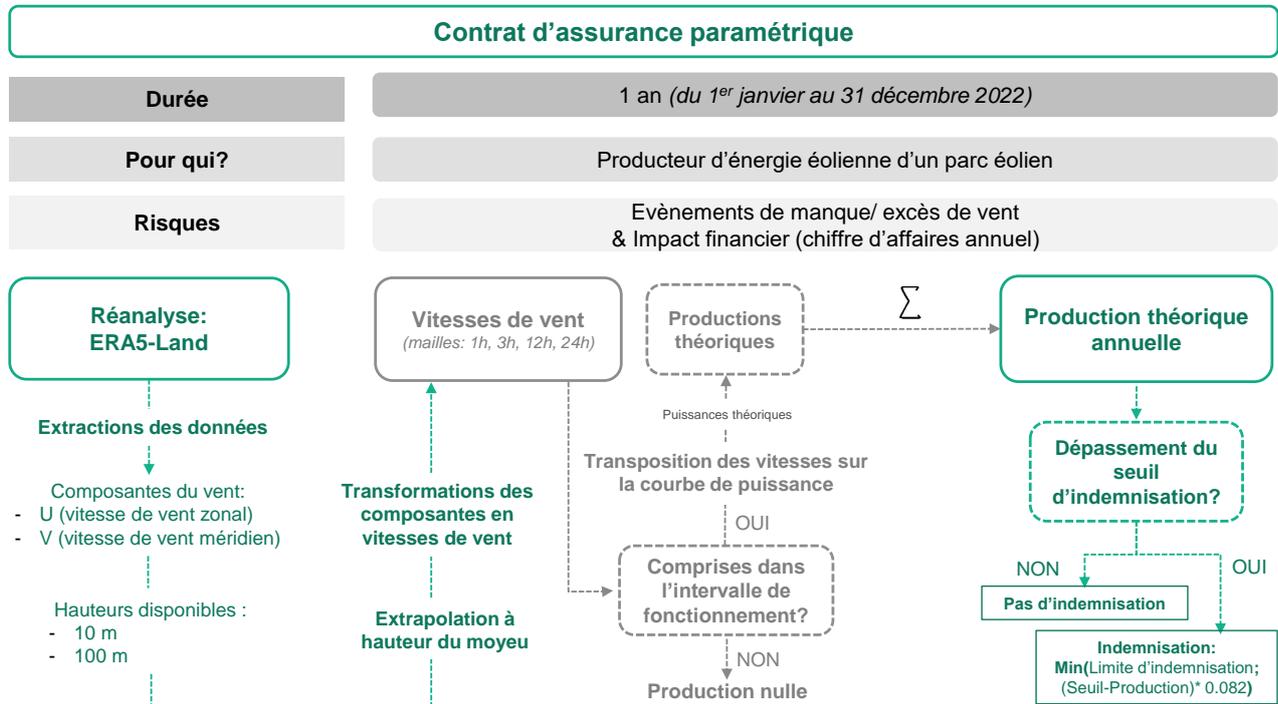


FIGURE 5.1 – Schéma explicatif du produit d'assurance paramétrique

5.2 Méthodes de tarification

Après avoir présenté le produit d'assurance paramétrique, il est nécessaire de proposer différentes méthodes de tarification possibles grâce à l'exploitation des données de vitesses de vent des 15 parcs éoliens *onshore*.

En raison de l'aléa de production d'énergie des éoliennes, les actuaires s'appuient parallèlement sur l'étude approfondie des vitesses de vent (ou des productions énergétiques) passées mais également sur les multiples scénarios possibles des vitesses de vent (ou des productions énergétiques) futures. Le rôle de l'actuaire est de s'interroger sur la nature même du risque assuré, mais également sur l'homogénéité de ce dernier. Il est indispensable d'avoir une bonne compréhension du phénomène modélisé avant de proposer une prime (technique) à son assuré afin d'être capable de couvrir son risque. En assurance, le cycle de production est en effet inversé : les actuaires doivent définir la prime avant même de connaître le coût définitif du produit.

Dans le cas de notre produit d'assurance, nous disposons d'un historique de vent de 31 années pour chacun des parcs, dont l'analyse est présentée dans le chapitre 3. Dans le chapitre précédent 2, nous avons souligné la difficulté de prévision des vitesses de vent à un horizon allant au-delà d'une dizaine de jours. C'est pourquoi, nous avons intégré dans notre analyse du risque des projections climatiques issues des scénarios RCP du GIEC. Nous allons donc déterminer le coût qu'engendrerait la multiplication de survenances de manque ou d'excès de vent au cours d'une année.

Avant de présenter en détail et de comparer les méthodes de tarification utilisées, expliquons 2 approches de modélisation des risques. La première approche est l'approche déterministe qui consiste à prédire un unique scénario d'une variable aléatoire. Il s'agit d'une estimation ponctuelle tirée d'un ensemble de valeurs. Dans notre cas, cette approche permettrait d'avoir une seule trajectoire de prévisions des vitesses de vent. Tandis que la seconde approche appelée approche probabiliste repose sur un ensemble de scénarios. Chaque scénario se verrait associer une certaine probabilité de survenance. Dans notre cas, chaque scénario correspondrait à la sortie d'un modèle ou algorithme et l'ensemble de ces scénarios permettrait d'illustrer les possibilités de trajectoires des vitesses des vents dans le futur. Parmi cet ensemble de trajectoires, on suppose que l'un d'eux correspond à la réalité des vitesses de vent futures. De plus, les erreurs associées à l'approche déterministe ne sont quantifiées que par la détermination d'un intervalle de confiance autour de l'unique trajectoire. Alors que les algorithmes utilisés dans l'approche probabiliste sont plus objectifs puisqu'ils acceptent l'idée de se tromper en associant une probabilité à chaque trajectoire.

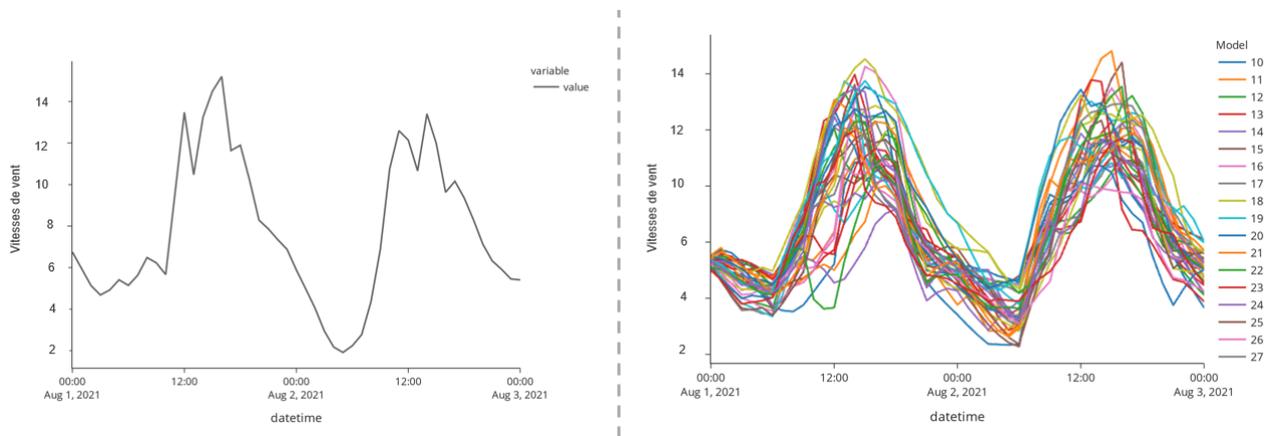


FIGURE 5.2 – Approche déterministe (à gauche) versus Approche probabiliste (à droite)

Nous nous concentrerons sur la partie aléa de production énergétique et non sur la variation du prix de marché de revente de l'électricité. Dans la partie 4.4, nous avons fixé le prix de revente de l'électricité du producteur d'énergie à 0,082€/kWh.

5.2.1 Propriétés de base d'une prime d'assurance

Nous différencions la **prime pure** qui correspond à la moyenne $E[\mathbf{X}]$ pour un certain risque (ou variable aléatoire) X de la **prime ajustée** qui ajoute à la prime pure une certaine quantité $E[\mathbf{X}] * \eta$ dans le but de réduire la probabilité de ruine pour l'assureur. Dans le cadre des problématiques évoquées dans le chapitre 2, nous chercherons à identifier les primes pures de chacun des parcs éoliens. L'intérêt de notre étude repose sur la comparaison des tarifications réalisées à partir des données à des mailles temporelles plus ou moins agrégées et à partir des extrapolations réalisées à partir des mesures à 10 ou 100 mètres.

La prime pure est, par définition, le montant de sinistre moyen auquel devrait faire face un assureur soit l'espérance des pertes. Dans notre produit d'assurance, il s'agit plutôt de la moyenne des coûts des non-déclenchements de seuil d'indemnisation, soit l'espérance d'indemniser l'assuré :

$$\Pi(X) = E(X) = E(I < S) \quad (5.1)$$

où X est le risque, $E(X)$ est l'espérance du non-dépassement de seuil, I est l'indice de production énergétique d'une certaine année t et S est le seuil d'indemnisation défini pour l'année t .

Dans le mémoire d'actuariat de T. RAYNAL (2022) [33], on retrouve cette définition de prime pure correspondant à la quantité $E(\Gamma(I))$ où I est l'indice et $\Gamma(i)$ est l'indemnité versée par le preneur de risque selon la valeur i de l'indice I .

Comme illustré dans le graphique 1.4 de fonction de paiement, il y a non-dépassement de seuil et donc indemnisation lorsque l'indice de production annuelle est en-dessous du seuil d'indemnisation S .

Un principe de calcul de prime est une fonction Π qui à tout risque réel X dans l'espace des variables aléatoires associe un nombre $\Pi(X)$ dans \mathbb{R} . Ce nombre représente le coût nécessaire pour que X devienne acceptable par l'assureur. La prime pure correspond en théorie au montant laissant indifférent l'assureur entre accepter ou refuser de prendre le risque en échange de ce montant.

Les primes en assurance doivent répondre à des propriétés dites "souhaitables". Nous allons lister les principales propriétés ci-dessous :

- **Marge de sécurité**

$$\Pi(X) \geq E(X) \quad (5.2)$$

Une prime d'assurance $\Pi(X)$ doit être plus élevée que la prime pure $E(X)$ pour éviter la ruine quasi-certaine lorsque la taille du portefeuille d'assurance devient très grande.

- **Exclusion de marge injustifiée**

$$X = c \Rightarrow \Pi(X) = c \quad (5.3)$$

Lorsque la perte est certaine, la prime d'assurance doit être égale au montant assuré c puisqu'il n'y a aucune volatilité associée au "risque" X .

- **Exclusion de chargement inutile**

$$\forall l > 0, X \leq l \Rightarrow \Pi(X) \leq l \quad (5.4)$$

Ou

$$\Pi(X) \leq \max[X] = \sup\{x : P(X \leq x) < 1\} = l \quad (5.5)$$

Il est impossible de proposer une prime d'assurance qui aille au-delà de la valeur maximale prise par le risque X . Aucun assuré n'accepterait de payer une prime égale à son risque maximal. Ainsi, les primes d'assurance sont majorées par la valeur du risque maximal notée l .

- **Objectivité**

Pour tous risques X et Y de même loi,

$$\Pi(X) = \Pi(Y) \quad (5.6)$$

Ici, le principe de calcul dépend essentiellement de la loi suivie par le risque (X ou Y).

- **Invariance de translation**

$$\forall c > 0, \Pi(X + c) = \Pi(X) + c \quad (5.7)$$

Ceci peut s'interpréter comme suit : les frais fixes notés c (constante strictement positive) associés à la souscription du risque X se rajoutent à la valeur de la prime.

- **Sous-additivité**

Pour tous risques quelconques X et Y :

$$\Pi(X + Y) \leq \Pi(X) + \Pi(Y) \quad (5.8)$$

La prime à demander pour deux risques est plus faible que la somme des primes à demander pour chacun des risques pris individuellement. La diversification permet de réduire le risque et donc la prime d'assurance.

Si X et Y sont des risques indépendants alors la fonction Π satisfait la propriété d'additivité.

- **Additivité**

$$\forall X \perp\!\!\!\perp Y, \Pi(X + Y) = \Pi(X) + \Pi(Y) \quad (5.9)$$

Les deux risques étant indépendants, la diversification n'a aucun effet sur le risque global $X + Y$ par rapport aux risques pris individuellement.

- **Invariance d'échelle ou Homogénéité positive**

$$\forall c > 0, \Pi(c \cdot X) = c \cdot \Pi(X) \quad (5.10)$$

Une variation d'échelle du risque notée c conduit à un effet proportionnel sur le besoin en capital.

Dans les parties suivantes, nous cherchons à déterminer la prime pure associée à chaque contrat selon le parc sélectionné, selon la variabilité de production choisie et selon les données de base utilisées pour l'extrapolation (maille temporelle et hauteur). Les chargements ajoutés à la prime pure (frais de souscription ou de gestion, frais d'acquisition...) ne font pas l'objet de ce mémoire.

5.2.2 Approche historique des moyennes

L'approche historique présentée dans le schéma 5.3 s'appuie sur les sorties de productions théoriques annuelles calculées de 1991 à 2021. Ainsi, la tarification sera basée sur 31 lignes obtenues selon la maille temporelle et la hauteur de l'extrapolation du parc considéré¹.

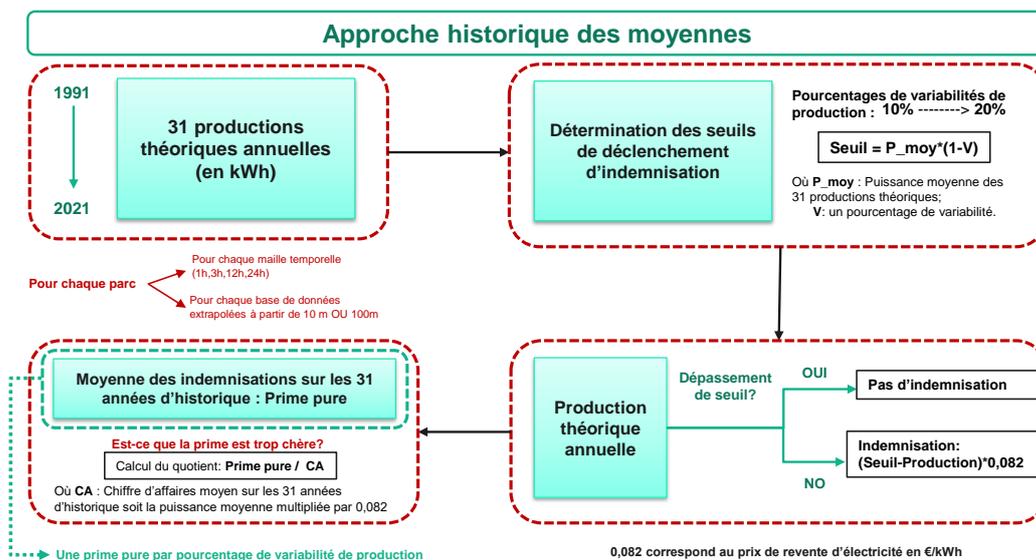


FIGURE 5.3 – Schéma de la méthodologie adoptée pour l'approche historique de tarification

1. Chaque parc possède 8 séries temporelles de vitesses de vent selon la granularité spatio-temporelle. Donc, nous avons 31 productions annuelles obtenues pour chaque série.

L'ensemble des étapes de récupération des vitesses de vent, des extrapolations à hauteur du moyeu et des interpolations sur la courbe de puissance (Figure 5.1) a permis de calculer les productions annuelles¹ de 1991 à 2021 pour chacun des parcs. Notons que chaque parc possède 8 séries temporelles de 1991 à 2021 selon la maille temporelle et selon la hauteur des données de réanalyse ERA5-Land (Tableau A.7).

Afin de déterminer le seuil d'indemnisation, nous pouvons calculer la production annuelle moyenne des 31 productions théoriques annuelles. Nous savons, d'après le chapitre 4, que les productions théoriques annuelles ont tendance à varier entre 10% et 20% d'une année à l'autre. L'assureur décide donc de couvrir cette variabilité de la production annuelle étudiée sur les 31 années d'historique. Le risque est que la variabilité de production dépasse le pourcentage de variabilité fixé dans le contrat d'assurance.

Effectivement si l'assureur décide de couvrir le dépassement de variabilité de production, le seuil d'indemnisation correspondra à la puissance théorique annuelle moyenne observée dans le passé auquel on soustrait un pourcentage fixe de variabilité de production. Par exemple si on note V la variabilité de production annuelle et P_{moy} la moyenne des 31 productions théoriques annuelles, le seuil d'indemnisation se calcule ainsi :

$$S = P_{moy} * (1 - V) \quad (5.11)$$

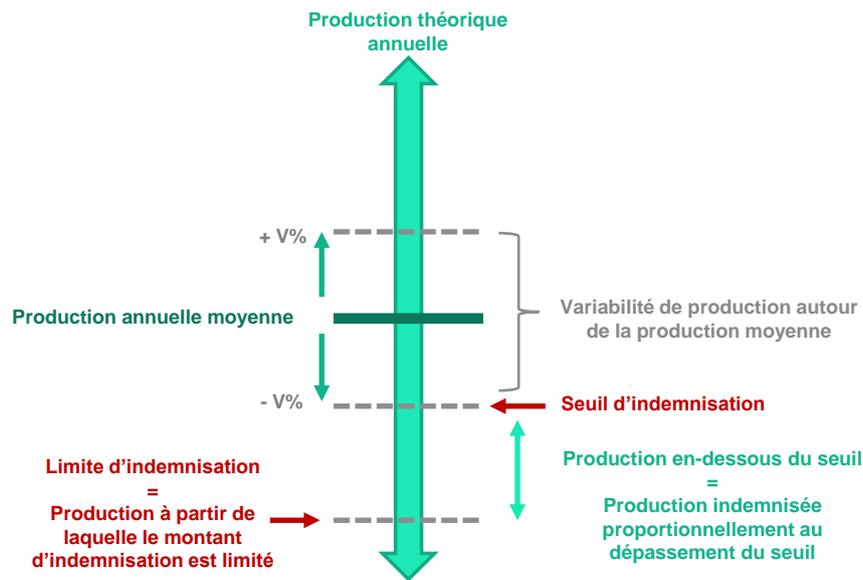


FIGURE 5.4 – Détermination du seuil d'indemnisation

Lorsque l'indice (soit la production théorique annuelle) passe en-dessous du seuil d'indemnisation, l'indemnisation se déclenche. Une fois que le seuil d'indemnisation est défini selon le pourcentage de variabilité choisi, on doit regarder sur les 31 années d'historique le nombre de non-dépassements de seuil et les coûts pour chaque déclenchement d'indemnisation pour l'assureur.

Un non-dépassement de seuil induit un paiement de l'assureur auprès de l'assuré. Le rôle de l'assureur est de soutenir financièrement la perte de production énergétique de l'assuré et donc la revente d'électricité produite.

1. La somme des puissances théoriques horaires sur un an.

Ainsi, l'indemnisation doit représenter la partie de la production d'électricité qui aurait dû être produite et vendue. Pour chaque non-dépassement de seuil sur les 31 années d'historique, on calcule l'écart entre le seuil et la production théorique annuelle, que l'on multiplie par le prix moyen de revente de l'électricité.

La prime pure correspond à la moyenne des indemnisations. Comme indiqué sur le schéma 5.3, la dernière étape consiste à vérifier si la prime pure proposée grâce à l'approche historique est chère comparativement au chiffre d'affaires moyen d'un producteur d'énergie. Sur les 31 années d'historique, un producteur d'énergie obtient comme revenu annuel : $P_{moy} \cdot 0,082\text{€}$.

Il est indispensable d'évaluer la part que représente la prime pure par rapport au revenu annuel moyen. Si la prime d'assurance est bien trop chère par rapport au chiffre d'affaires annuel garanti, l'assuré risquerait de préférer de ne pas se couvrir, plutôt que de s'assurer contre le risque de manque ou d'excès de vent.

Le Tableau 5.1 ci-dessous résume, pour la première méthode de tarification, les primes pures obtenues par les 8 bases de données du parc n°3 :

Maille temporelle	1H	3H	12H	24H	1H	3H	12H	24H
H_extrapolation	10m	10m	10m	10m	100m	100m	100m	100m
PP_10%	8754,73	8952,61	10487,85	11681,58	5313,73	5538,75	7293,78	9713,64
PP_11%	7268,97	7497,32	9162,87	9915,09	3822,29	3975,67	5428,13	7291,17
PP_12%	5895,45	6130,81	7854,74	8646,09	2773,92	2830,15	3781,81	5363,91
PP_13%	4521,93	4764,31	6546,61	7377,09	2152,65	2210,66	2668,91	3639,81
PP_14%	3217,01	3397,81	5238,48	6108,09	1531,38	1591,17	2062,57	2773,11
PP_15%	2301,33	2437,60	3930,35	4839,09	910,11	971,69	1456,23	2178,69
PP_16%	1385,65	1526,59	2813,00	3570,09	288,84	352,20	849,89	1584,28
PP_17%	540,87	627,10	1940,91	2590,19	0	0	243,55	989,87
PP_18%	83,03	171,60	1141,28	1744,19	0	0	0	395,45
PP_19%	0	0	705,23	1041,57	0	0	0	0
PP_20%	0	0	269,19	618,57	0	0	0	0

TABLE 5.1 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 selon la granularité de la base de données¹

Les bases de données horaires proposent des tarifs plus bas que ceux enregistrés à une maille de données plus agrégée. Cela s'explique par la précision des données horaires qui permettent de justement identifier les manques et excès de vent, comme nous avons pu le voir dans la Partie 3.2.1. Si la différence des primes pures entre la maille horaire et la maille 3h semble négligeable, la différence constatée entre les mailles horaires et journalières l'est beaucoup moins. Effectivement si un assureur couvre la production théorique annuelle au seuil de 15% de variabilité et s'appuie sur des données journalières de vitesses de vent moyen, l'assuré se retrouve à payer le double par rapport à un assureur qui s'appuierait plutôt sur des données horaires.

1. La ligne "H_extrapolation" correspond à la hauteur de la base de données de départ (avant extrapolation à hauteur du moyen). Les lignes "PP_x%" correspondent à la prime pure associée à une variabilité de production annuelle de x%. Les montants indiqués sont en euros. Lorsque la prime pure est de 0 €, cela signifie que parmi les 31 productions théoriques annuelles, il n'y a eu aucun déclenchement d'indemnisation.

Nous remarquons également qu'un assuré sera amené à payer bien plus cher son produit d'assurance si son assureur s'appuie sur des données extrapolées à partir des vents de surface plutôt que directement sur des vents à une altitude de 100 m.

Le Tableau 5.2 permet de vérifier la part des primes pures par rapport au chiffre d'affaires moyen.

Maille temporelle	1H	3H	12H	24H	1H	3H	12H	24H
H_extrapolation	10m	10m	10m	10m	100m	100m	100m	100m
Part_10%	0,62%	0,63%	0,78%	0,89%	0,28%	0,29%	0,39%	0,53%
Part_11%	0,51%	0,53%	0,68%	0,76%	0,20%	0,21%	0,29%	0,40%
Part_12%	0,42%	0,43%	0,58%	0,66%	0,14%	0,15%	0,20%	0,29%
Part_13%	0,32%	0,34%	0,48%	0,56%	0,11%	0,12%	0,14%	0,20%
Part_14%	0,23%	0,24%	0,39%	0,47%	0,08%	0,08%	0,11%	0,15%
Part_15%	0,16%	0,17%	0,29%	0,37%	0,05%	0,05%	0,08%	0,12%
Part_16%	0,10%	0,11%	0,21%	0,27%	0,01%	0,02%	0,05%	0,09%
Part_17%	0,04%	0,04%	0,14%	0,20%	0%	0%	0,01%	0,05%
Part_18%	0,01%	0,01%	0,08%	0,13%	0%	0%	0%	0,02%
Part_19%	0%	0%	0,05%	0,08%	0%	0%	0%	0%
Part_20%	0%	0%	0,02%	0,05%	0%	0%	0%	0%

TABLE 5.2 – Part du tarif par rapport au chiffre d'affaires annuel moyen selon la granularité de la base de données (parc n°3)

Les tarifs proposés ne représentent qu'une infime partie de ce que les producteurs d'électricité gagne en moyenne sur un an. Ainsi, les primes pures calculées ne semblent pas aberrantes par rapport au rendement attendu. Cela permet de garder une marge pour ajouter des chargements.

Plus le seuil de déclenchement est éloigné de la moyenne des productions théoriques estimée sur les 31 années d'historique, plus il est rare que le seuil se déclenche et donc plus le tarif est bas. Si la probabilité que le seuil se déclenche est très basse alors la prime proposée l'est également. Nous remarquons avec le Tableau 5.2 qu'une variabilité de 18% de la production annuelle n'entraîne que peu de déclenchements de seuil. La maille journalière entraîne davantage de déclenchements que les données à une maille moins agrégée. Pour le parc n°3, les tarifs sont inférieurs à 1% du chiffre d'affaires moyen. Si un assuré souhaite être davantage couvert et donc avoir un pourcentage de variabilité de production annuelle plus bas, il verrait la part de sa prime d'assurance par rapport au chiffre d'affaires annuel moyen s'élever.

Ayant à disposition les données de 2022 (CORDEX-CMIP5) ajustées à partir des données ERA5-Land de 10 mètres et de 100 mètres, nous pouvons tester si l'indemnisation se déclenche pour le parc n°3 (Tableaux 5.3 et 5.4). Les indemnisations s'enclenchent en particulier lorsque le seuil de déclenchement est fixé à 10% ou 11% de la production moyenne annuelle sur les 31 années d'historique, et lorsque les vitesses de vent suivent le scénario RCP 4.5. Remarquons également que les bases de données horaires présentent des montants d'indemnisations bien plus élevés que ceux constatés sur des données plus agrégées. Cela peut s'expliquer par le fait que les données horaires ne lissent pas les valeurs extrêmes et par conséquent ont des écarts entre les productions théoriques plus importants.

Selon le niveau de variabilité de production interannuelle fixé dans le contrat, la production énergétique de 2022 aura plus ou moins de chance d'être indemnisée. Que la production annuelle soit calculée à partir des données de vitesses de vent ajustées par rapport aux données ERA5-Land de 10 m ou de 100 m, l'indemnisation aura tendance à être davantage déclenchée avec un niveau de variabilité compris entre 10 et 13%.

RCP	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1 h											
RCP 2.6	48351	34158	19965	5772	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	73787	59594	45401	31208	17015	2822	0	0	0	0	0
RCP 8.5	74218	60025	45832	31564	17371	0	0	0	0	0	0
3 h											
RCP 2.6	42507	28386	14266	145	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	67387	53267	39146	25026	10905	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5	67617	53497	39376	25256	11135	13923	0	0	0	0	0
12 h											
RCP 2.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	43120	29603	16085	2568	0	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5	43545	30028	16511	2993	0	0	0	0	0	0	0
24 h											
RCP 2.6	8403	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	55993	42880	29767	16654	3541	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE 5.3 – Indemnisations à verser selon les projections de vitesses de vent ajustées à partir des données ERA5-Land de **10 m** en 2022 (parc n°3)

RCP	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1 h											
RCP 2.6	58929	39670	20411	1151	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	87321	68062	48802	29543	10284	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5	98896	79636	60377	41118	21858	2599	0	0	0	0	0
3 h											
RCP 2.6	54782	35578	16374	0	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	82546	63342	44138	24934	5730	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5	93854	74650	55446	36241	17037	0	0	0	0	0	0
12 h											
RCP 2.6	21741	21741	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	82822	64026	45229	26433	7636	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5	93619	74822	56025	37229	18432	0	0	0	0	0	0
24 h											
RCP 2.6	47034	28608	10181	0	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5	109181	90755	72328	53901	35474	17047	0	0	0	0	0
RCP 8.5	36129	17702	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE 5.4 – Indemnisations à verser selon les projections de vitesses de vent ajustées à partir des données ERA5-Land de **100 m** en 2022 (parc n°3)

Rappelons toutefois que ce test a été effectué sur les données de projections climatiques. Ainsi, les données ERA5-Land de l'année 2022¹ permettront de vérifier si l'assureur doit indemniser selon les différentes possibilités de base de données (maille temporelle, hauteur) et selon les niveaux de variabilité de production.

Si le contrat d'assurance paramétrique d'un an est renouvelé, l'assureur pourra prendre en compte la production annuelle de l'année 2022 et revoir le niveau de protection de variabilité de la production interannuelle.

Rajoutons qu'il ne fait aucun doute que plus un parc est composé de turbines, plus l'ordre de grandeur associé à la production énergétique et au seuil d'indemnisation l'est également. Ainsi, les écarts entre le seuil d'indemnisation et la production énergétique réalisée risquent d'être considérables. C'est pourquoi, l'assureur doit fixer un plafond d'indemnisation comme indiqué sur la Figure 1.4 c'est-à-dire qu'il ne pourra pas indemniser plus qu'un certain montant maximal.

La limite d'indemnisation (ou plafond) est fixée de telle sorte qu'elle n'a jamais été atteinte dans le passé et donc a très peu de chances d'être atteinte. Il faut que l'indemnisation reste un supplément de revenu permettant au producteur d'énergie de percevoir au moins un certain chiffre d'affaires lorsque les vitesses de vent d'une année ne lui ont pas permis de produire suffisamment. Nous avons vu dans le chapitre 3, que les vents oscillent autour d'une moyenne plutôt stable dans le temps. Les limites d'indemnisation dans cette approche historique correspondent à l'indemnisation maximale observable sur les 31 années d'historique.

La principale limite de cette approche de calcul de la prime pure est la non prise en compte des changements climatiques qui peuvent intensifier les phénomènes de sécheresse de vent ou au contraire accélérer les phénomènes extrêmes d'excès de vent. Avec l'approche historique, on suppose que les vitesses de vent passées (ou les productions énergétiques passées) reflètent bien les vitesses de vent futures (ou les productions énergétiques futures).

5.2.3 Intégration des projections climatiques

Le contrat d'assurance ne porte que sur une année². Toutefois, une éolienne vit en moyenne entre 15 et 20 ans. Il serait donc intéressant d'intégrer des prévisions de vitesses des vents dans notre étude pour affiner la tarification.

Dans le chapitre 2, nous avons dédié une partie aux "Problématiques de modélisations climatiques" dans laquelle nous avons introduit les scénarios RCP du GIEC et des généralités des changements climatiques. De nombreux acteurs viennent apporter leurs recommandations liées au climat et aux préventions face au dérèglement climatique. Le vent demeure une masse d'air difficile à prédire en raison de sa volatilité, mais nous ne pouvons pas ignorer l'effet du climat (par exemple, la hausse des températures) sur ce phénomène physique. A court terme c'est-à-dire dans une vision d'un an, les 3 scénarios RCP du GIEC présentent des vitesses de vent *similaires* (cf. chapitre 3) mais dans une vision de moyen à long terme, les écarts des vitesses de vent entre les différents scénarios du GIEC auront tendance à prendre une plus grande ampleur.

Nous décidons d'utiliser la même méthodologie présentée dans le schéma 5.3, à la différence de prendre un autre échantillon de 31 productions théoriques annuelles que l'on fait glisser de 1991 à 2035.

1. Les données ERA5-Land sont fournies avec 2 à 3 mois de décalage par rapport à la date actuelle. Les données concernant l'année 2022 seront entièrement exploitables au courant du mois de mars 2023.

2. Dans le cadre du produit d'assurance paramétrique, on assure la production théorique de l'année 2022.

Le schéma 5.5 indique les 15 possibilités des 31 années de productions théoriques utilisées dans la première étape de tarification. *Les années colorées en vert sont les années historiques tandis que les années colorées en gris correspondent aux prévisions futures. Pour les années en gris, 3 possibilités de scénarios de vitesses de vent seront testées (RCP 2.6, 4.5 et 8.5).*

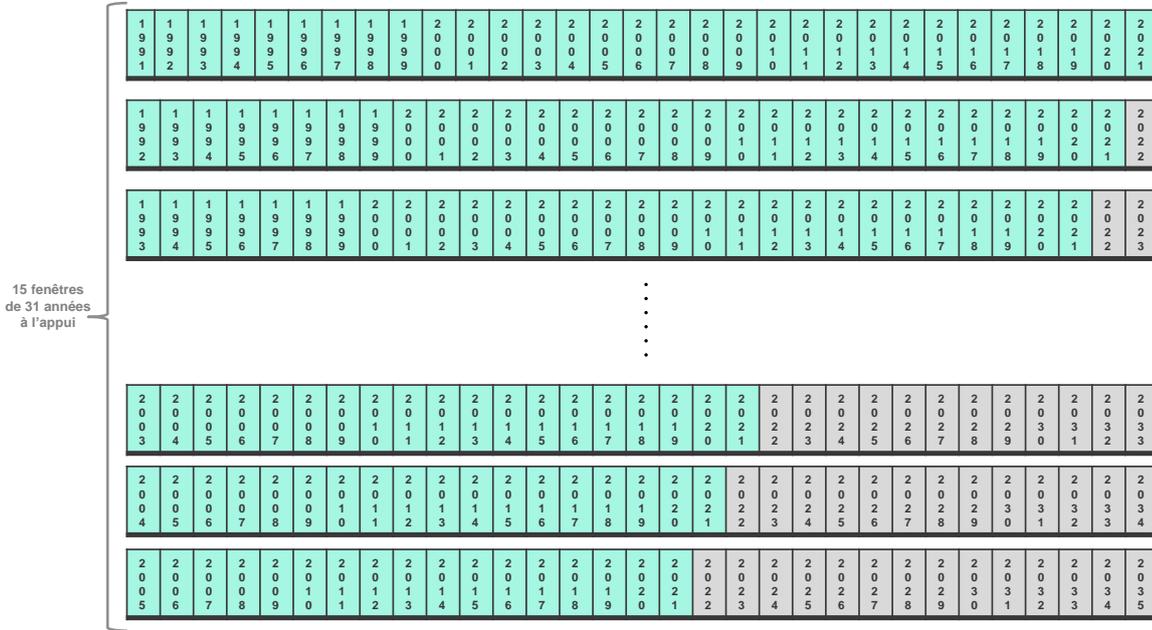


FIGURE 5.5 – Fenêtre glissante des 31 années de base utilisées pour la tarification

Cette méthode basée sur une fenêtre temporelle glissante de 1991 à 2035 est intéressante pour tester l’homogénéité des tarifs proposés par l’approche historique. La première étape de l’approche historique suppose que l’historique passé est un bon moyen d’évaluer le risque de manque ou d’excès de vent pour l’année 2022 à couvrir. Cependant, on peut remettre en question cette hypothèse : les vitesses de vent d’il y a 30 ans ne reflèteront peut-être plus celles des prochaines années.

Dans le chapitre 3, nous avons effectivement résumé les tendances de vitesses de vent découvertes dans la littérature et nous avons réalisé notre propre analyse des tendances et des variabilités sur les données extrapolées. Il semblerait qu’au fil des 31 années d’historique, on assisterait à une baisse généralisée des vitesses de vent dans la majorité des régions françaises. Il serait donc plus juste de concentrer sa tarification sur les données de vitesses de vent passées d’une dizaine d’années.

Sur le schéma 5.5, nous avons gardé le nombre d’années de base utilisé pour la première étape de tarification. En effet, plus on a un large historique de données sur les vitesses de vent, plus on est capable d’appréhender le risque. Cette méthodologie de fenêtre glissante permet de se rendre compte des différences de tarifs proposés selon l’historique de données utilisé par l’actuaire. On se limite à l’année 2035 puisque la durée de vie moyenne des éoliennes est de 20 ans et puisque les parcs éoliens sélectionnés sont déjà pour la plupart implantés depuis 5 à 10 ans.

Le schéma 5.6 permet d’illustrer la première étape de la méthode d’intégration des projections climatiques. Dans l’approche historique, nous avons une seule fenêtre temporelle pour les 31 productions théoriques permettant de déterminer le seuil d’indemnisation, soit la fenêtre allant de 1991 et 2021. Cette approche avait été testée pour 8 séries temporelles (selon la hauteur des mesures d’ERA5-Land et selon la maille temporelle) pour chaque parc.

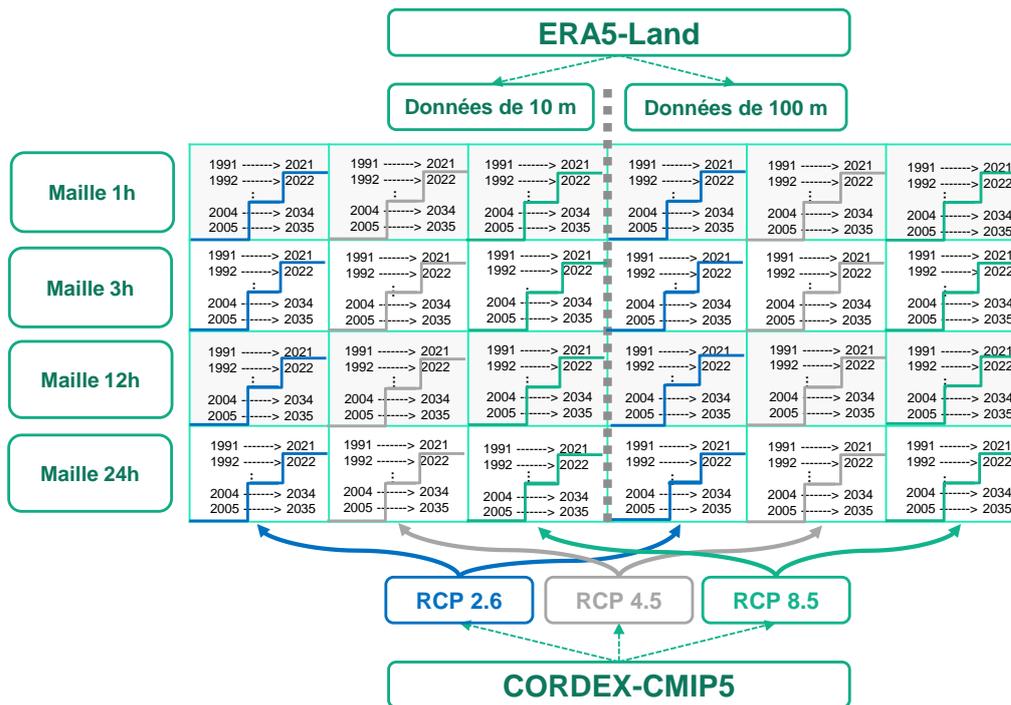


FIGURE 5.6 – Schéma des 31 années possibles de production utilisées dans la première étape de tarification

Dans la seconde approche de tarification qui intègre les scénarios du **GIEC**, on tient compte de 15 fenêtres temporelles pour les 31 productions théoriques annuelles, mais également des 3 scénarios disponibles du **GIEC** pour chacune des 8 séries temporelles de chaque parc.

Nous allons présenter les primes pures obtenues pour un scénario **RCP** (par exemple, **RCP 2.6**) depuis les vitesses de vent horaires extrapolées et ajustées à partir des données de 10 mètres du **parc n°3** (Tableau 5.5).

Rien qu'en regardant la première colonne du Tableau 5.5 "10%" (soit une variabilité de production interannuelle de 10%), nous remarquons que les primes pures peuvent prendre des valeurs complètement différentes selon les 31 années de productions annuelles sur lesquelles reposent la tarification. En effet, si un assureur établit sa tarification sur l'association des données de vitesses de vent horaires de 1995 à 2025, la prime pure s'élève à 13 085 € alors que les données de 2005 à 2035 indiquent une prime pure de 5 215€. La première méthode basée uniquement les données historiques d'ERA5-Land (1991-2021) prévoit une prime pure de 8 755 € située entre les deux primes pures extrêmes mentionnées précédemment pour une variabilité de production annuelle de 10%.

Globalement, les périodes de 1993 à 2025 divulguent des primes pures plus élevées que les autres périodes (pour une variabilité de production comprise entre 10 et 13%), étant donné que cette période enclenche des écarts plus importants entre le seuil fixé et les productions annuelles calculées. Le nombre de non-dépassement de seuil sur les 31 possibles années de production étudiées n'a en réalité que peu d'effet sur le montant de la prime pure.

1. Les colonnes "x%" correspondent à la prime pure associée à une variabilité de production annuelle de x%. Les montants indiqués sont en euros. Lorsque la prime pure est de 0 €, cela signifie que parmi les 31 productions théoriques annuelles, il n'y a eu aucun dépassement de seuil.

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	8755	7269	5895	4522	3217	2301	1386	541	83	0	0
1992-2022	9807	7969	6142	4316	3023	2110	1196	447	0	0	0
1993-2023	11232	8962	6691	4569	3151	1789	741	223	0	0	0
1994-2024	12963	10259	7556	5536	3733	2080	949	108	0	0	0
1995-2025	13085	9962	7390	5159	3002	1359	215	0	0	0	0
1996-2026	12020	8672	6071	3855	1971	598	0	0	0	0	0
1997-2027	13065	9493	6567	3915	1754	394	0	0	0	0	0
1998-2028	13043	9139	6258	3653	1553	295	0	0	0	0	0
1999-2029	12705	9477	6504	4024	2400	1717	1281	845	409	0	0
2000-2030	10595	7179	4257	2552	1772	1340	909	477	46	0	0
2001-2031	8246	5146	3003	1920	1491	1063	635	206	0	0	0
2002-2032	6795	4009	2420	1733	1307	881	455	29	0	0	0
2003-2033	5371	3327	2167	1344	922	501	79	0	0	0	0
2004-2034	6364	3981	2481	1305	884	462	41	0	0	0	0
2005-2035	5215	3215	1938	1126	707	288	0	0	0	0	0

TABLE 5.5 – Primes pures obtenues à partir des données ERA5-Land extrapolées depuis des données de **10 m** et à partir des vitesses de vent du scénario **RCP 2.6** ajustées (maille horaire, parc n°3)¹

Le Tableau 5.6 ci-après montre que la période de 1993 à 2025 n'enclenche que 5 à 7 années d'indemnisations, contre 10 pour la période de 1998 à 2028.

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	4	3	3	3	2	2	2	1	1	0	0
1992-2022	5	4	4	4	2	2	2	1	0	0	0
1993-2023	5	5	5	4	3	3	2	1	0	0	0
1994-2024	6	6	6	4	4	3	2	1	0	0	0
1995-2025	7	7	5	5	4	3	2	0	0	0	0
1996-2026	8	7	5	5	4	2	0	0	0	0	0
1997-2027	9	7	6	6	4	2	0	0	0	0	0
1998-2028	10	8	6	5	4	2	0	0	0	0	0
1999-2029	8	7	6	5	3	1	1	1	1	0	0
2000-2030	8	7	5	3	1	1	1	1	1	0	0
2001-2031	8	7	4	1	1	1	1	1	0	0	0
2002-2032	7	5	3	1	1	1	1	1	0	0	0
2003-2033	6	4	2	1	1	1	1	0	0	0	0
2004-2034	7	5	3	1	1	1	1	0	0	0	0
2005-2035	6	4	3	1	1	1	0	0	0	0	0

TABLE 5.6 – Nombre de déclenchements de seuil sur les 31 années de production étudiées pour les données **horaires** extrapolées à partir de **10 m** et projetées selon le scénario **RCP 2.6** (parc n°3)

A partir d'une variabilité de 16%, on observe des montants plus faibles en raison du peu de déclenchements de seuil constatés. Cela signifie simplement que pour ce parc et cette granularité des données, l'assuré devrait se protéger contre une variabilité de production interannuelle inférieure à 15%. Un résultat est évident : plus la variabilité choisie dans le contrat d'assurance paramétrique est élevée, plus l'assuré prend le risque de ne pas être indemnisé puisque les déclenchements de seuils sont moins nombreux et plus les tarifs sont bas.

Tout l'enjeu de l'assurance paramétrique est de déterminer des seuils intéressants pour répondre aux besoins de l'assuré mais également de trouver un juste milieu pour l'assureur entre les vitesses de vent réellement observées au cours des dernières années et les anticipations futures des vitesses de vent. Les primes pures affichées dans le Tableau 5.5 ne sont pas homogènes selon les 31 années de référence.

Toutefois, la part du tarif sur le chiffre d'affaires permet de mieux rendre compte du prix de l'assurance pour un producteur d'énergie. Le Tableau 5.7 indique que les primes pures calculées peuvent représenter jusqu'à 0,95% du chiffre d'affaires moyen (pour une variabilité de production interannuelle de 10%).

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	0,62%	0,51%	0,42%	0,32%	0,23%	0,16%	0,10%	0,04%	0,01%	0%	0%
1992-2022	0,69%	0,56%	0,43%	0,30%	0,21%	0,15%	0,08%	0,03%	0%	0%	0%
1993-2023	0,80%	0,64%	0,48%	0,32%	0,22%	0,13%	0,05%	0,02%	0%	0%	0%
1994-2024	0,93%	0,73%	0,54%	0,40%	0,27%	0,15%	0,07%	0%	0%	0%	0%
1995-2025	0,95%	0,72%	0,53%	0,37%	0,22%	0,10%	0%	0%	0%	0%	0%
1996-2026	0,87%	0,63%	0,44%	0,28%	0,14%	0,04%	0%	0%	0%	0%	0%
1997-2027	0,95%	0,69%	0,48%	0,29%	0,13%	0,03%	0%	0%	0%	0%	0%
1998-2028	0,95%	0,67%	0,46%	0,27%	0,11%	0,02%	0%	0%	0%	0%	0%
1999-2029	0,94%	0,70%	0,48%	0,30%	0,18%	0,13%	0,09%	0,06%	0,03%	0%	0%
2000-2030	0,79%	0,54%	0,32%	0,19%	0,13%	0,10%	0,07%	0,04%	0%	0%	0%
2001-2031	0,62%	0,39%	0,23%	0,14%	0,11%	0,08%	0,05%	0,02%	0%	0%	0%
2002-2032	0,51%	0,30%	0,18%	0,13%	0,10%	0,07%	0,03%	0%	0%	0%	0%
2003-2033	0,41%	0,25%	0,17%	0,10%	0,07%	0,04%	0%	0%	0%	0%	0%
2004-2034	0,49%	0,30%	0,19%	0,10%	0,07%	0,04%	0%	0%	0%	0%	0%
2005-2035	0,40%	0,25%	0,15%	0,09%	0,05%	0,02%	0%	0%	0%	0%	0%

TABLE 5.7 – Part du tarif par rapport au chiffre d'affaires annuel moyen selon les 31 années de référence pour le scénario RCP 2.6 et des données horaires (parc n°3)

Afin de répondre aux problématiques mentionnées au début de ce mémoire (cf. page 45), une comparaison plus détaillée des tarifs selon les différents scénarios du GIEC, selon la granularité de la base de données de départ et selon les parcs éoliens fera l'objet d'une prochaine section (Partie 5.3).

Nous avons également pensé à une dernière approche basée sur des simulations de Monte Carlo qui n'est pas présentée dans ce mémoire. Après l'identification des lois statistiques et des paramètres des vitesses de vent au niveau de chaque parc éolien (Annexe D), le principe était d'effectuer 1000 simulations (ou scénarios) de vitesses de vent de l'année à assurer (2022). Parmi ces 1 000 simulations, au moins un scénario devrait se rapprocher de la réalité. Cependant, les lois estimaient très bien le cœur de la distribution et non les valeurs extrêmes. Chaque année est pourtant constituée de vitesses de vent variant à plus ou moins grande échelle autour de la moyenne. Le vent est un processus complexe, très volatil et difficilement prévisible sur une année. Toute l'incertitude de ce produit d'assurance paramétrique repose sur la survenance de vents faibles ou forts au cours d'une année. Il est préférable de s'appuyer directement sur des mesures plutôt que de modéliser des vitesses de vent au cours d'une année. On risquerait en effet de surestimer ou au contraire sous-estimer ces valeurs extrêmes¹.

1. Notons que lorsque l'on parle de valeurs extrêmes, cela signifie que les valeurs que prennent les vitesses de vent sont bien en-dessous de 8 km/h (vitesse de vent moyenne pour qu'une éolienne tripale à axe horizontal tourne) et au-dessus de 90 km/h (vitesse d'arrêt obligatoire).

5.3 Confrontations des tarifs

Afin de répondre aux problématiques de mémoire concernant la granularité des données à utiliser en tant qu'assureur, il est nécessaire d'effectuer une comparaison sur les tarifs obtenus par les différentes séries temporelles que peut exploiter un assureur. Comme précédemment, nous allons présenter les résultats du parc n°3¹ et émettre une conclusion générale sur l'ensemble des 15 parcs éoliens étudiés.

5.3.1 Confrontation des mailles temporelles

Pour les extrapolations de vitesses de vent réalisées à partir des données de 10 m d'ERA5-Land sur 31 ans (1991-2021) du parc n°3, l'indemnisation ne se déclenche plus entre 18 et 20 % de variabilité de production interannuelle pour les mailles 1h et 3h, alors qu'elle se déclenche pour les mailles 12h et 24h. Pour les extrapolations réalisées à partir des données historiques de 100 m du parc n°3, nous observons qu'il n'y a plus de déclenchement d'indemnisation pour une variabilité de production supérieure à 17% pour les mailles horaires et 3h, 18% pour la maille 12h et 19% pour la maille 24h. Il semblerait que les mailles temporelles les plus agrégées (mailles 12h et 24h) aient tendance à obtenir des productions théoriques annuelles plus variables que les productions obtenues à la maille 1h ou 3h, expliquant ainsi la possibilité de négocier des pourcentages de variabilité de production plus élevés pour un assureur.

Plus la granularité des données sur lesquelles s'appuient les assureurs est fine (par exemple : données horaires), plus les tarifs seront bas. Effectivement sur la base des productions théoriques annuelles du parc n°3 allant de 1991 à 2021 obtenues à partir des données de 100 m, l'assureur calcule une prime pure de 5 314 € avec les données horaires tandis qu'il obtient 9 714 € avec les données journalières.

Ces résultats sont généralisables sur l'ensemble des 15 parcs éoliens : plus la granularité des données est fine, plus la variabilité entre les différentes productions annuelles est faible et cela se traduit par un tarif faible.

5.3.2 Confrontation des mailles spatiales

Pour une même maille temporelle, nous remarquons que les primes pures du parc n°3 sont bien plus élevées sur les données historiques extrapolées à partir de 10 m que celles à partir de 100 m.

En effet, un assureur qui s'appuie sur des données horaires de 1991 à 2021 (parc n°3) proposera une prime de 8 755 € si les extrapolations sont faites sur des vitesses de vent de surface, contre 5 314 € si les extrapolations se font depuis des vitesses de vent de 100 m de haut.

De même, les productions annuelles calculées sur les données de vent de 10 m offrent un plus large choix de variabilités de production interannuelle. Alors que les extrapolations de vitesses de vent depuis les données de 100 m ne permettent plus de déclenchement d'indemnisation à partir de 17 % pour la maille horaire, les extrapolations depuis les données de 10 m peuvent proposer respectivement une prime pure de 541 € et de 83 € pour un seuil de variabilité de 17 % et de 18 % pour le parc n°3.

Pour la majorité des 15 parcs éoliens, les primes pures calculées à partir des données extrapolées à partir de 10 m sont effectivement plus élevées et plus variables que celles des données extrapolées à partir de 100 m, à deux exceptions près : le parc n°7 et le parc n°14.

1. Des tableaux récapitulatifs des tarifs obtenus pour le parc n°3 sont en annexe : [A.28](#), [A.29](#), [A.30](#), [A.31](#), [A.32](#), [A.33](#), [A.34](#) et [A.35](#).

5.3.3 Confrontation des différents scénarios RCP

RCP 2.6

Si l'on regarde désormais les tarifs obtenus pour le parc n°3 en intégrant à la fois les données de vitesses de vent historiques et les projections climatiques suivant le scénario RCP 2.6, il semblerait que les mailles horaires et 3h offrent des résultats similaires. Les productions annuelles théoriques obtenues sur la période allant de 1999 à 2029 sont les plus dispersées puisqu'elles permettent le déclenchement d'indemnisation pour une variabilité de 17% pour les données extrapolées depuis 10 m et 18% pour celles extrapolées depuis 100 m. Tandis que les productions annuelles calculées sur les périodes de 1997 à 2028 et de 2003 à 2035 sont les moins dispersées.

Les données à la maille 12h présentent des différences prononcées de primes pures entre les données extrapolées à partir de 10 m et celles à partir de 100 m. Effectivement, les données extrapolées à partir de 100 m ne permettent plus le déclenchement d'indemnisation à partir d'une variabilité de production de 15% pour la période allant de 1996 à 2028. Tandis que les données extrapolées à partir de 10 m ne conduisent plus aux déclenchements d'indemnisation au-delà d'une variabilité de 19% pour cette même période. La maille temporelle de 24h rend compte du fait que plus on prend en compte les projections climatiques futures, plus l'indemnisation se déclenche à un pourcentage de variabilité interannuelle bas.

RCP 4.5

Pour les mailles horaires, 3h et 12h, les périodes de 2002 à 2035 offrent une variabilité de production interannuelle plus basse que les autres périodes alors que la période allant de 1994 à 2024 recense des productions annuelles bien plus dispersées entraînant un déclenchement d'indemnisation même avec une variabilité fixée à 20% dans le contrat d'assurance paramétrique.

La maille journalière présente des primes pures bien différentes que celles présentées à partir de données avec une granularité plus fine. Ce n'est plus la période de 2022 à 2035 qui est la moins variable sur les 31 années de référence choisies pour la tarification, mais la période de 1999 à 2030.

RCP 8.5

Quelle que soit la maille temporelle ou spatiale définie, les vitesses de vent projetées par rapport au scénario RCP 8.5 sont particulièrement dispersées et ont plus de chances d'entraîner un déclenchement d'indemnisation.

Toutefois, la période allant de 1993 à 2024 ne permet plus de déclenchement d'indemnisation au-delà d'une variabilité de production interannuelle respective de 16% et de 17% pour les données horaires extrapolées depuis des données de 10 m et de 100 m. Il en est de même pour les données agrégées à une maille de 3h. La maille temporelle de 12h confirme que la période allant de 1993 à 2024 ne permet pas d'indemniser au-delà d'une variabilité de production de 17% pour les données extrapolées depuis 100 m et 20% pour les données extrapolées depuis 10 m.

A la maille journalière, nous retrouvons le même résultat que celui du scénario RCP 2.6 : plus nous décalons les 31 années de référence de sorte à tenir compte des vents futurs, plus nous sommes susceptibles d'avoir un pourcentage de variabilité de production faible.

Pour résumer, les primes pures obtenues pour les différents scénarios RCP du GIEC à la maille horaire et à la maille 3h semblent présenter les mêmes caractéristiques (ordre de grandeur, déclenchement d'indemnisation...) pour chacun des 15 parcs éoliens. De plus, les productions théoriques annuelles obtenues à partir d'une fenêtre glissante de 1991 à 2035 connaissent un plus grand nombre de déclenchements d'indemnisation pour les vitesses projetées selon le scénario RCP 8.5.

Dans ce chapitre, nous avons présenté une méthode principale de tarification (cf. Figure 5.3), ainsi que la possibilité d'intégrer des prévisions de vent moyens futurs avec une fenêtre temporelle glissante. La tarification s'appuie sur des données de réanalyse historiques et témoigne des primes pures bien plus élevées pour les données très agrégées et les données extrapolées à partir de 10 mètres en raison de leur variabilité autour de la moyenne. Quant aux primes pures variant selon la fenêtre temporelle de référence, on observe des différences plus ou moins prononcées entre les extrapolées issues de 10 m ou 100 m, et entre les mailles temporelles selon les scénarios du GIEC. Soulignons que les vitesses de vent suivant le scénario RCP 8.5 sont bien plus variables autour de la moyenne que celles issues des scénarios RCP 2.6 et 4.5.

Après avoir proposé des primes pures propres à chaque parc et selon les données utilisées (maille temporelle, hauteur et scénario RCP), nous pouvons désormais nous pencher sur la question de diversification géographique du risque dans le but de pouvoir proposer un tarif unique à tous les assurés d'une même zone géographique.

Chapitre 6

Diversification géographique du risque

Le chapitre 2 avait déjà mentionné le challenge de diversification géographique du risque pour un assureur. Après avoir analysé l'exposition au risque des parcs éoliens situés dans différentes régions dans les chapitres 3 et 4, il est intéressant d'étudier les déclenchements d'indemnisation au fur et à mesure des années entre les différents parcs assurés.

6.1 Intérêt de l'étude

A priori, les parcs éoliens situés dans une même région sont exposés à un risque analogue de manque et d'excès de vent, d'autant plus que certains parcs éoliens sont situés à moins de 20 km de la même station météo. Alors que les parcs éoliens situés dans différentes régions sont plus susceptibles d'avoir des profils de vent se comportant de manière complètement décorrélés dans le temps. Nous avons en effet remarqué dans l'étude des vitesses de vent que le Sud se démarquait des autres régions françaises (notamment le Nord) par des vitesses avoisinant 2 à 2,5 m/s, mais également par une tendance haussière pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Les risques pour l'assureur sont de devoir indemniser la même année tous ses assurés et de devoir payer des montants conséquents en raison d'une année de manque de vent généralisée sur la majorité de la France. Avant de proposer un contrat d'assurance paramétrique à des producteurs d'énergie, ce dernier doit étudier les seuils d'indemnisation et les potentielles indemnisations futures qu'il sera dans l'obligation de régler. La diversification géographique devient alors cruciale pour pouvoir proposer le renouvellement de ses contrats d'assurance.

Nous allons donc établir une comparaison entre les risques respectifs portés par deux assureurs. Le premier assureur décide d'assurer deux parcs éoliens dans la région Hauts-de-France¹ (parcs n°2 et 3). Tandis que le second assureur préfère diversifier son risque en choisissant deux parcs éoliens implantés respectivement en Hauts-de-France et en Occitanie (parcs n°3 et 14). Nous creuserons cette étude de diversification géographique en augmentant le nombre de parcs éoliens assurés dans différentes zones de France définies sur la Figure 3.18 (parcs n°2, 3, 6 et 14).

1. Nous avons vu dans le chapitre 3 que le parc n°2 est le parc le plus au Nord de cette région et qu'il présente des vents en moyenne plus forts que les parcs n°1, 3 et 9. Rajoutons que le parc n°2 n'est pas situé à proximité de la même station météorologique que les parcs n°1,3 et 9.

On considèrera que l'assureur diversifie bien son risque lorsque sur plusieurs années¹ le non-déclenchement de seuil d'un parc est compensé par le déclenchement du deuxième parc assuré ou des autres parcs assurés. Nous allons le vérifier à travers une approche historique et une approche prédictive basée sur un des scénarios RCP du GIEC (RCP 8.5).

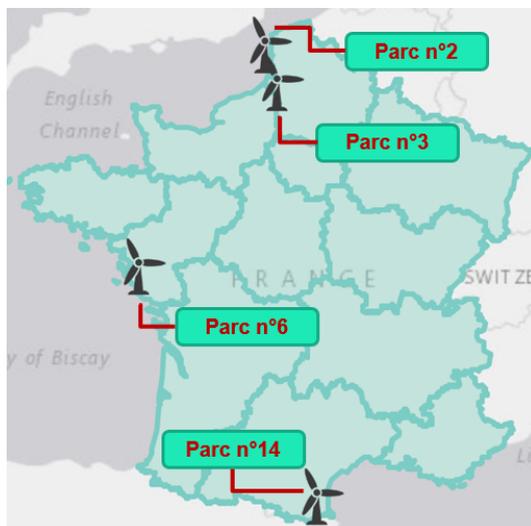


FIGURE 6.1 – Emplacements des 4 parcs éoliens choisis pour l'étude de diversification

6.2 Diversification du risque sous deux approches

La problématique de diversification géographique sera traitée entièrement à partir des bases de données de vitesses de vent horaires extrapolées à partir des données de 10 mètres et des bases de données de vitesses de vent projetées selon le scénario le plus pessimiste du GIEC (RCP 8.5). Nous utiliserons la première méthode de tarification décrite dans le chapitre 5.

6.2.1 Approche historique

Pour chaque parc éolien assuré, nous avons conservé les seuils d'indemnisation trouvés par la première méthode de tarification du chapitre 5. On étudie alors le nombre de non-dépassement(s) de seuil pour chaque année entre 1991 et 2021 et pour chaque parc assuré.

Parcs n°2 et 3

Pour le premier assureur qui couvre la volatilité des vents sur les parcs n°2 et 3, le risque n'est pas diversifiable puisque les déclenchements d'indemnisation se passent les mêmes années : 1997, 2003 et 2010 (cf. Tableaux A.36 et A.37). La différence que l'on peut souligner est que le parc n°3 est indemnisé en 2005 pour des variabilités de production de 10% à 13%, alors que le parc n°2 ne l'est pas pour une variabilité de production interannuelle comprise entre 10% et 20%.

1. Nous supposons que les producteurs d'énergie renouvellent chaque année leur contrat d'assurance paramétrique.

Relevons également qu'à partir du seuil de variabilité de production de 11%, le parc n°3 n'est plus indemnisé en 1997 alors qu'il l'est toujours pour le parc n°2. Pour l'année 2010, c'est le parc n°2 qui n'est plus indemnisé pour une variabilité de production allant au-delà de 15% tandis que le parc n°3 reste indemnisé jusqu'au seuil associé à une variabilité de 18%.

Notons que les productions théoriques annuelles du parc n°3 ont un ordre de grandeur bien supérieur au parc n°2, expliquant ainsi des montants d'indemnisation particulièrement élevés pour certaines années et certains pourcentages de variabilité de production. Mais nous avons indiqué dans le chapitre 3 que le parc n°2 faisait face à des vitesses de vent plus élevées et variables que le parc n°3.

Les rares occurrences de déclenchements d'indemnisation sur les 31 années d'historique pour les 2 parcs nous amènent à tout de même réfléchir sur la possibilité de couvrir ces deux parcs conjointement, à condition de choisir un pourcentage de variabilité de production interannuelle suffisamment élevé.

Parcs n°3 et 14

Le second assureur souhaitant diversifier son risque choisit d'assurer des parcs éoliens situés dans des régions différentes. *A priori*, le Nord et le Sud de la France présentent des profils de risque supposés être complètement différents et décorrélés. Les Tableaux A.37 et A.38 seront pris en référence pour cette étude analytique.

Nous remarquons que les indemnisations ne se produisent pas aux mêmes moments pour ces 2 parcs, sauf pour les années 1997 et 2003. Effectivement, des indemnisations sont enclenchées pour le parc n°14 et non pour le parc n°3 en 1993, 2006 et 2020. De même en 2005 et 2010, on retrouve des non-dépassements de seuil pour le parc n°3 et non pour le parc n°14.

Pour les années 1997 et 2003, les parcs sont indemnisés en même temps seulement pour des variabilités de production faibles. Le parc n°14 ne produisant pas suffisamment d'électricité en 1997, il sera indemnisé pour des variations de production comprises entre 10% et 19%. La même année, le parc n°3 ne se retrouve indemnisé que si son contrat couvre la variabilité de production interannuelle de 10%. Pour l'année 2003, le parc n°14 n'est couvert que si la variabilité de production est fixée entre 10% et 12% tandis que le parc n°3 est couvert jusqu'à une variabilité de 16%.

En résumé, il est préférable de choisir deux assurés de la même région¹ que deux assurés de régions différentes. Effectivement, l'assureur aura tendance à indemniser les assurés d'une même région les mêmes années, étant donné que les vitesses de vent sont fortement corrélées. Une bonne diversification géographique permet de décorréler les non-dépassements de seuil entre les différentes années de couverture.

Parcs n°2, 3, 6 et 14

En élargissant les zones géographiques assurées (Hauts-de-France, Occitanie, Pays de la Loire), l'assureur se retrouve à indemniser 4 parcs éoliens en 2003. Il en assure 3 en 1997 et 2 en 2010.

Toutefois sur des variabilités de production plus élevées que 10%, l'assureur se retrouve à indemniser moins de parcs éoliens. Par exemple pour l'année 2003, l'indemnisation s'enclenche entre 10% et 16% pour les parcs n°2 et n°3, entre 10% et 12% pour le parc n°14, et entre 10 et 11% pour le parc n°6 (cf. Tableaux A.36, A.37, A.39 et A.38).

1. Les parcs éoliens n°2 et 3 sont pourtant éloignés de 50 km.

En revanche quand le parc n°6 est indemnisé en 2011 et en 2017, les autres parcs produisent suffisamment afin de ne pas être en-dessous du seuil d'indemnisation. Il en est de même pour le parc n°14 qui est le seul parc à être indemnisé en 1993 et en 2020 pour des variabilités inférieures à 13%, mais également en 2006 pour des variabilités inférieures à 16%. Ainsi sur les années 1993, 2005, 2006, 2011, 2017 et 2020, les non-dépassements de seuil de certains parcs sont compensés par le dépassement de seuil des autres parcs assurés.

Cette partie permet de se rendre compte que l'ensemble de la France peut faire face à un phénomène de sécheresse de vent (comme en 2003), entraînant l'indemnisation de plusieurs parcs éoliens la même année. Toutefois, le non-dépassement de seuil peut être spécifique à une région et être compensable par le dépassement de seuil des autres parcs éoliens assurés.

6.2.2 Approche future (scénario RCP 8.5)

Les productions théoriques annuelles issues des vitesses de vent projetées selon le scénario RCP 8.5 ont tendance à être plus souvent indemnisées que celles issues des scénarios RCP 2.6 et 4.5.

Nous allons vérifier si les conclusions émises précédemment sur les données historiques sont validées pour les productions théoriques annuelles estimées de 2022 à 2035.

Parcs n°2 et 3

Si nous conservons les seuils d'indemnisation de l'approche historique et qu'on les confronte aux prévisions de production théorique annuelle sur la période postérieure à 2021, nous remarquons que les prévisions de productions théoriques induisent des non-dépassements de seuil réguliers pour les parcs n°2 et 3.

Les seules années où le parc n°2 n'est pas indemnisé sur les 14 années futures étudiées (cf. Tableau A.40) sont 2024, 2026 et 2035. Quant au parc n°3, l'assureur doit indemniser le producteur d'énergie pour toutes les années où la variabilité de production est entre 10% et 11%. A partir du seuil de variabilité de 16%, le parc n°2 n'est indemnisé qu'en 2027 et en 2032 et il est capable de compenser en partie les non-dépassements de seuil du parc n°3 en 2023, 2025, 2028, 2029, 2031, 2033 et 2034.

Les risques respectifs ne semblent pas diversifiables puisque les non-dépassements de seuil du parc n°2 ne sont aucunement compensés par les dépassements du parc n°3.

Parcs n°3 et 14

Face aux non-dépassements de seuils quasi-systématiques du parc n°3, les indemnisations du parc n°14 restent fortuites. En effet, elles se déclenchent avec les productions théoriques annuelles de 2024, 2026 et de 2031, et avec un pourcentage de variabilité entre 10% et 12%.

Les dépassements de seuil du parc n°14 et l'ensemble des primes collectées sont donc capables de compenser la majorité des non-dépassements de seuil du parc n°3, en particulier si la variabilité de production est fixée au-delà de 12%.

Parcs n°2, 3, 6 et 14

Si nous regroupons l'ensemble des indemnités prévues pour les parcs 2, 3, 6 et 14, les parcs n°6 et 14 sont capables de compenser les dépassements de seuil des parcs n°2 et 3. Soulignons qu'une variabilité de production supérieure à 18% ne devrait entraîner que l'indemnité du parc n°3 et serait entièrement compensée par les non déclenchements d'indemnité des parcs n°2, 6 et 14.

Ainsi, la diversification existe mais dépend du seuil d'indemnité choisi au début du contrat ou lorsqu'il est renégocié chaque année. Il est préférable de couvrir des parcs éoliens implantés dans différentes régions de France afin que la condition de compensation des indemnités au cours du temps ait plus de chances de se réaliser. Pour résumer, cette partie montre la nécessité de diversifier son risque et de revoir les seuils d'indemnité chaque année afin de ne pas se retrouver comme dans le cas du parc n°3 où les indemnités sont quasi-systématiques. En effet, il faut que la survenance de non-dépassement reste occasionnelle.

6.3 Structures de dépendance des séries temporelles

Pour concevoir la possibilité de diversifier les risques associés à deux ou plusieurs parcs éoliens, un assureur peut également identifier une certaine corrélation ou décorrélation entre les séries temporelles de vitesses de vent. Deux séries temporelles décorrélatées apparaissent diversifiables dans le temps. Il peut être intéressant d'étudier les structures de dépendances entre les séries temporelles de vitesses de vent, que ce soit à travers un coefficient de corrélation linéaire mais également à travers des méthodes non paramétriques.

Dans la suite de cette étude, nous serons amenés à nous appuyer sur le coefficient de Pearson et sur la méthode d'estimation par noyau de densité (*Kernel Density Estimation* en anglais).

Le **coefficient de Pearson** noté r est un coefficient de corrélation compris entre -1 et 1, qui capture le degré de relation linéaire entre deux variables aléatoires continues. Il se calcule ainsi :

$$r = \frac{Cov(X, Y)}{\sqrt{Var(X) \cdot Var(Y)}} \quad (6.1)$$

où $Cov(X, Y) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})$ ¹, et, X et Y les variables aléatoires étudiées.

Une valeur négative du coefficient signifie que lorsqu'une valeur des deux variables augmente, l'autre diminue. Tandis qu'une valeur positive signifie que les deux variables évoluent dans le même sens. Si X et Y sont parfaitement corrélées alors $r = 1$ et $r = -1$. Une forte corrélation linéaire positive se traduit par un coefficient proche de $r = 1$, tandis qu'une forte corrélation linéaire négative se traduit par un coefficient proche de $r = -1$. S'il n'existe pas de relation linéaire entre les deux variables continues, le coefficient de Pearson est fixé à zéro.

La distribution des données dans l'espace vectoriel auquel elles appartiennent peut-être décrite par une densité de probabilité. En effet, la librairie *Seaborn* sous Python permet avec la **méthode d'estimation par noyau de densité** (méthode non-paramétrique) de retracer la distribution de probabilité des données d'une variable par rapport aux données d'une autre variable. Par défaut, *Seaborn* utilise un noyau gaussien. Pour notre étude, la distribution est représentée par un graphique de contour² (ou courbe de niveaux en deux dimensions) décrivant la relation entre les deux variables.

1. \bar{X} et \bar{Y} sont les moyennes des variables X et Y , présentes dans la formule de covariance.

2. Graphique obtenu par la fonction `kdeplot()`.

Les contours indiquent les différents niveaux de densité des données pour estimer cette fonction de densité de probabilité conjointe. On dit qu'un vecteur aléatoire bivarié (ou à 2 variables) (X,Y) a une fonction de densité de probabilité conjointe $(f_{(X,Y)} : \mathbb{R}^2 \mapsto \mathbb{R})$ si les conditions suivantes sont satisfaites :

1. $\iint f_{(X,Y)}(x,y) dx dy = 1$
2. $f_{(X,Y)}(x,y) \geq 0, \forall (x,y) \in \mathbb{R}$

La fonction de densité $f_{(X,Y)}$ caractérise la loi du vecteur aléatoire (X,Y) en représentant la distribution de la masse de probabilité dans le plan.

La fonction *Pairplot()* aura pour objectif de visualiser la distribution univariée de toutes les variables d'un ensemble de données (en diagonale) mais également toutes leurs relations de dépendance par paires de variables. *Regardons les dépendances qui existent entre les séries temporelles des différents parcs assurés (parcs n°2,3,6 et 14).*

Parcs n°2 et 3

Le premier assureur couvrant le risque de perte de rendement des parcs n°2 et n°3 peut étudier la distribution empirique des vitesses de vent passées de chacun des parcs. La Figure 6.2 indique que les histogrammes des vitesses de vent (en diagonale) sont similaires entre les deux parcs. La majorité des vitesses de vent est située entre 5 et 15 m/s sur les 31 années d'historique.

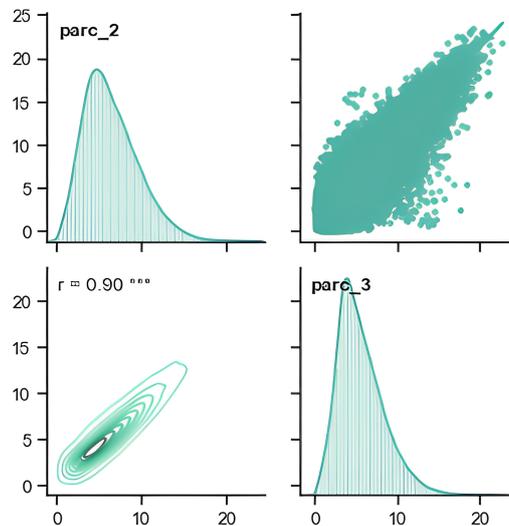


FIGURE 6.2 – Dépendances entre les vitesses de vent passées (ERA5-Land) des parcs n°2 et n°3

Si l'on croise les vitesses de vent des deux parcs, on remarque sur le graphique en nuage de points (en haut à droite) une forte corrélation linéaire croissante. Le coefficient de Pearson est effectivement estimé à 0,90. Quant au graphique de contours (en bas à gauche), on sait que si les lignes de contour sont proches les unes des autres alors les valeurs changent rapidement et on est capable d'identifier les différentes masses de probabilité. On observe des contours très rapprochés autour de 5 m/s. Ce graphique permet de rendre compte de la forte corrélation linéaire entre les vitesses de vent historiques des deux parcs.

Si nous adoptons une approche prédictive à travers les vitesses de vent obtenues à partir de **CMIP5** et de **CORDEX** sur la plage temporelle allant de 2022 à 2035, la Figure 6.3 révèle que les vitesses de vent futures du parc n°3 sont en moyenne davantage dispersées entre 0 et 10 m/s que celles du parc n°2. Cette observation se traduit par un coefficient de Pearson plus faible qu'avec les vitesses de vent passées, soit 0,52. La relation entre les vents des deux parcs reste positive mais elle est moins forte. La corrélation est surtout observable au niveau de 5 m/s : le graphique de contour montre une forte masse de probabilité concentrée au niveau de cette valeur.

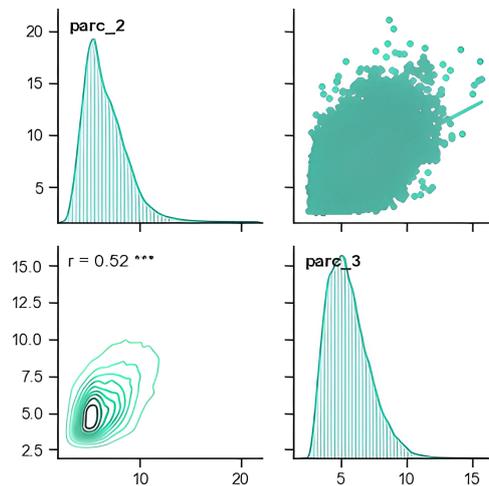


FIGURE 6.3 – Dépendances entre les vitesses de vent futures (**CORDEX-CMIP5**) des parcs n°2 et n°3

Parcs n°3 et 14

Le deuxième assureur souhaite diversifier les risques spécifiques aux parcs n°3 et n°14. Le coefficient de Pearson indique une faible corrélation linéaire entre les vitesses de vent passées de ces 2 parcs, soit 0,10. Plus les vitesses de vent sont décorrélatées, plus le risque total est diversifiable. Graphiquement, il ne semble pas y avoir une relation linéaire identifiable sur le graphique de nuage de points.

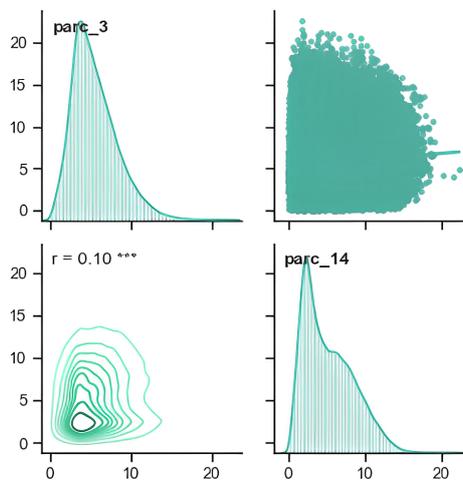


FIGURE 6.4 – Dépendances entre les vitesses de vent passées (**ERA5-Land**) des parcs n°3 et n°14

Les vitesses de vent futures de 2022 à 2035 apparaissent moins corrélées que les vitesses de vent passées de 1991 à 2021, avec un coefficient de Pearson désormais à 0,01. Alors les vitesses de vent du parc n°14 sont étalées et variables entre 0 et 10 m/s, les vitesses de vent futures du parc n°3 sont concentrées au niveau de 5 m/s. Ainsi, les risques associés aux deux parcs sont décorrélés et donc bien diversifiables, contrairement aux parcs n°2 et n°3.

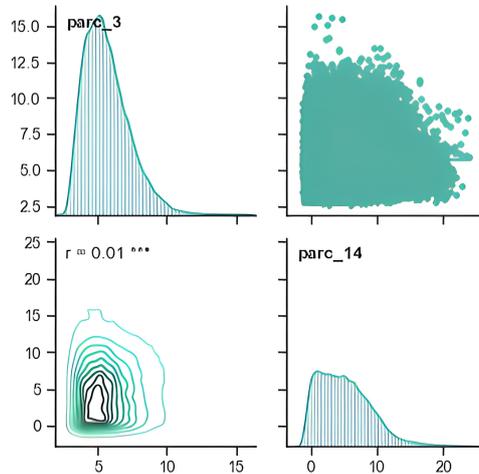


FIGURE 6.5 – Dépendances entre les vitesses de vent futures (CORDEX-CMIP5) des parcs n°3 et 14

Parcs n°2, 3, 6 et 14

Un assureur souhaitant composer son portefeuille d'assurance des parcs n°2, 3, 6 et 14 pourra faire face à davantage de profils de vent diversifiables. Nous remarquons avec la Figure 6.6 que les vitesses de vent du parc n°14 ne sont pas corrélées linéairement aux vitesses de vent des autres parcs du portefeuille.

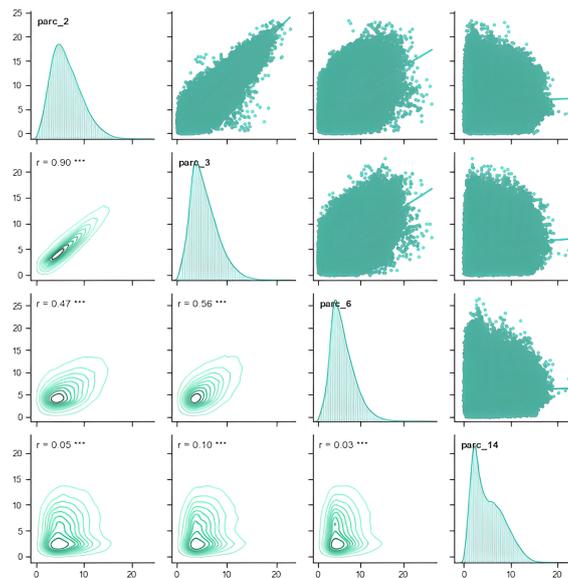


FIGURE 6.6 – Dépendances entre les vitesses de vent passées (ERA5-Land) des parcs n°2, 3, 6 et 14

Les vitesses de vent passées au niveau du parc n°6 sont corrélées positivement avec les vitesses de vent passées des parcs n°2 et 3. Les corrélations observées entre certains parcs, comme les parcs n°2 et 3, sont compensées par les décorrélation des séries de vitesses de vent au niveau d'autres parcs, comme les parcs n°6 et 14.

La Figure 6.7 visualise les relations existantes entre chacune des séries temporelles de vitesses de vent futures au niveau des 4 parcs éoliens assurés. Si l'on s'appuie sur le coefficient de Pearson, les corrélations sont plus importantes pour les vitesses de vent futures, hormis entre les parcs n°3 et n°14, et entre les parcs n°2 et 14. La diversification géographique reste possible mais différentes combinaisons de vitesses de vent de parcs éoliens permettront de réduire le risque lié au portefeuille.

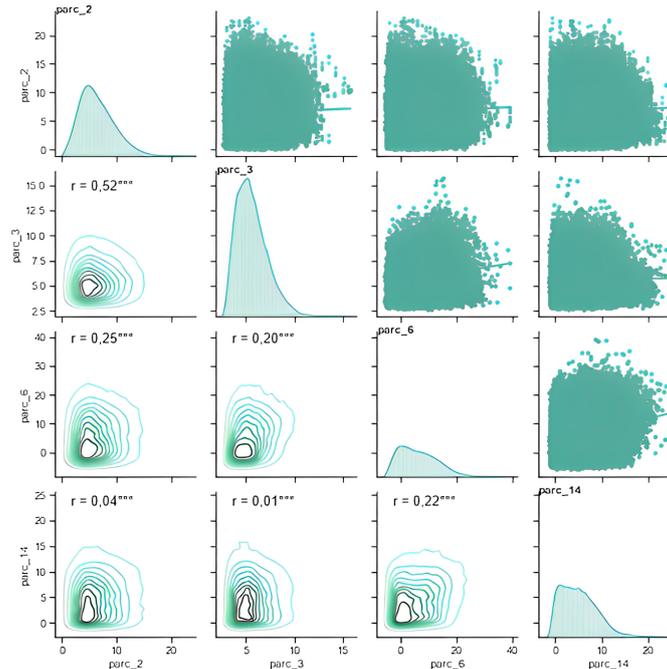


FIGURE 6.7 – Dépendances entre les vitesses de vent futures (CORDEX-CMIP5) des parcs n°2, 3, 6 et 14

Pour résumer, la diversification géographique du risque de manque ou d'excès de vent reste possible sur le territoire français. Cependant, on admet que cette diversification peut se réaliser à plus ou moins petite échelle. On assiste effectivement à une tendance baissière des vitesses de vent généralisée sur la majorité du territoire. Il serait donc plus intéressant d'étendre la zone d'étude à d'autres pays d'Europe afin d'être confronté à divers profils de vent et de garantir que le non-dépassement de seuil d'un parc d'une année donnée soit compensé par le dépassement de seuil d'autres parcs assurés.

Conclusion

Bien que le vent soit une ressource gratuite, exploitable et (presque) inépuisable, les producteurs d'énergie doivent s'assurer contre la survenance de vents trop faibles ou au contraire trop forts. Les éoliennes ne tournent que dans un certain intervalle de vitesses de vent et cet intervalle est propre à chaque modèle de turbine. Ainsi, le chiffre d'affaires annuel d'un producteur d'énergie est fortement dépendant de si les éoliennes ont pu tourner suffisamment longtemps dans l'année et donc si les vitesses de vent étaient bien comprises dans l'intervalle de fonctionnement.

Le mémoire porte sur la mise en place d'un produit d'assurance paramétrique annuel et renouvelable proposé spécifiquement aux producteurs d'énergie éolienne afin de les protéger contre la volatilité du vent dans le temps et dans l'espace. Le produit garantit un niveau de production d'électricité minimum chaque année, permettant aux producteurs de gagner un chiffre d'affaires suffisamment élevé pour rembourser les prêts liés aux financements des parcs éoliens.

L'ensemble des étapes nécessaires de l'extraction des vitesses de vent sur un lieu donné jusqu'à la construction de l'indice¹ et la détermination du prix de l'assurance (la prime pure) présente de multiples incertitudes. Le cœur du produit d'assurance repose donc sur la fiabilité des données employées et de leurs traitements. 15 parcs éoliens *onshore* situés dans différentes régions en France ont fait l'objet de notre étude de couverture d'assurance paramétrique.

Réponses aux problématiques

La tarification a été établie depuis des données de réanalyse ou des *mesures* reconstituées et ajustées pour correspondre à un des emplacements de parcs éoliens souhaités. Adoptant une approche historique, l'assureur transforme les vitesses de vent moyennes horaires sur 31 années passées en des productions théoriques annuelles. Ces dernières seront essentielles pour déterminer les seuils d'indemnisation, en-dessous desquels on considère que le parc éolien n'a pas suffisamment produit d'électricité et peut bénéficier automatiquement d'une indemnisation. La méthode de tarification proposée est simple, objective et ne nécessite que des vitesses de vent en *input*.

Au lieu de modéliser des vitesses de vent futures par des simulations de Monte Carlo et d'opter pour une approche probabilistique, l'assureur peut constituer sa tarification en mêlant de vraies *mesures* passées de vitesses de vent et des projections climatiques établies par la collaboration d'un ensemble d'experts du climat. Etant donné que l'assureur a la possibilité de revoir sa tarification en intégrant chaque année des données de vent à jour et de revoir les seuils proposés, il est intéressant d'étudier l'homogénéité des primes pures calculées en intégrant les projections climatiques. A l'issue de cette étude, nous avons pu constater de la volatilité des données de vitesses de vent et de la non homogénéité des primes calculées selon les données de référence utilisées.

1. L'indice correspond à la somme de toutes les productions d'électricité théoriques horaires sur un an, soit la production théorique annuelle.

Au-delà de se questionner sur l'évolutivité des données de vitesses de vent, l'assureur doit prendre conscience des effets de l'agrégation des données pour chacune des étapes réalisées. Nous avons comparé les résultats des données horaires avec ceux des données obtenues aux mailles 3h, 12h et 24h. Nous avons conclu que la maille journalière ne permettait pas de rendre compte avec suffisamment de précision des périodes de manque ou d'excès de vent au cours d'une année, et qu'elle entraînait une surestimation des primes pures. Toutefois, les données agrégées à la maille 3h présentaient des résultats quasiment identiques à la maille horaire, que ce soit en termes d'identification des vitesses de vent extrêmes, de lois de probabilité mais aussi de primes pures. Il serait intéressant pour un assureur d'agrèger des données horaires en une maille 3h pour offrir un réel gain de temps de calcul et de stockage de données. N'ayant étudié que 4 mailles temporelles, il est possible d'approfondir l'étude de ce mémoire, en cherchant la maille optimale intermédiaire entre la maille 3h et la maille 12h.

Une étude de la hauteur de *mesures* de vitesses de vent utilisées pour l'étape d'extrapolation au niveau du moyeu d'une éolienne avait également été réalisée. Il semblerait qu'il n'y ait pas de réel impact à prendre des *mesures* de 10 m ou de 100 m dans la tarification. Nous avons seulement constaté que les vitesses de vent extrapolées à partir des données de 100 m sont plus élevées que celles effectuées à partir de 10 m, et par conséquent ont des primes pures plus faibles.

La dernière problématique de l'assureur est relative à la diversification du risque. Effectivement, le vent reste un phénomène très volatil et difficilement prévisible sur un an. Le dernier chapitre a pu rendre compte du fait qu'il était nécessaire de choisir des parcs éoliens présentant des profils de vent différents et non situés dans la même zone géographique. La diversification du risque de manque et d'excès de vent est d'autant plus possible puisque nous observons des tendances à la hausse dans le Nord et des tendances à la baisse dans le Sud-Est.

Produit à parfaire & Autres perspectives d'étude

Le produit d'assurance paramétrique proposé dans ce mémoire présente quelques limites qui mériteraient d'être affinées avec des études complémentaires. Nous allons lister ci-après l'ensemble des limites.

La première limite concerne le **choix d'un coefficient de rugosité fixe dans le temps** (spécifique à chaque parc) dans la formule d'extrapolation 3.2. Dans son mémoire d'actuariat, T. RAYNAL [33] avait également mentionné qu'*en pratique, [le coefficient] est amené à évoluer au fil des années*. En effet, ce coefficient devrait s'adapter aux différentes périodes de l'année. De même, la thèse de B. JOURDIER [24] révèle que prendre un α constant signifie que l'extrapolation réalisée *conserve le cycle diurne observé à 10 m qui est juste transposé en altitude alors qu'en réalité le cycle diurne en altitude est tout autre*.

La deuxième limite concerne la **détermination de la production d'électricité par modèle d'éolienne**. Nous faisons confiance aux constructeurs de turbine qui délivrent les courbes de puissance théoriques. Ces dernières correspondent à des conditions dites classiques (masse du volume de l'air de 1,225 kg par mètre cube, température de 15°C) qui peuvent être difficilement rencontrables sur certains sites éoliens. En général, les courbes de puissance surestiment le potentiel éolien. La thèse de B. JOURDIER mentionne les courbes de puissance réelles et observées, ainsi que les multiples pertes de production. Il aurait été intéressant de comparer les courbes de puissance de *The Wind Power* avec les données réelles de production d'électricité des différents modèles d'éoliennes. Ce mémoire constitue une étude de cas qui n'utilise pas de données réellement mesurées sur le terrain et qui implique de poser un certain nombre d'hypothèses avec les données alternatives.

Par exemple, nous avons supposé qu'il n'y avait aucun effet de sillage alors qu'en pratique, ces effets doivent être pris en compte. B. JOURDIER ajuste effectivement les courbes de puissance théoriques fournies par les constructeurs, en appliquant *une transformation linéaire équivalant à une multiplication des vitesses de vent par un [certain] facteur a*.

La troisième limite porte sur la **non prise en compte de la direction des vents**. En effet, nous avons fait l'hypothèse que toutes les éoliennes étaient équipées d'un dispositif d'orientation permettant aux éoliennes de s'adapter aux changements de direction du vent. Toutefois, l'adaptation instantanée du rotor à chaque nouvelle direction du vent est une hypothèse forte qui n'est pas vérifiée dans la réalité. Il aurait été plus juste d'exploiter le suivi des déviations du vent de sa trajectoire principale avec la formule 3.1.1 et de réaliser des roses des vents. Notons que la vitesse des vents est le paramètre essentiel pour déterminer le productible d'un parc éolien, mais ce dernier peut être amené à être dégradé selon les déviations du vent ne permettant pas d'emmagasiner de façon optimale l'énergie cinétique du vent.

La quatrième limite est que cette étude aurait nécessité **l'appui d'experts du climat**. En plus d'avoir une incertitude qui pèse sur la précision des données de réanalyse de vitesses de vent sur les 15 points géographiques choisis, nous repons notre deuxième méthode de tarification sur des projections climatiques (CORDEX-CMIP5) de vitesses de vent issues de 3 scénarios RCP du GIEC. Ces projections ont fait l'objet d'ajustements pour respecter une certaine cohérence avec les données ERA5-Land. Il aurait donc été appréciable de connaître la vision d'un climatologue face à ces ajustements de données. Il aurait été plus "juste" de s'appuyer sur les derniers scénarios du GIEC (SSP_{x-y}) et sur les "runs" de modèles climatiques distincts constituant CMIP6 qui possède une meilleure résolution spatiale que CMIP5.

La cinquième limite à soulever est la **compétitivité de ce produit sur le marché de l'assurance**. Nous avons présenté le produit d'assurance et nous avons proposé des méthodes de tarification dans le chapitre 5. Est-ce que ce produit répond aux besoins de producteurs d'énergie des éoliennes ? Il serait peut-être plus intéressant de proposer un produit d'assurance hybride qui intégrerait non seulement la couverture de la volatilité des vitesses de vent mais aussi la couverture contre diverses sources de perte de production énergétique : arrêts planifiés pour des maintenances, mauvaises performances des machines à cause du gel, casses liées à des événements climatiques...

La sixième limite se rapporte à **l'évolution du prix de l'électricité**. Effectivement, nous avons fixé le prix de revente de l'électricité issue des éoliennes *onshore* à 0,082 €/kWh. Il s'agit d'un tarif fixe pour les dix premières années d'exploitation des éoliennes implantées avant 2016. Ce tarif varie au bout de la 11e année d'exploitation entre 2,8 à 8,2 centimes le kWh selon la zone géographique. Nous avons fait l'hypothèse que l'électricité était vendue au tarif réglementé et non au prix de marché. Dans le cas où un producteur d'énergie éolienne choisirait l'option de revendre son électricité au prix de marché, il faudrait que le contrat d'assurance paramétrique soit basé sur un indice reflétant à la fois la volatilité du prix de l'électricité et la volatilité des vitesses de vent, comme **EPEX SPOT x Speedwell Wind Power Index**. L'assureur pourrait également faire un travail de recherche sur la cyclicité du prix de l'électricité au cours des différentes périodes de l'année.

La dernière limite à mentionner concerne la **diversification géographique**. Le chapitre 6 nécessiterait d'être davantage étendu. En effet même si la France est constituée de paysages variés et donc de divers profils de vent, on pourrait étendre l'analyse à d'autres pays d'Europe et exploiter davantage la diversification géographique des risques de manque et d'excès de vent.

Bibliographie

- [1] AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE. *L'éolien en 10 questions : produire de l'électricité avec le vent.* (2019), URL : <https://librairie.ademe.fr/cadic/1418/guide-pratique-eolien-en-10-questions.pdf%5C%3Fmodal%5C%3Dfalse>.
- [2] AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE. *Étude ADEME : Les énergies renouvelables, des filières de plus en plus compétitives.* (2020), URL : <https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2020/01/CP-cout-des-ENR-20012020-vdef.pdf>.
- [3] ASSOCIATION DANOISE DE L'INDUSTRIE ÉOLIENNE. *Le dispositif d'orientation de l'éolienne.* (2013), URL : <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%5C%20web/fr/tour/wtrb/yaw.htm>.
- [4] BESLIN, G. et MULTON, B., *Production d'électricité éolienne : de la caractérisation du gisement éolien aux technologies d'aérogénérateurs*, 2016.
- [5] BOUKHEZZAR, B., *Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable*, thèse de doct., Université Paris Sud-Paris XI, 2006. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00272933/>.
- [6] CENTRE NATIONAL DE RECHERCHES MÉTÉOROLOGIQUES. *Modèle de prévision numérique du temps : ARPEGE.* (2014), URL : <https://www.umr-cnrm.fr/spip.php?article121>.
- [7] CLIMATE DATA STORE. *ERA5-Land hourly data from 1950 to present.* (2019), URL : <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-land?tab=overview>.
- [8] CLIMATE INFORMATION. *What is CMIP and CORDEX ?* (2020), URL : <https://climateinformation.org/data-variables/cmip5-and-cordex/>.
- [9] CONNAISSANCE DES ÉNERGIES. *Quels sont les constituants d'une éolienne ?* (2013), URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quels-sont-les-constituants-dune-eolienne>.
- [10] COPERNICUS. *ESOTC 2021.* Rapport (annuel) européen sur l'état du climat, Focus sur les vents faibles de 2021. (2022), URL : <https://climate.copernicus.eu/esotc/2021/low-winds>.
- [11] DRIAS. *Les scénarios d'émission.* (2022), URL : <http://www.drias-climat.fr/accompagnement/sections/175>.

- [12] ECMWF-CONFLUENCE-WIKI. *ERA5-Land : data documentation*. (2022), URL : <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5-Land%5C%3A+data+documentation>.
- [13] EDF. *L'éolien en chiffres*. Chiffres de 2018 et 2019. (2021), URL : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/l-eolien-en-chiffres>.
- [14] ENERGIE+. *Rendement des éoliennes*. (2010), URL : <https://energieplus-lesite.be/theories/eolien8/rendement-des-eoliennes/>.
- [15] FAYOLLE, J. et MATHIS, A., *Tendances et cycles stylisés dans les pays du G7-Une approche stochastique*, *Revue de l'OFCE*, t. 47, n° 1, p. 201-233, 1993.
- [16] FINAS, B. et GILLES, S., *La gestion indicelle du risque climatique : Application à l'énergie éolienne*, Mémoire d'actuariat, ENSAE ParisTech, 2011. URL : <https://www.institutdesactuaire.com/docs/mem/dd2cdefa58b05a8b1edbed3764ce516b.pdf>.
- [17] FRANCE ASSUREURS. *Impact du changement climatique sur l'assurance à l'horizon 2050*. (2021), URL : https://www.franceassureurs.fr/wp-content/uploads/2022/09/vf_france-assureurs_impact-du-changement-climatique-2050.pdf.
- [18] FRANCE ENERGIE EOLIENNE. *L'éolien terrestre en chiffres*. (2020), URL : <https://fee.asso.fr/eolien-terrestre/>.
- [19] GRENIER, D., *Modernisation des données de réanalyse pour WEST et impact sur le potentiel éolien analysé : implantation des réanalyses ERA5*, thèse de doct., École de technologie supérieure, 2021. URL : http://espace.etsmtl.ca/id/eprint/2801/1/GRENIER_David.pdf.
- [20] GUILLIN, A. et CREMONA, C., *Développement d'algorithmes de simulation de champs de vitesse au vent*. 1997.
- [21] INSTITUT NATIONAL DES SCIENCES APPLIQUEES DE ROUEN. FOURNOT E. ET AL. *Dimensionnement d'une installation éolienne et modélisation d'une pale d'éolienne*. Référence du projet : STPI/P6-3/2009 – 41. (2009), URL : <https://www.studocu.com/row/document/ecole-des-hautes-etudes-commerciales/finance/cours-eolien-it-gives-good-definitions/8268505>.
- [22] IPCC. *Site internet du GIEC*. (2022), URL : <https://www.ipcc.ch/languages-2/francais/>.
- [23] JACOBSON, M. Z. et KAUFMAN, Y. J., *Wind reduction by aerosol particles*, *Geophysical Research Letters*, t. 33, n° 24, 2006.
- [24] JOURDIER, B., *Ressource éolienne en France métropolitaine : méthodes d'évaluation du potentiel, variabilité et tendances*, thèse de doct., Ecole Doctorale Polytechnique, 2015. URL : https://www.researchgate.net/profile/Benedicte_Jourdier/publication/286462919_Wind_resource_in_metropolitan_France_assessment_methods_variability_and_trends/links/5bec58ada6fdcc3a8dd58899/Wind-resource-in-metropolitan-France-assessment-methods-variability-and-trends.pdf.

- [25] LESECHOS. *Les cinq chocs de l'année folle de l'énergie*. (2022), URL : <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/les-cinq-chocs-de-lannee-folle-de-lenergie-1892508>.
- [26] MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE. (2022), URL : <https://www.ecologie.gouv.fr/eolien-terrestre>.
- [27] MOURAD, L., *Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur*, thèse de doct., Ph. D. thesis, Université Aboubakr Belkaid–Tlemcen–Faculté de Technologie, 2016. URL : https://www.researchgate.net/profile/Mourad-Loucif/publication/338007588_Synthese_de_lois_de_commande_non-lineaires_pour_le_controle_d'une_machine_asynchrone_a_double_alimentation_dediee_a_un_systeme_aerogenerateur/links/5dfa0daf299bf10bc363715c/Synthese-de-lois-de-commande-non-lineaires-pour-le-controle-dune-machine-asynchrone-a-double-alimentation-dediee-a-un-systeme-aerogenerateur.pdf.
- [28] MUÑOZ-SABATER, J., DUTRA, E., AGUSTI-PANAREDA, A. et al., *ERA5-Land : A state-of-the-art global reanalysis dataset for land applications*, *Earth System Science Data*, t. 13, n° 9, p. 4349-4383, 2021.
- [29] NAJAC, J., *Impacts du changement climatique sur le potentiel éolien en France : une étude de régionalisation*, thèse de doct., Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2008. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00365068>.
- [30] OBSERVATOIRE NATIONAL SUR LES EFFETS DU RÉCHAUFFEMENT CLIMATIQUE. *Découvrir les nouveaux scénarios RCP et SSP utilisés par le GIEC*. (2013), URL : <https://www.parc-golfe-morbihan.bzh/medias/2016/11/Les-sce%5C%CC%5C%81narios-du-GIEC.pdf>.
- [31] POBOČIKOVÁ, I., SEDLIAČKOVÁ, Z. et MICHALKOVÁ, M., *Application of four probability distributions for wind speed modeling*, *Procedia engineering*, t. 192, p. 713-718, 2017.
- [32] PROJET MATHÉMA-TIC. *Fonction de densité conjointe et couple de variables aléatoires continues*. (2016), URL : https://mathematic.moodle.deccllic.qc.ca/pluginfile.php/2234/mod_resource/content/1/Fonction%5C%20de%5C%20densit%5C%C3%5C%A9%5C%20conjointe.pdf#:~:text=Une%5C%20fonction%5C%20de%5C%20densit%5C%C3%5C%A9%5C%20%5C%C3%5C%A0,exemple%5C%20un%5C%20rectangle%5C%20du%5C%20plan..
- [33] RAYNAL, T., *Parc éolien et vitesses de vent : gestion de l'aléa de production*, Mémoire d'actuariat, Université de Paris-Dauphine, 2022. URL : <https://www.institutdesactuaires.com/docs/mem/e6e181ac4a2af66da58ed9f100d71817.pdf>.
- [34] RÉSEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITÉ. *Bilan électrique*. (2020), URL : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-03/Bilan%5C%20electrique%5C%202020_0.pdf.
- [35] RÉSEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITÉ. *éCO2mix - La production d'électricité par filière*. (2021), URL : <https://www.rte-france.com/eco2mix>.

- [36] SERVICE DES DONNÉES ET ETUDES STATISTIQUES. *Production brute et consommation d'électricité*. Données mises à disposition sur le site de l'INSEE. (2022), URL : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015872>.
- [37] SIA PARTNERS. *Etude de l'évolution de la vitesse du vent en France et son impact sur le mix énergétique*. Etude en interne, Equipe Data Science. (2021).
- [38] SOHONI, V., GUPTA, S. et NEMA, R., *A comparative analysis of wind speed probability distributions for wind power assessment of four sites*, *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, t. 24, n° 6, p. 4724-4735, 2016.
- [39] SPERA, D. et RICHARDS, T., *Modified power law equations for vertical wind profiles*, *Proceedings of the Conference and Workshop on Wind Energy Characteristics and Wind Energy Siting; 19-21 June 1979; Portland, Oregon (USA)*, 1979, p. 47-58.
- [40] SUMNER, J. et MASSON, C., *Influence of atmospheric stability on wind turbine power performance curves*, 2006. DOI : [10.1115/1.2347714](https://doi.org/10.1115/1.2347714).
- [41] TERRAZA, M. et BOURBONNAIS, R., *Analyse de séries temporelles : applications à l'économie et à la gestion*, 2010.
- [42] THÉODORE, A., *Actions du vent sur les ouvrages souples dans le domaine temporel*, thèse de doct., Institut polytechnique de Paris, 2020. URL : <http://www.off-ladhyx.polytechnique.fr/people/pascal/pdf/Theodore.pdf>.
- [43] TROEN, I. et LUNDTANG PETERSEN, E., *European wind atlas*, 1989.
- [44] VALOREM. *Le fonctionnement d'une éolienne*. (2011), URL : <http://www.valorem-energie.com/blog-sainterose/wp-content/uploads/2012/03/Le-fonctionnement-dune-%5C%C3%5C%A9olienne.pdf>.
- [45] VAUTARD, R., CATTIAUX, J., YIOU, P., THÉPAUT, J.-N. et CIAIS, P., *Northern Hemisphere atmospheric stilling partly attributed to an increase in surface roughness*, *Nature geoscience*, t. 3, n° 11, p. 756-761, 2010. DOI : [10.1038/ngeo979](https://doi.org/10.1038/ngeo979).
- [46] WADE P. S. *Distance Géodésique : Loi de Haversine et Vinsenty*. Ecole Polytechnique. (2018), URL : https://s422fd2fca79c36d3.jimcontent.com/download/version/1546426682/module/14009089778/name/faire_une_presentation_sur_latex.pdf.

Annexe A

Tableaux

N° parc	Région	Turbine	H_moyeu	Nb_turbines	V_démarrage	V_arrêt
1	Hauts-de-France	N29/250	40.7	1	2.5	25
2	Hauts-de-France	LW750-52	50	4	2.5	25
3	Hauts-de-France	MM82	80	5	3.5	22
4	Grand Est	MM100	80	5	2.5	22
5	Grand Est	SWT-3.2-113	92.5	3	3.5	22
6	Pays de la Loire	MM92/2050	80	3	3.5	22
7	Occitanie	V80/2000	80	5	3.5	25
8	Provence	N90/2300	80	3	4.0	25
9	Hauts-de-France	MM82	80	6	3.5	22
10	Grand Est	V90/2000	95	16	3.0	25
11	Normandie	E82/2300	78	4	2.0	25
12	Bretagne	SWT-1.3-62	68	8	2.0	25
13	Centre-Val de Loire	N100/2500	100	4	4.0	25
14	Occitanie	Alizeo 1000/60	50	1	4.0	15
15	Grand Est	V112/3450	94	11	4.0	25

TABLE A.1 – Tableau des caractéristiques des 15 parcs sélectionnés

Nature du terrain	Exposant α
Plat : neige, glace, mer, marécages, herbes courtes	0,08 à 0,12
Mer	0,13
Peu accidenté : champs et pâturages, cultures	0,13 à 0,16
Rivage	0,16
Plaine	0,2
Accidenté : bois, zones peu habitées	0,20 à 0,23
Plaine boisée	0,24
Très accidenté : villes	0,25 à 0,4

TABLE A.2 – Tableau des α de la formule d'extrapolation 3.2¹

1. https://eolienne.f4jr.org/vent#les_variations_de_vitesse_de_vent_en_fonction_de_l_altitude_cisaillement

Coefficient α	MAE
0.08	2.302427
0.09	2.204770
0.10	2.106247
0.11	2.007261
0.12	1.908333
0.13	1.810159
0.14	1.713601
0.15	1.619708
0.16	1.529559
0.20	1.224814
0.21	1.164973
0.22	1.112326
0.23	1.067745
0.24	1.033138
0.25	1.011697
0.26	1.006357
0.27	1.018415
0.28	1.048224
0.29	1.095494
0.30	1.159469

TABLE A.3 – Tableau des erreurs absolues moyennes par α pour le parc n°3 (de 10 à 100 m)

Coefficient α	MAE
0.08	2.008017
0.09	1.928850
0.10	1.849373
0.11	1.769981
0.12	1.691330
0.13	1.614106
0.14	1.539034
0.15	1.466959
0.16	1.398748
0.20	1.173770
0.21	1.129941
0.22	1.091131
0.23	1.057863
0.24	1.031121
0.25	1.012654
0.26	1.004555
0.27	1.008235
0.28	1.024127
0.29	1.052109
0.30	1.092253

TABLE A.4 – Tableau des erreurs absolues moyennes par α pour le parc n°13 (de 10 à 100 m)

Coefficient α	MAE
0.08	1.915075
0.09	1.792105
0.10	1.673051
0.11	1.558131
0.12	1.447619
0.13	1.341889
0.14	1.241394
0.15	1.146666
0.16	1.058196
0.20	0.772805
0.21	0.718317
0.22	0.670242
0.23	0.628735
0.24	0.594509
0.25	0.568919
0.26	0.553034
0.27	0.546921
0.28	0.550116
0.29	0.561837
0.30	0.581111

TABLE A.5 – Tableau des erreurs absolues moyennes par α pour le parc n°3 (de 100 à 10 m)

N° parc	Moyenne	Ecart-type	Min	Q_25%	Q_50%	Q_75%	Max
1	1.303006	1.063717	0.000073	0.497043	1.060369	1.842726	11.817723
2	1.250934	0.993221	0.000126	0.481659	1.034572	1.799113	15.748004
3	0.961095	0.811587	0.000037	0.358542	0.772709	1.347838	8.893753
4	0.971390	0.820394	0.000029	0.364956	0.761853	1.368919	7.453170
5	1.031221	0.851178	0.000097	0.391839	0.824852	1.459825	8.280268
6	0.957924	0.833685	0.000014	0.354279	0.748788	1.334342	14.502241
7	3.169377	2.753893	0.000102	0.916524	2.327627	4.883466	15.922904
8	1.883400	1.335843	0.000138	0.773247	1.681062	2.776973	11.718208
9	0.977437	0.817479	0.000006	0.365762	0.781858	1.377615	8.565649
10	1.089704	0.877698	0.000608	0.418987	0.887209	1.554849	7.825386
11	1.178695	0.930886	0.000136	0.458137	0.977921	1.678568	8.640462
12	0.993193	0.842347	0.000026	0.368286	0.794288	1.384465	9.599433
13	1.019276	0.859642	0.000065	0.366751	0.810351	1.431095	9.103702
14	2.028797	1.744572	0.000338	0.693940	1.550057	2.867035	12.013629
15	1.031221	0.851178	0.000097	0.391839	0.824852	1.459825	8.280268

TABLE A.6 – Statistiques des écarts de mesures entre ERA5-Land et ARPEGE pour 2020 et 2021
(On note Q_p le quantile de p %. Le quantile d'une distribution est un nombre x_p tel qu'une proportion p des valeurs de la population soit inférieure ou égale à x_p)

Nom de la base	Description
parc_1h	Base des extrapolations faites à partir des données de 10 m à la maille 1h
parc_3h	Base des extrapolations faites à partir des données de 10 m à la maille 3h
parc_12h	Base des extrapolations faites à partir des données de 10 m à la maille 12h
parc_24h	Base des extrapolations faites à partir des données de 10 m à la maille 24h
parc_100m_1h	Base des extrapolations faites à partir des données de 100 m à la maille 1h
parc_100m_3h	Base des extrapolations faites à partir des données de 100 m à la maille 3h
parc_100m_12h	Base des extrapolations faites à partir des données de 100 m à la maille 12h
parc_100m_24h	Base des extrapolations faites à partir des données de 100 m à la maille 24h

TABLE A.7 – Tableau des bases de données

parc	parc1	parc2	parc3	parc4	parc5	parc6	parc7	parc8	parc9	parc10
moyenne	2,88	2,62	3,02	2,63	2,64	2,95	1,60	2,55	3,13	2,66
écart-type	1,22	1,25	1,30	1,21	1,22	1,25	1,07	1,47	1,36	1,21
minimum	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Q_25%	2,07	1,78	2,14	1,73	1,73	2,12	0,74	1,31	2,20	1,76
Q_50%	2,89	2,59	3,02	2,74	2,75	3,01	1,41	2,55	3,13	2,77
Q_75%	3,62	3,30	3,80	3,45	3,46	3,70	2,21	3,63	3,95	3,47
Q_95%	4,99	4,84	5,30	4,59	4,61	4,97	3,64	5,06	5,52	4,61
maximum	10,90	9,31	11,31	10,91	10,84	11,40	8,11	9,12	11,62	10,36

TABLE A.8 – Ecart des statistiques descriptives entre les données de 10 et 100m (parc n°1 au n°10)

parc	parc11	parc12	parc13	parc14	parc15	moyenne des 15 parcs
moyenne	2,83	2,61	2,59	2,53	2,64	2,66
écart-type	1,20	1,21	1,13	1,52	1,22	1,26
minimum	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
Q_25%	2,03	1,77	1,77	1,26	1,73	1,74
Q_50%	2,83	2,51	2,70	2,39	2,75	2,67
Q_75%	3,57	3,34	3,34	3,63	3,46	3,46
Q_95%	4,92	4,77	4,38	5,21	4,61	4,80
maximum	9,74	9,06	9,87	9,71	10,84	10,21

TABLE A.9 – Ecart des statistiques descriptives entre les données de 10 et 100m (parc n°11 au n°15)

parc	parc1	parc2	parc3	parc4	parc5	parc6	parc7	parc8	parc9	parc10
moyenne	0,53	0,36	0,82	0,68	0,22	0,29	0,42	0,28	0,45	0,22
écart-type	0,08	0,14	0,22	0,25	0,02	0,03	0,35	0,05	0,06	0,01
minimum	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Q_25%	0,54	0,33	0,72	0,44	0,14	0,37	0,12	0,30	0,48	0,16
Q_50%	0,70	0,48	0,99	0,96	0,56	0,56	0,38	0,60	0,68	0,57
Q_75%	0,61	0,37	0,97	0,96	0,38	0,33	0,57	0,35	0,53	0,37
Q_80%	3,83	3,53	4,03	3,60	3,62	3,88	2,44	3,87	4,19	3,63
Q_85%	4,08	3,82	4,30	3,79	3,81	4,12	2,72	4,16	4,47	3,82
Q_90%	4,41	4,21	4,67	4,08	4,10	4,43	3,09	4,55	4,87	4,11
Q_95%	4,99	4,84	5,30	4,59	4,61	4,97	3,64	5,06	5,52	4,61
Q_97,5%	5,49	5,44	5,83	5,12	5,14	5,57	4,14	5,43	6,08	5,14
maximum	1,59	1,14	2,43	1,51	0,97	0,47	3,15	0,41	0,75	1,46

TABLE A.10 – Ecart des statistiques descriptives entre les données extrapolées (parc n°1 au n°10)

parc	parc11	parc12	parc13	parc14	parc15	moyenne des 15 parcs
moyenne	0,15	0,11	0,77	0,09	0,71	0,41
écart-type	0,09	0,01	0,25	0,09	0,27	0,13
minimum	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00
Q_25%	0,31	0,16	0,55	0,01	0,47	0,34
Q_50%	0,36	0,17	1,05	0,07	1,01	0,61
Q_75%	0,10	0,10	1,06	0,12	1,01	0,52
Q_80%	3,78	3,57	3,47	3,90	3,62	3,66
Q_85%	4,03	3,85	3,65	4,23	3,81	3,91
Q_90%	4,36	4,22	3,90	4,65	4,10	4,25
Q_95%	4,92	4,77	4,38	5,21	4,61	4,80
Q_97,5%	5,41	5,30	4,88	5,69	5,14	5,32
maximum	0,05	0,15	1,37	1,26	1,44	1,21

TABLE A.11 – Ecart des statistiques descriptives entre les données extrapolées (parc n°11 au n°15)

année	moyenne	ecart-type	minimum	Q_25%	Q_50%	Q_75%	maximum
1991	3,61	1,82	0,06	2,32	3,24	4,54	11,38
1992	3,71	1,87	0,11	2,29	3,41	4,85	13,86
1993	3,78	1,89	0,11	2,41	3,39	4,84	13,97
1994	3,85	1,96	0,08	2,42	3,48	4,95	13,75
1995	3,81	1,85	0,07	2,46	3,45	4,82	12,06
1996	3,57	1,70	0,12	2,30	3,29	4,67	11,85
1997	3,54	1,79	0,11	2,27	3,18	4,50	12,83
1998	3,90	1,96	0,08	2,45	3,57	5,07	12,35
1999	3,88	1,88	0,07	2,48	3,56	5,07	12,65
2000	3,82	1,87	0,08	2,44	3,56	4,96	13,05
2001	3,70	1,74	0,04	2,41	3,46	4,82	10,37
2002	3,84	1,94	0,10	2,42	3,46	4,93	13,52
2003	3,48	1,61	0,05	2,33	3,23	4,40	11,98
2004	3,64	1,91	0,05	2,24	3,29	4,75	13,95
2005	3,49	1,69	0,02	2,24	3,28	4,48	10,40
2006	3,72	1,73	0,04	2,45	3,43	4,83	11,94
2007	3,76	1,96	0,01	2,32	3,38	4,86	14,99
2008	3,80	1,85	0,08	2,49	3,45	4,82	13,03
2009	3,61	1,76	0,06	2,31	3,32	4,67	11,33
2010	3,45	1,62	0,05	2,26	3,25	4,43	11,59
2011	3,68	1,70	0,08	2,47	3,42	4,72	12,11
2012	3,67	1,81	0,07	2,33	3,37	4,77	12,36
2013	3,67	1,72	0,05	2,44	3,41	4,66	12,58
2014	3,65	1,81	0,08	2,36	3,29	4,69	11,87
2015	3,89	1,86	0,11	2,52	3,60	4,95	12,17
2016	3,60	1,74	0,07	2,34	3,30	4,58	12,66
2017	3,57	1,79	0,07	2,27	3,21	4,58	12,52
2018	3,59	1,75	0,08	2,31	3,31	4,60	12,80
2019	3,75	1,88	0,01	2,35	3,38	4,81	12,99
2020	4,05	2,08	0,03	2,47	3,72	5,34	13,81
2021	3,58	1,80	0,04	2,28	3,24	4,62	11,60
moyenne	3,70	1,82	0,07	2,37	3,38	4,76	12,53

TABLE A.12 – Statistiques des données de vitesses de vent à 10 m du parc n°3 chaque année entre 1991 et 2021

année	moyenne	ecart-type	minimum	Q_25%	Q_50%	Q_75%	maximum
1991	6,59	3,12	0,14	4,43	6,16	8,22	20,33
1992	6,76	3,17	0,10	4,40	6,51	8,75	21,18
1993	6,87	3,22	0,02	4,63	6,39	8,66	23,41
1994	6,98	3,36	0,08	4,57	6,60	8,98	21,68
1995	6,92	3,15	0,08	4,77	6,44	8,69	21,21
1996	6,47	2,97	0,19	4,33	6,24	8,43	21,08
1997	6,45	3,09	0,09	4,28	6,09	8,18	21,35
1998	7,03	3,32	0,14	4,72	6,70	8,92	20,24
1999	7,00	3,24	0,08	4,67	6,69	9,07	21,91
2000	6,98	3,23	0,18	4,70	6,71	8,86	22,70
2001	6,76	2,96	0,10	4,72	6,59	8,58	17,64
2002	7,00	3,37	0,12	4,60	6,47	9,00	22,51
2003	6,38	2,88	0,01	4,32	6,22	8,14	18,55
2004	6,60	3,29	0,06	4,25	6,10	8,63	23,32
2005	6,38	2,94	0,11	4,32	6,19	8,19	17,65
2006	6,82	3,00	0,09	4,69	6,60	8,72	18,40
2007	6,84	3,30	0,17	4,44	6,49	8,67	23,29
2008	6,93	3,14	0,12	4,79	6,58	8,63	21,72
2009	6,55	3,05	0,06	4,37	6,26	8,42	19,13
2010	6,26	2,76	0,07	4,31	6,09	7,97	18,26
2011	6,69	2,89	0,14	4,72	6,60	8,42	20,97
2012	6,67	3,09	0,10	4,45	6,45	8,52	20,20
2013	6,68	2,97	0,03	4,67	6,44	8,37	21,68
2014	6,67	3,14	0,04	4,46	6,28	8,52	20,41
2015	7,03	3,18	0,08	4,78	6,65	8,98	20,26
2016	6,54	2,98	0,29	4,49	6,18	8,28	21,81
2017	6,47	3,05	0,11	4,34	6,10	8,19	26,30
2018	6,50	3,01	0,04	4,30	6,32	8,33	20,81
2019	6,79	3,18	0,09	4,50	6,39	8,62	20,92
2020	7,18	3,43	0,13	4,64	6,90	9,39	21,58
2021	6,42	3,05	0,09	4,25	6,07	8,26	19,96
moyenne	6,72	3,11	0,10	4,51	6,40	8,57	20,98

TABLE A.13 – Statistiques des données de vitesses de vent à 100 m du parc n°3 chaque année entre 1991 et 2021

N° parc	moyenne	écart-type	min_moy	max_moy
1	3,83	1,90	3,56	4,20
2	4,98	2,43	4,62	5,42
3	3,70	1,82	3,45	4,05
4	3,29	1,62	3,10	3,54
5	3,28	1,62	3,09	3,53
6	3,59	1,72	3,37	3,86
7	2,62	1,59	2,42	2,80
8	3,05	2,05	2,69	3,38
9	3,59	1,76	3,36	3,89
10	3,31	1,63	3,12	3,56
11	3,62	1,75	3,42	3,85
12	5,59	2,67	5,27	6,07
13	3,11	1,50	2,93	3,35
14	3,57	2,19	3,22	3,81
15	3,28	1,62	3,09	3,53

TABLE A.14 – Statistiques descriptives des vitesses de vent de 10 mètres comptabilisées sur une année des 15 parcs (*plage temporelle étudiée : 1991- 2021*)

N° parc	moyenne	écart-type	min_moy	max_moy
1	6,72	3,11	6,26	7,18
2	7,59	3,67	7,03	8,19
3	6,72	3,11	6,26	7,18
4	5,93	2,83	5,55	6,3
5	5,93	2,83	5,55	6,3
6	6,54	2,97	6,17	7,08
7	4,22	2,65	3,77	4,57
8	5,6	3,52	5,08	6,05
9	6,72	3,11	6,26	7,18
10	5,97	2,84	5,6	6,36
11	6,45	2,95	6,13	6,91
12	8,2	3,88	7,79	8,78
13	5,7	2,62	5,35	6,01
14	6,1	3,7	5,41	6,59
15	5,93	2,83	5,55	6,3

TABLE A.15 – Statistiques descriptives des vitesses de vent de 100 mètres comptabilisées sur une année (*plage temporelle étudiée : 1991- 2021*)

année	moyenne	ecart-type	minimum	Q_25%	Q_50%	Q_75%	maximum
1991	5,47	2,76	0,10	3,52	4,91	6,88	17,25
1992	5,62	2,84	0,16	3,47	5,18	7,36	21,01
1993	5,73	2,86	0,17	3,66	5,13	7,33	21,18
1994	5,83	2,96	0,12	3,66	5,28	7,50	20,84
1995	5,78	2,81	0,10	3,73	5,23	7,30	18,28
1996	5,40	2,57	0,18	3,48	4,99	7,07	17,96
1997	5,37	2,72	0,16	3,45	4,83	6,81	19,45
1998	5,90	2,97	0,13	3,72	5,41	7,69	18,72
1999	5,88	2,85	0,11	3,76	5,40	7,68	19,17
2000	5,80	2,84	0,13	3,69	5,39	7,52	19,78
2001	5,60	2,63	0,06	3,66	5,24	7,30	15,72
2002	5,82	2,93	0,15	3,67	5,25	7,47	20,50
2003	5,27	2,45	0,08	3,53	4,90	6,67	18,15
2004	5,51	2,90	0,07	3,39	4,98	7,19	21,15
2005	5,28	2,56	0,03	3,39	4,96	6,79	15,77
2006	5,64	2,62	0,06	3,72	5,20	7,33	18,10
2007	5,69	2,97	0,01	3,51	5,12	7,37	22,72
2008	5,75	2,80	0,12	3,78	5,22	7,31	19,75
2009	5,48	2,66	0,09	3,50	5,04	7,07	17,17
2010	5,23	2,46	0,08	3,43	4,93	6,72	17,57
2011	5,57	2,58	0,12	3,74	5,18	7,15	18,36
2012	5,56	2,74	0,11	3,53	5,10	7,23	18,74
2013	5,56	2,61	0,08	3,70	5,17	7,06	19,06
2014	5,53	2,74	0,13	3,58	4,99	7,11	17,99
2015	5,90	2,82	0,17	3,82	5,45	7,50	18,45
2016	5,46	2,64	0,10	3,55	5,00	6,94	19,18
2017	5,42	2,72	0,11	3,44	4,87	6,93	18,97
2018	5,44	2,65	0,11	3,50	5,01	6,97	19,41
2019	5,68	2,85	0,02	3,56	5,12	7,30	19,68
2020	6,14	3,15	0,04	3,75	5,64	8,10	20,93
2021	5,42	2,73	0,06	3,45	4,91	7,00	17,58
moyenne	5,60	2,75	0,10	3,59	5,13	7,21	18,99

TABLE A.16 – Statistiques des données de vitesses de vent extrapolées à hauteur du moyeu (10m) du parc n°3 chaque année entre 1991 et 2021

année	moyenne	ecart-type	minimum	Q_25%	Q_50%	Q_75%	maximum
1991	6,30	2,99	0,13	4,24	5,89	7,86	19,44
1992	6,47	3,03	0,10	4,21	6,23	8,37	20,26
1993	6,57	3,08	0,02	4,43	6,11	8,28	22,39
1994	6,68	3,21	0,08	4,37	6,31	8,59	20,74
1995	6,62	3,01	0,07	4,56	6,15	8,31	20,28
1996	6,19	2,84	0,18	4,14	5,97	8,06	20,16
1997	6,17	2,95	0,09	4,10	5,82	7,82	20,42
1998	6,72	3,17	0,13	4,52	6,41	8,53	19,36
1999	6,69	3,09	0,08	4,47	6,40	8,68	20,95
2000	6,67	3,09	0,17	4,50	6,42	8,48	21,71
2001	6,46	2,83	0,10	4,51	6,30	8,20	16,87
2002	6,70	3,23	0,11	4,40	6,19	8,60	21,53
2003	6,10	2,75	0,01	4,13	5,95	7,79	17,74
2004	6,31	3,15	0,06	4,06	5,83	8,25	22,30
2005	6,11	2,81	0,11	4,13	5,92	7,83	16,87
2006	6,52	2,87	0,09	4,48	6,31	8,34	17,60
2007	6,54	3,16	0,17	4,24	6,20	8,29	22,28
2008	6,62	3,01	0,12	4,58	6,30	8,26	20,77
2009	6,27	2,91	0,06	4,18	5,99	8,05	18,30
2010	5,98	2,64	0,07	4,12	5,82	7,62	17,46
2011	6,40	2,77	0,13	4,51	6,31	8,05	20,05
2012	6,38	2,95	0,09	4,25	6,17	8,14	19,32
2013	6,38	2,84	0,03	4,47	6,16	8,01	20,73
2014	6,38	3,00	0,04	4,27	6,00	8,15	19,52
2015	6,73	3,04	0,08	4,57	6,36	8,59	19,38
2016	6,25	2,85	0,28	4,29	5,91	7,92	20,86
2017	6,19	2,91	0,11	4,15	5,83	7,83	25,15
2018	6,21	2,88	0,04	4,11	6,04	7,96	19,90
2019	6,49	3,05	0,08	4,30	6,11	8,24	20,00
2020	6,87	3,28	0,12	4,43	6,60	8,98	20,64
2021	6,14	2,92	0,09	4,07	5,81	7,90	19,08
moyenne	6,42	2,98	0,10	4,32	6,12	8,19	20,07

TABLE A.17 – Statistiques des données de vitesses de vent extrapolées à hauteur du moyeu (100m) du parc n°3 chaque année entre 1991 et 2021

année	moyenne	ecart-type	minimum	Q_25%	Q_50%	Q_75%	maximum
1991	0,83	0,23	0,03	0,72	0,98	0,98	2,20
1992	0,84	0,20	0,06	0,73	1,05	1,01	0,76
1993	0,84	0,22	0,15	0,77	0,97	0,95	1,21
1994	0,85	0,25	0,05	0,71	1,03	1,09	0,10
1995	0,84	0,20	0,03	0,84	0,93	1,01	2,00
1996	0,78	0,26	0,00	0,66	0,98	0,99	2,21
1997	0,80	0,24	0,07	0,65	1,00	1,01	0,97
1998	0,82	0,20	0,00	0,80	1,00	0,84	0,64
1999	0,81	0,24	0,03	0,70	1,00	1,00	1,78
2000	0,87	0,25	0,04	0,81	1,02	0,95	1,93
2001	0,86	0,20	0,04	0,86	1,06	0,90	1,15
2002	0,88	0,29	0,04	0,73	0,94	1,14	1,03
2003	0,83	0,30	0,07	0,60	1,05	1,12	0,42
2004	0,80	0,25	0,02	0,67	0,85	1,06	1,15
2005	0,82	0,25	0,07	0,74	0,95	1,04	1,11
2006	0,88	0,25	0,03	0,77	1,11	1,01	0,50
2007	0,84	0,18	0,15	0,73	1,08	0,92	0,44
2008	0,87	0,21	0,00	0,81	1,07	0,95	1,02
2009	0,79	0,25	0,03	0,68	0,95	0,98	1,13
2010	0,76	0,19	0,01	0,69	0,89	0,90	0,10
2011	0,83	0,19	0,02	0,77	1,13	0,90	1,70
2012	0,81	0,22	0,02	0,72	1,07	0,92	0,58
2013	0,82	0,23	0,05	0,77	0,99	0,95	1,67
2014	0,85	0,26	0,09	0,69	1,01	1,04	1,53
2015	0,83	0,22	0,10	0,75	0,90	1,09	0,93
2016	0,79	0,21	0,18	0,74	0,90	0,98	1,68
2017	0,77	0,20	0,00	0,71	0,96	0,89	6,18
2018	0,77	0,23	0,08	0,61	1,03	0,99	0,49
2019	0,82	0,19	0,06	0,75	0,99	0,94	0,32
2020	0,73	0,13	0,08	0,68	0,97	0,88	0,29
2021	0,72	0,19	0,03	0,62	0,90	0,90	1,51
moyenne	0,82	0,22	0,05	0,72	0,99	0,98	1,25

TABLE A.18 – Ecart des statistiques des données extrapolées (à 10 et 100m) par année du parc n°3

Année	Q_20%	Q_22%	Q_24%	Q_25%	Q_26%
1991	3,26	3,37	3,48	3,52	3,58
1992	3,18	3,28	3,40	3,47	3,54
1993	3,37	3,48	3,60	3,66	3,71
1994	3,34	3,48	3,61	3,66	3,72
1995	3,49	3,58	3,68	3,73	3,77
1996	3,18	3,31	3,42	3,48	3,54
1997	3,18	3,29	3,41	3,45	3,52
1998	3,36	3,50	3,65	3,72	3,78
1999	3,44	3,58	3,70	3,76	3,83
2000	3,34	3,48	3,63	3,69	3,76
2001	3,35	3,48	3,60	3,66	3,71
2002	3,36	3,50	3,61	3,67	3,73
2003	3,22	3,35	3,47	3,53	3,60
2004	3,09	3,22	3,34	3,39	3,44
2005	3,11	3,22	3,34	3,39	3,45
2006	3,40	3,53	3,65	3,72	3,79
2007	3,18	3,32	3,45	3,51	3,57
2008	3,48	3,60	3,72	3,78	3,84
2009	3,20	3,32	3,45	3,50	3,54
2010	3,13	3,25	3,36	3,43	3,48
2011	3,42	3,55	3,68	3,74	3,81
2012	3,24	3,36	3,48	3,53	3,58
2013	3,37	3,50	3,63	3,70	3,76
2014	3,26	3,38	3,52	3,58	3,64
2015	3,54	3,66	3,76	3,82	3,87
2016	3,28	3,39	3,49	3,55	3,61
2017	3,17	3,29	3,39	3,44	3,49
2018	3,21	3,33	3,44	3,50	3,56
2019	3,26	3,37	3,50	3,56	3,61
2020	3,41	3,56	3,69	3,75	3,83
2021	3,16	3,28	3,39	3,45	3,51
moyenne	3,29	3,41	3,53	3,59	3,65

TABLE A.19 – Zoom sur les quantiles de la série de vitesses de vent extrapolées à partir des données de 10 m (parc n°3)

Année	Q_14%	Q_15%	Q_16%	Q_17%	Q_18%
1991	3,26	3,38	3,47	3,57	3,66
1992	3,23	3,35	3,45	3,53	3,65
1993	3,50	3,60	3,70	3,80	3,89
1994	3,26	3,40	3,51	3,59	3,69
1995	3,70	3,80	3,89	4,00	4,07
1996	3,08	3,19	3,31	3,41	3,51
1997	3,13	3,23	3,33	3,42	3,51
1998	3,46	3,58	3,69	3,82	3,90
1999	3,42	3,54	3,65	3,75	3,85
2000	3,36	3,49	3,61	3,71	3,82
2001	3,35	3,44	3,57	3,70	3,82
2002	3,40	3,51	3,60	3,69	3,80
2003	3,10	3,18	3,28	3,38	3,49
2004	3,03	3,14	3,21	3,32	3,43
2005	3,02	3,13	3,25	3,36	3,46
2006	3,41	3,54	3,66	3,79	3,88
2007	3,28	3,37	3,45	3,53	3,62
2008	3,58	3,67	3,78	3,88	3,98
2009	3,15	3,24	3,34	3,44	3,54
2010	3,16	3,28	3,37	3,47	3,54
2011	3,41	3,53	3,65	3,75	3,86
2012	3,18	3,30	3,38	3,47	3,57
2013	3,42	3,52	3,63	3,75	3,85
2014	3,28	3,36	3,45	3,53	3,62
2015	3,56	3,66	3,78	3,86	3,96
2016	3,26	3,38	3,49	3,60	3,72
2017	3,23	3,32	3,41	3,50	3,60
2018	3,10	3,20	3,30	3,40	3,50
2019	3,35	3,44	3,53	3,63	3,73
2020	3,30	3,41	3,53	3,63	3,73
2021	3,08	3,18	3,27	3,37	3,46
moyenne	3,29	3,40	3,50	3,60	3,70

TABLE A.20 – Zoom sur les quantiles de la série de vitesses de vent extrapolées à partir des données de 100 m (parc n°3)

Bases	Statistique de test	P-value
parc3_10m_1h	-38,55	0
parc3_10m_3h	-28,02	0
parc3_10m_12h	-17,04	0
parc3_10m_24h	-17,17	0
parc3_100m_1h	-36,61	0
parc3_100m_3h	-25,48	0
parc3_100m_12h	-14,87	0
parc3_100m_24h	-10,85	0

TABLE A.21 – P-values du test augmenté de Dickey-Fuller (ADF) sur les séries temporelles du parc n°3 de 1991 à 2021

Maille horaire					
Extrapolations de 10 m			Extrapolations de 100 m		
N° parc	Première étape	Deuxième étape	N° parc	Première étape	Deuxième étape
1	Loi Gumbel	Loi inverse-gaussienne	1	Loi Gumbel	Loi Log-normale
2	Loi Normale	Loi Gamma	2	Loi Normale	Loi Gamma
3	Loi Normale	Loi Gamma	3	Loi Alpha	Loi Alpha
4	Loi Gumbel	Loi Gumbel	4	Loi Normale	Loi Gamma
5	Loi Gumbel	Loi Gumbel	5	Loi Normale	Loi Gamma
6	Loi Normale	Loi Normale	6	Loi Normale	Loi Gamma
7	Loi Normale	Loi Normale	7	Loi Normale	Loi Normale
8	Loi Normale	Loi Normale	8	Loi Normale	Loi Normale
9	Loi Normale	Loi Gamma	9	Loi Normale	Loi Gamma
10	Loi Normale	Loi Normale	10	Loi Normale	Loi Gamma
11	Loi Gumbel	Loi Gumbel	11	Loi Gumbel	Loi Gamma
12	Loi Normale	Loi Normale	12	Loi Normale	Loi Normale
13	Loi Normale	Loi Normale	13	Loi Normale	Loi Gamma
14	Loi Normale	Loi Gamma	14	Loi Normale	Loi Normale
15	Loi Normale	Loi Normale	15	Loi Normale	Loi Gamma

TABLE A.22 – Lois obtenues avec la fonction *Fitter* pour l'ensemble des séries temporelles à la maille horaire

Maille 3h					
Extrapolations de 10 m			Extrapolations de 100 m		
N° parc	Première étape	Deuxième étape	N° parc	Première étape	Deuxième étape
1	Loi Gumbel	Loi inverse-gaussienne	1	Loi Logistique	Loi Log-normale
2	Loi Logistique	Loi Gamma	2	Loi Normale	Loi Gamma
3	Loi Normale	Loi Gamma	3	Loi de Rayleigh	Loi Log-normale
4	Loi Gumbel	Loi Gumbel	4	Loi Normale	Loi Gamma
5	Loi Gumbel	Loi Gumbel	5	Loi Normale	Loi Gamma
6	Loi Normale	Loi Normale	6	Loi Normale	Loi Gamme
7	Loi Normale	Loi Normale	7	Loi Normale	Loi Normale
8	Loi Normale	Loi Normale	8	Loi Normale	Loi Normale
9	Loi Normale	Loi Gamma	9	Loi Normale	Loi Gamma
10	Loi Normale	Loi Gamma	10	Loi Normale	Loi Normale
11	Loi Gumbel	Loi Gamma	11	Loi Logistique	Loi Gamma
12	Loi Normale	Loi Normale	12	Loi Normale	Loi Normale
13	Loi Normale	Loi Normale	13	Loi Normale	Loi Gamma
14	Loi Normale	Loi Normale	14	Loi Gumbel	Loi Gumbel
15	Loi Normale	Loi Gamma	15	Loi Normale	Loi Normale

TABLE A.23 – Lois obtenues avec la fonction *Fitter* pour les séries temporelles à la maille 3h

Maille 12h					
Extrapolations de 10 m			Extrapolations de 100 m		
N° parc	Première étape	Deuxième étape	N° parc	Première étape	Deuxième étape
1	Loi Gumbel	Loi inverse-gaussienne	1	Loi Gumbel	Loi Weibull (3 paramètres)
2	Loi Gumbel	Loi Gamma	2	Loi Normale	Loi Gamma
3	Loi Normale	Loi Gamma	3	Loi Gumbel	Loi Log-normale
4	Loi Gumbel	Loi Log-normale	4	Loi Gumbel	Loi Gamma
5	Loi Gumbel	Loi Gumbel	5	Loi Normale	Loi Weibull (3 paramètres)
6	Loi Normale	Loi Gamma	6	Loi Normale	Loi Gamma
7	Loi Normale	Loi Gamma	7	Loi Normale	Loi Gamma
8	Loi Normale	Loi Gamma	8	Loi Normale	Loi Gamma
9	Loi Normale	Loi Gamma	9	Loi Normale	Loi Gamma
10	Loi Normale	Loi Gamma	10	Loi Weibull	Loi Weibull (3 paramètres)
11	Loi Gumbel	Loi Gamma	11	Loi Rayleigh	Loi Rayleigh
12	Loi Normale	Loi Gamma	12	Loi Normale	Loi Gamma
13	Loi Normale	Loi Gamma	13	Loi Normale	Loi Gamma
14	Loi Normale	Loi Normale	14	Loi Normale	Loi Gamma
15	Loi Normale	Loi Gamma	15	Loi Normale	Loi Gamma

TABLE A.24 – Lois obtenues avec la fonction *Fitter* pour les séries temporelles à la maille 12h

Maille 24h					
Extrapolations de 10 m			Extrapolations de 100 m		
N° parc	Première étape	Deuxième étape	N° parc	Première étape	Deuxième étape
1	Loi Gumbel	Loi inverse-gaussienne	1	Loi Gumbel	Loi Weibull (3 paramètres)
2	Loi Gumbel	Loi Gamma	2	Loi Gumbel	Loi Gamma
3	Loi Normale	Loi Gamma	3	Loi Gumbel	Loi Log-normale
4	Loi Gumbel	Loi inverse-gaussienne	4	Loi Gumbel	Loi Gamma
5	Loi Gumbel	Loi Gumbel	5	Loi Normale	Loi Weibull (3 paramètres)
6	Loi Normale	Loi Gamma	6	Loi Normale	Loi Gamma
7	Loi Normale	Loi Gamma	7	Loi Normale	Loi Gamma
8	Loi Normale	Loi Gamma	8	Loi Normale	Loi Gamma
9	Loi Normale	Loi Gamma	9	Loi Normale	Loi Gamma
10	Loi Normale	Loi Gamma	10	Loi Gumbel	Loi Weibull (3 paramètres)
11	Loi Gumbel	Loi Gumbel	11	Loi Gumbel	Loi Gamma
12	Loi Gumbel	Loi Gamma	12	Loi Normale	Loi Gamma
13	Loi Gumbel	Loi Gamma	13	Loi Normale	Loi Gamma
14	Loi Normale	Loi Gamma	14	Loi Normale	Loi Gamma
15	Loi Normale	Loi Gamma	15	Loi Normale	Loi Gamma

TABLE A.25 – Lois obtenues avec la fonction *Fitter* pour les séries temporelles à la maille 24h

N° parc	RCP	Tendances AVANT ajustements	Tendances APRES ajustements
1	2.6	De 2,44 à 2,4 m/s	De 5,14 à 5,1 m/s
1	4.5	2,41 m/s	5,14 m/s
1	8.5	De 2,44 à 2,34 m/s	De 5,14 à 5,04 m/s
2	2.6	De 3,86 à 3,76 m/s	De 6,52 à 6,42 m/s
2	4.5	De 3,8 à 3,79 m/s	De 6,52 à 6,51 m/s
2	8.5	De 3,83 à 3,76 m/s	De 6,52 à 6,45 m/s
3	2.6	De 2,95 à 2,89 m/s	De 5,69 à 5,64 m/s
3	4.5	De 2,91 à 2,94 m/s	De 5,69 à 5,72 m/s
3	8.5	De 2,96 à 2,81 m/s	De 5,69 à 5,55 m/s
4	2.6	De 4,48 à 4,28 m/s	De 5,1 à 4,9 m/s
4	4.5	De 4,36 à 4,39 m/s	De 5,1 à 5,13 m/s
4	8.5	De 4,38 à 4,28 m/s	De 5,1 à 5 m/s
5	2.6	De 5,04 à 4,82 m/s	De 5,71 à 5,49 m/s
5	4.5	De 4,91 à 4,95 m/s	De 5,71 à 5,75 m/s
5	8.5	De 4,93 à 4,82 m/s	De 5,71 à 5,59 m/s
6	2.6	De 11,93 à 11,16 m/s	De 6,17 à 5,4 m/s
6	4.5	De 11,7 à 11,5 m/s	De 6,17 à 5,97 m/s
6	8.5	De 11,57 à 11,87 m/s	De 6,17 à 6,47 m/s
7	2.6	De 5,98 à 5,91 m/s	De 3,52 à 3,45 m/s
7	4.5	De 5,87 à 5,89 m/s	De 3,52 à 3,54 m/s
7	8.5	De 6 à 6,1 m/s	De 3,52 à 3,53 m/s
8	2.6	De 3,97 à 3,83 m/s	De 4,55 à 4,41 m/s
8	4.5	De 3,91 à 3,93 m/s	De 4,55 à 4,58 m/s
8	8.5	De 3,95 à 3,87 m/s	De 4,55 à 4,47 m/s
9	2.6	De 3,2 à 3,15 m/s	De 5,92 à 5,86 m/s
9	4.5	De 3,16 à 3,2 m/s	De 5,92 à 5,95 m/s
9	8.5	De 3,22 à 3,06 m/s	De 5,92 à 5,76 m/s
10	2.6	De 4,7 à 4,51 m/s	De 5,81 à 5,61 m/s
10	4.5	De 4,57 à 4,61 m/s	De 5,81 à 5,85 m/s
10	8.5	De 4,59 à 4,51 m/s	De 5,81 à 5,74 m/s
11	2.6	De 10,18 à 9,69 m/s	De 5,85 à 5,36 m/s
11	4.5	De 10,02 à 9,85 m/s	De 5,85 à 5,69 m/s
11	8.5	De 9,95 à 10,15 m/s	De 5,85 à 6,05 m/s
12	2.6	De 8,76 à 8,3 m/s	De 7,89 à 7,43 m/s
12	4.5	De 8,7 à 8,61 m/s	De 7,89 à 7,79 m/s
12	8.5	De 8,56 à 8,88 m/s	De 7,89 à 8,21 m/s
13	2.6	De 3,18 à 3,15 m/s	De 5,15 à 5,12 m/s
13	4.5	3,13 m/s	5,15
13	8.5	De 3,15 à 3,16 m/s	De 5,15 à 5,16 m/s
14	2.6	De 6,31 à 6,21 m/s	De 5,06 à 4,96 m/s
14	4.5	De 6,17 à 6,19 m/s	De 5,06 à 5,08 m/s
14	8.5	De 6,31 à 6,32 m/s	De 5,06 à 5,07 m/s
15	2.6	De 4,62 à 4,42 m/s	De 5,24 à 5,04 m/s
15	4.5	De 4,5 à 4,54 m/s	De 5,24 à 5,27 m/s
15	8.5	De 4,53 à 4,42 m/s	De 5,24 à 5,13 m/s

TABLE A.26 – Adaptation des tendances des vitesses de vent projetées de 2022 à 2035 des 15 parcs (vitesses ajustées par rapport aux données ERA5-Land extrapolées à partir de **10 m**)

N° parc	RCP	Tendances AVANT ajustements	Tendances APRES ajustements
1	2.6	De 2,44 à 2,4 m/s	De 5,6 à 5,56 m/s
1	4.5	2,41 m/s	5,6 m/s
1	8.5	De 2,44 à 2,34 m/s	De 5,6 à 5,5 m/s
2	2.6	De 3,86 à 3,76 m/s	De 6,83 à 6,73 m/s
2	4.5	De 3,8 à 3,79 m/s	De 6,83 à 6,82 m/s
2	8.5	De 3,83 à 3,76 m/s	De 6,83 à 6,76 m/s
3	2.6	De 2,95 à 2,89 m/s	De 6,41 à 6,36 m/s
3	4.5	De 2,91 à 2,94 m/s	De 6,41 à 6,44 m/s
3	8.5	De 2,96 à 2,81 m/s	De 6,41 à 6,27 m/s
4	2.6	De 4,48 à 4,28 m/s	De 5,88 à 5,68 m/s
4	4.5	De 4,36 à 4,39 m/s	De 5,88 à 5,91 m/s
4	8.5	De 4,38 à 4,28 m/s	De 5,88 à 5,78 m/s
5	2.6	De 5,04 à 4,82 m/s	De 6,04 à 5,82 m/s
5	4.5	De 4,91 à 4,95 m/s	De 6,04 à 6,08 m/s
5	8.5	De 4,93 à 4,82 m/s	De 6,04 à 5,92 m/s
6	2.6	De 11,93 à 11,16 m/s	De 6,37 à 5,6 m/s
6	4.5	De 11,7 à 11,5 m/s	De 6,37 à 6,17 m/s
6	8.5	De 11,57 à 11,87 m/s	De 6,37 à 6,67 m/s
7	2.6	De 5,98 à 5,91 m/s	De 3,73 à 3,66 m/s
7	4.5	De 5,87 à 5,89 m/s	De 3,73 à 3,75 m/s
7	8.5	De 6 à 6,1 m/s	De 3,73 à 3,74 m/s
8	2.6	De 3,97 à 3,83 m/s	De 5,01 à 4,87 m/s
8	4.5	De 3,91 à 3,93 m/s	De 5,01 à 5,04 m/s
8	8.5	De 3,95 à 3,87 m/s	De 5,01 à 4,93 m/s
9	2.6	De 3,2 à 3,15 m/s	De 6,35 à 6,29 m/s
9	4.5	De 3,16 à 3,2 m/s	De 6,35 à 6,38 m/s
9	8.5	De 3,22 à 3,06 m/s	De 6,35 à 6,19 m/s
10	2.6	De 4,7 à 4,51 m/s	De 6,13 à 5,93 m/s
10	4.5	De 4,57 à 4,61 m/s	De 6,13 à 6,17 m/s
10	8.5	De 4,59 à 4,51 m/s	De 6,13 à 6,06 m/s
11	2.6	De 10,18 à 9,69 m/s	De 6,11 à 5,62 m/s
11	4.5	De 10,02 à 9,85 m/s	De 6,11 à 5,95 m/s
11	8.5	De 9,95 à 10,15 m/s	De 6,11 à 6,31 m/s
12	2.6	De 8,76 à 8,3 m/s	De 7,85 à 7,39 m/s
12	4.5	De 8,7 à 8,61 m/s	De 7,85 à 7,75 m/s
12	8.5	De 8,56 à 8,88 m/s	De 7,85 à 8,17 m/s
13	2.6	De 3,18 à 3,15 m/s	De 5,85 à 5,82 m/s
13	4.5	3,13 m/s	5,85 m/s
13	8.5	De 3,15 à 3,16 m/s	De 5,85 à 5,86 m/s
14	2.6	De 6,31 à 6,21 m/s	De 4,77 à 4,67 m/s
14	4.5	De 6,17 à 6,19 m/s	De 4,77 à 4,79 m/s
14	8.5	De 6,31 à 6,32 m/s	De 4,77 à 4,78 m/s
15	2.6	De 4,62 à 4,42 m/s	De 6,08 à 5,88 m/s
15	4.5	De 4,5 à 4,54 m/s	De 6,08 à 6,11 m/s
15	8.5	De 4,53 à 4,42 m/s	De 6,08 à 5,97 m/s

TABLE A.27 – Adaptation des tendances des vitesses de vent projetées de 2022 à 2035 des 15 parcs (vitesses ajustées par rapport aux données ERA5-Land extrapolées à partir de **100 m**)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	8755	7269	5895	4522	3217	2301	1386	541	83	0	0
RCP 2.6											
1992-2022	9807	7969	6142	4316	3023	2110	1196	447	0	0	0
1993-2023	11232	8962	6691	4569	3151	1789	741	223	0	0	0
1994-2024	12963	10259	7556	5536	3733	2080	949	108	0	0	0
1995-2025	13085	9962	7390	5159	3002	1359	215	0	0	0	0
1996-2026	12020	8672	6071	3855	1971	598	0	0	0	0	0
1997-2027	13065	9493	6567	3915	1754	394	0	0	0	0	0
1998-2028	13043	9139	6258	3653	1553	295	0	0	0	0	0
1999-2029	12705	9477	6504	4024	2400	1717	1281	845	409	0	0
2000-2030	10595	7179	4257	2552	1772	1340	909	477	46	0	0
2001-2031	8246	5146	3003	1920	1491	1063	635	206	0	0	0
2002-2032	6795	4009	2420	1733	1307	881	455	29	0	0	0
2003-2033	5371	3327	2167	1344	922	501	79	0	0	0	0
2004-2034	6364	3981	2481	1305	884	462	41	0	0	0	0
2005-2035	5215	3215	1938	1126	707	288	0	0	0	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	10521	8695	6870	5044	3407	2065	1152	425	0	0	0
1993-2023	9906	8004	6186	4368	2905	1734	825	264	0	0	0
1994-2024	13739	11487	9234	7239	5528	4176	3062	2237	1787	1336	886
1995-2025	12141	9906	7791	6004	4612	3359	2466	1942	1496	1049	602
1996-2026	11928	9266	6995	5143	3812	2833	2129	1685	1241	798	354
1997-2027	13273	10231	7575	5498	3740	2627	2027	1585	1142	700	257
1998-2028	15320	11970	8885	6614	4540	3108	2187	1469	1028	587	146
1999-2029	13040	9975	7411	5221	3605	2525	1649	1203	765	328	0
2000-2030	11619	8591	5991	3884	2615	1748	1258	824	391	0	0
2001-2031	11180	8177	5590	3822	2535	1572	881	453	24	0	0
2002-2032	11845	8609	6057	4339	2793	1516	662	198	0	0	0
2003-2033	9784	7009	5033	3341	2054	1027	384	0	0	0	0
2004-2034	9788	7007	5032	3340	2053	1026	383	0	0	0	0
2005-2035	9157	6477	4683	3063	1797	857	300	0	0	0	0
RCP 8.5											
1992-2022	10534	8708	6882	5056	3419	2064	1151	425	0	0	0
1993-2023	12197	9929	7660	5392	3554	1991	680	192	0	0	0
1994-2024	11668	8961	6547	4487	2699	1346	433	0	0	0	0
1995-2025	16158	13429	11043	8915	7135	5935	5126	4681	4236	3791	3346
1996-2026	14697	12112	9900	8012	6378	5493	4908	4465	4023	3580	3138
1997-2027	16772	13894	11267	9063	7263	5940	5047	4336	3895	3454	3014
1998-2028	17854	14638	11670	9031	6992	5750	4871	4249	3809	3369	2930
1999-2029	16574	13191	10146	7639	5941	4936	4286	3851	3416	2981	2546
2000-2030	13755	10551	7950	6157	5077	4361	3930	3500	3069	2638	2207
2001-2031	13427	10406	8192	6661	5501	4649	3797	3110	2684	2258	1832
2002-2032	15089	12373	10227	8546	7279	6012	4790	3945	3100	2255	1540
2003-2033	14993	12528	10479	8809	7140	5530	4278	3095	2260	1548	1131
2004-2034	17137	14458	12097	10016	7935	6007	4343	2909	2077	1458	1041
2005-2035	16003	13496	11304	9233	7161	5395	3738	2610	1782	1312	897

TABLE A.28 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 10 m, maille horaire)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	8953	7497	6131	4764	3398	2438	1527	627	172	0	0
RCP 2.6											
1992-2022	9849	8032	6214	4485	3164	2255	1347	538	84	0	0
1993-2023	11112	8853	6594	4652	3113	1809	905	320	0	0	0
1994-2024	12704	10013	7478	5340	3546	2084	882	46	0	0	0
1995-2025	12680	9662	7032	4811	2844	1129	158	0	0	0	0
1996-2026	11472	8296	5733	3594	1829	545	0	0	0	0	0
1997-2027	12420	8900	6102	3626	1443	354	0	0	0	0	0
1998-2028	12335	8524	5823	3396	1274	264	0	0	0	0	0
1999-2029	11979	8917	6118	3640	2231	1573	1139	704	270	0	0
2000-2030	9900	6657	3847	2392	1631	1201	771	341	0	0	0
2001-2031	7653	4681	2838	1783	1356	929	503	76	0	0	0
2002-2032	6345	3680	2290	1602	1177	753	328	0	0	0	0
2003-2033	4898	3074	1907	1218	798	378	0	0	0	0	0
2004-2034	5833	3624	2103	1186	766	347	0	0	0	0	0
2005-2035	4826	2837	1576	1013	595	177	0	0	0	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	10559	8742	6925	5109	3357	2211	1303	517	62	0	0
1993-2023	9882	8073	6264	4455	2872	1892	988	361	0	0	0
1994-2024	13622	11380	9139	7018	5492	4147	2962	2066	1587	1139	691
1995-2025	12050	9826	7602	5925	4591	3265	2376	1746	1301	856	411
1996-2026	11692	9041	6640	5128	3803	2746	1934	1492	1051	609	167
1997-2027	12905	9820	7131	5336	3573	2553	1839	1398	958	517	76
1998-2028	14835	11347	8521	6325	4220	2902	1863	1287	848	409	0
1999-2029	12579	9398	7142	4962	3411	2209	1464	1027	591	155	0
2000-2030	10907	8186	5596	3550	2304	1516	1084	652	221	0	0
2001-2031	10655	7665	5131	3379	2120	1265	714	286	0	0	0
2002-2032	11234	7975	5639	3788	2371	1228	462	38	0	0	0
2003-2033	9213	6511	4497	2911	1647	751	227	0	0	0	0
2004-2034	9148	6543	4523	2930	1666	764	233	0	0	0	0
2005-2035	8566	6132	4197	2689	1448	606	155	0	0	0	0
RCP 8.5											
1992-2022	10565	8749	6932	5115	3364	2211	1303	516	62	0	0
1993-2023	12107	9850	7592	5335	3379	2016	842	289	0	0	0
1994-2024	11411	8771	6526	4342	2745	1398	537	88	0	0	0
1995-2025	15911	13253	10741	8804	7040	5879	4993	4523	4080	3637	3194
1996-2026	14528	11886	9675	7913	6379	5444	4751	4310	3870	3430	2989
1997-2027	16486	13476	11034	8840	7074	5757	4753	4187	3748	3309	2870
1998-2028	17420	14067	11279	8653	6820	5506	4588	4105	3668	3230	2792
1999-2029	15876	12670	9638	7320	5602	4661	4147	3714	3280	2847	2414
2000-2030	13103	10062	7579	5863	4807	4224	3795	3366	2937	2508	2079
2001-2031	12826	9898	7776	6262	5232	4384	3535	2982	2558	2134	1709
2002-2032	14438	11845	9707	8154	6892	5629	4539	3697	2855	2014	1423
2003-2033	14366	11903	9979	8316	6653	5172	3925	2856	2025	1434	1018
2004-2034	16430	13744	11502	9428	7355	5551	3892	2684	1855	1350	935
2005-2035	15290	12812	10734	8669	6610	4958	3306	2394	1622	1209	796

TABLE A.29 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 10 m, maille 3h)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	10488	9163	7855	6547	5238	3930	2813	1941	1141	705	269
RCP 2.6											
1992-2022	10354	9047	7740	6433	5126	3819	2740	1869	1106	670	234
1993-2023	9922	8619	7317	6015	4713	3411	2471	1603	974	540	106
1994-2024	11199	9474	7749	6024	4300	2861	1999	1175	744	313	0
1995-2025	9971	8260	6549	4838	3156	2281	1426	892	464	36	0
1996-2026	9632	7508	5522	3822	2635	1785	1075	650	225	0	0
1997-2027	9493	7370	5413	3714	2582	1733	1049	624	199	0	0
1998-2028	9669	7544	5550	3851	2649	1799	1081	656	232	0	0
1999-2029	11693	9371	7274	5780	4522	3437	2599	1760	1139	720	300
2000-2030	9786	7707	6052	4804	3633	2802	1970	1248	833	417	1
2001-2031	8637	6617	5377	4138	3194	2368	1541	1036	623	210	0
2002-2032	7826	6091	4857	3677	2855	2033	1284	873	462	51	0
2003-2033	6475	5251	4026	3130	2314	1498	1020	612	204	0	0
2004-2034	7074	5850	4627	3403	2277	1462	1002	594	186	0	0
2005-2035	6704	5484	4265	3045	2042	1293	887	480	74	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	11474	9734	7994	6265	4960	3655	2632	1762	1053	618	183
1993-2023	10893	9159	7426	5844	4544	3244	2361	1494	921	487	54
1994-2024	13950	11802	9688	7969	6250	4821	3531	2401	1541	682	57
1995-2025	12474	10342	8533	6827	5264	3984	2709	1856	1003	221	0
1996-2026	11611	9221	7526	5831	4525	3254	2228	1381	534	0	0
1997-2027	12292	9612	7497	5607	4339	3070	2107	1261	416	0	0
1998-2028	13729	10839	8309	6204	4517	2830	1914	1070	259	0	0
1999-2029	11793	9280	6900	5188	3512	2261	1423	585	19	0	0
2000-2030	10189	7386	5340	3682	2354	1525	696	79	0	0	0
2001-2031	9310	6763	4710	2858	1664	843	156	0	0	0	0
2002-2032	9632	7053	4606	2819	1454	392	0	0	0	0	0
2003-2033	8187	5755	3595	2043	827	135	0	0	0	0	0
2004-2034	7712	5683	3738	2148	931	170	0	0	0	0	0
2005-2035	7438	5412	3523	1989	774	118	0	0	0	0	0
RCP 8.5											
1992-2022	11486	9746	8006	6266	4959	3654	2631	1761	1053	618	183
1993-2023	12526	10364	8202	6255	4525	3075	2210	1346	847	415	0
1994-2024	11606	9454	7302	5544	3822	2728	1867	1110	680	249	0
1995-2025	15882	13387	11264	9183	7790	6516	5406	4557	3708	3082	2658
1996-2026	14594	12325	10214	8441	7174	5908	5005	4161	3317	2889	2467
1997-2027	16095	13510	10984	8987	7303	5662	4819	3977	3221	2800	2379
1998-2028	16511	13569	10627	8713	7032	5528	4687	3847	3156	2736	2316
1999-2029	14718	11391	9014	7155	5599	4767	3935	3205	2789	2373	1958
2000-2030	11838	9313	7411	5764	4911	4087	3285	2873	2461	2049	1638
2001-2031	11558	9237	7200	5874	4651	3428	2927	2519	2112	1704	1297
2002-2032	13161	10735	8773	7155	5538	4374	3566	2757	1948	1443	1039
2003-2033	12919	10617	8619	6621	5081	3882	2772	1973	1460	1061	661
2004-2034	14629	12132	9739	7345	5528	3933	2655	1858	1404	1005	606
2005-2035	13705	11320	8936	6595	5006	3416	2400	1676	1279	881	484

TABLE A.30 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 10 m, maille 12h)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	11682	9915	8646	7377	6108	4839	3570	2590	1744	1042	619
RCP 2.6											
1992-2022	11562	9722	8455	7188	5922	4655	3388	2470	1626	983	561
1993-2023	11607	9861	8180	6657	5396	4136	2973	2132	1292	818	398
1994-2024	12695	10608	8521	6838	5168	3498	2498	1663	1007	589	172
1995-2025	12059	9578	7427	5477	3823	2669	1842	1100	686	273	0
1996-2026	10550	8251	6198	4505	3015	2194	1372	868	457	46	0
1997-2027	11164	8510	6050	4304	2916	2095	1275	820	410	0	0
1998-2028	10979	8353	5921	4202	2865	2045	1226	795	386	0	0
1999-2029	10741	7959	5879	4187	2972	1757	932	390	0	0	0
2000-2030	8213	6111	4339	3136	1933	1058	457	56	0	0	0
2001-2031	6909	4918	3631	2436	1398	630	231	0	0	0	0
2002-2032	6273	4448	3257	2067	1155	509	113	0	0	0	0
2003-2033	4763	3415	2236	1275	573	180	0	0	0	0	0
2004-2034	4245	2881	2095	1308	590	197	0	0	0	0	0
2005-2035	3673	2598	1815	1032	453	62	0	0	0	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	12830	10865	9178	7490	5803	4529	3263	2388	1544	943	521
1993-2023	12419	10594	8910	7225	5597	4334	3104	2262	1420	881	460
1994-2024	14030	11940	9850	7760	5986	4314	2928	1760	1054	636	218
1995-2025	12735	10660	8584	6657	4996	3449	2203	1282	818	403	0
1996-2026	11988	9921	7853	6079	4425	3025	1833	1096	682	269	0
1997-2027	12916	10438	7961	5876	4224	2876	1735	1047	634	221	0
1998-2028	12849	10188	7714	5712	4063	2757	1657	1008	596	184	0
1999-2029	11435	8974	6685	4921	3407	2177	1274	820	409	0	0
2000-2030	9464	7112	5277	3685	2466	1474	923	517	110	0	0
2001-2031	11257	9054	7084	5477	4094	3141	2338	1534	1004	602	200
2002-2032	11705	9307	7141	5154	3595	2770	1971	1225	825	425	26
2003-2033	11328	8934	6833	4911	3450	2652	1854	1167	768	369	0
2004-2034	10083	8086	6332	4757	3559	2747	1948	1213	814	414	15
2005-2035	9593	7601	5948	4473	3358	2562	1765	1123	724	326	0
RCP 8.5											
1992-2022	11434	9768	8501	7234	5966	4699	3432	2499	1654	997	575
1993-2023	11502	9757	8075	6718	5457	4195	3012	2171	1330	837	417
1994-2024	10963	9286	7630	6373	5115	3858	2790	1951	1149	730	311
1995-2025	11854	9780	8104	6445	4786	3261	2068	1239	797	382	0
1996-2026	11101	9168	7515	5863	4210	2834	1787	1073	660	247	0
1997-2027	14073	11859	9800	7741	5682	4019	2681	1674	850	134	0
1998-2028	13970	11774	9716	7658	5601	3954	2633	1642	819	118	0
1999-2029	12817	10373	7929	5796	4128	2776	1746	931	179	0	0
2000-2030	10860	8438	6238	4496	3063	1944	1137	330	0	0	0
2001-2031	9675	7014	4839	3331	2131	1330	530	0	0	0	0
2002-2032	10621	7823	5695	4021	2649	1456	332	0	0	0	0
2003-2033	8442	6167	4412	2952	1770	587	0	0	0	0	0
2004-2034	8427	6151	4395	2954	1771	589	0	0	0	0	0
2005-2035	8153	5957	4242	2840	1659	478	0	0	0	0	0

TABLE A.31 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 10 m, maille 24h)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	5314	3822	2774	2153	1531	910	289	0	0	0	0
RCP 2.6											
1992-2022	6655	4687	3159	2017	1398	778	158	0	0	0	0
1993-2023	8497	6066	4217	2782	1550	470	0	0	0	0	0
1994-2024	10879	8231	5955	4120	2284	963	242	0	0	0	0
1995-2025	11879	8892	6467	4041	1987	523	0	0	0	0	0
1996-2026	11069	7834	5139	2822	1087	70	0	0	0	0	0
1997-2027	12258	8609	5498	2759	748	0	0	0	0	0	0
1998-2028	12076	8119	5094	2439	590	0	0	0	0	0	0
1999-2029	12741	9118	5854	3327	2035	1442	848	255	0	0	0
2000-2030	10732	6797	3689	2172	1573	985	397	0	0	0	0
2001-2031	7975	4481	2578	1780	1197	613	29	0	0	0	0
2002-2032	6205	3415	2078	1497	917	336	0	0	0	0	0
2003-2033	4888	2847	1698	1001	426	0	0	0	0	0	0
2004-2034	5428	3066	1454	880	307	0	0	0	0	0	0
2005-2035	4300	2372	1225	654	83	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	7464	5524	4023	2784	1545	753	133	0	0	0	0
1993-2023	6980	4784	3535	2302	1134	517	0	0	0	0	0
1994-2024	11516	9499	7664	5829	4491	3267	2564	1952	1341	729	117
1995-2025	10361	8300	6479	4933	3718	2794	2187	1580	973	365	0
1996-2026	10317	7903	5498	4260	3069	2466	1862	1259	656	52	0
1997-2027	11954	8947	6267	4463	2898	2297	1696	1094	493	0	0
1998-2028	14406	10809	7868	5471	3635	2436	1538	939	339	0	0
1999-2029	12376	8928	6545	4237	2988	1818	1222	627	31	0	0
2000-2030	11102	8088	5138	3211	2030	1345	755	165	0	0	0
2001-2031	11188	7682	5006	3213	1865	850	266	0	0	0	0
2002-2032	11648	8011	5448	3321	1581	486	0	0	0	0	0
2003-2033	9226	6370	4066	2297	844	152	0	0	0	0	0
2004-2034	8739	6049	3787	2061	689	76	0	0	0	0	0
2005-2035	8101	5545	3413	1691	529	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5											
1992-2022	7794	5865	4375	3136	1898	743	123	0	0	0	0
1993-2023	9943	7561	5714	3868	2021	575	0	0	0	0	0
1994-2024	9554	6859	4863	3026	1251	151	0	0	0	0	0
1995-2025	15562	13031	10611	8280	6609	5872	5267	4662	4057	3452	2847
1996-2026	14240	11834	9427	7403	6188	5586	4985	4383	3781	3180	2578
1997-2027	16672	13676	10679	8303	6863	5665	4788	4189	3590	2990	2391
1998-2028	17986	14399	10930	8107	6605	5410	4662	4064	3467	2869	2271
1999-2029	17194	13067	9575	7283	5641	4784	4191	3599	3007	2415	1823
2000-2030	14188	10300	7692	5931	4930	4343	3756	3169	2582	1995	1408
2001-2031	13672	10366	8042	6352	5190	4028	3250	2669	2088	1507	926
2002-2032	15313	12398	9886	8125	6397	4889	3737	2585	1686	1110	534
2003-2033	15359	12301	9983	7705	5620	3911	2663	1731	1162	592	22
2004-2034	17104	13837	11000	8162	5704	3509	2300	1552	984	417	0
2005-2035	15826	12797	9971	7160	4900	3037	1923	1358	793	227	0

TABLE A.32 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 100 m, maille horaire)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	5539	3976	2830	2211	1591	972	352	0	0	0	0
RCP 2.6											
1992-2022	6764	4721	3093	2080	1462	844	226	0	0	0	0
1993-2023	8386	5929	4011	2700	1472	540	0	0	0	0	0
1994-2024	10650	7899	5746	3915	2129	908	115	0	0	0	0
1995-2025	11426	8560	6140	3721	1811	272	0	0	0	0	0
1996-2026	10491	7377	4817	2644	841	0	0	0	0	0	0
1997-2027	11655	8074	5078	2480	506	0	0	0	0	0	0
1998-2028	11428	7687	4696	2177	357	0	0	0	0	0	0
1999-2029	12172	8620	5490	2989	1927	1335	743	150	0	0	0
2000-2030	10118	6318	3352	2053	1466	880	293	0	0	0	0
2001-2031	7503	4144	2365	1677	1094	512	0	0	0	0	0
2002-2032	5760	3095	1975	1396	817	238	0	0	0	0	0
2003-2033	4471	2641	1494	904	331	0	0	0	0	0	0
2004-2034	4934	2770	1363	791	219	0	0	0	0	0	0
2005-2035	3913	2082	1136	567	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	7556	5540	3938	2703	1467	819	201	0	0	0	0
1993-2023	6899	4809	3457	2227	1202	587	0	0	0	0	0
1994-2024	11380	9257	7427	5617	4397	3177	2401	1791	1181	571	0
1995-2025	9999	8073	6257	4846	3634	2634	2028	1423	817	211	0
1996-2026	9964	7557	5378	4175	2971	2306	1704	1102	501	0	0
1997-2027	11492	8493	6059	4259	2743	2143	1543	943	343	0	0
1998-2028	13855	10267	7566	5174	3379	2183	1390	792	194	0	0
1999-2029	11850	8636	6259	3945	2740	1672	1078	483	0	0	0
2000-2030	10632	7688	4745	2964	1789	1200	612	23	0	0	0
2001-2031	10693	7196	4617	2868	1617	710	127	0	0	0	0
2002-2032	11071	7461	5011	2981	1287	349	0	0	0	0	0
2003-2033	8659	5946	3694	1970	621	19	0	0	0	0	0
2004-2034	8238	5651	3476	1754	523	0	0	0	0	0	0
2005-2035	7615	5158	3111	1393	404	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5											
1992-2022	7878	5873	4282	3047	1812	809	192	0	0	0	0
1993-2023	9863	7408	5539	3698	1856	561	0	0	0	0	0
1994-2024	9326	6537	4705	2873	1246	226	0	0	0	0	0
1995-2025	15171	12757	10343	8158	6566	5753	5149	4546	3943	3339	2736
1996-2026	13959	11559	9159	7280	6067	5467	4867	4267	3667	3067	2467
1997-2027	16297	13308	10441	8155	6638	5442	4675	4078	3480	2882	2284
1998-2028	17486	13908	10579	7828	6390	5197	4554	3958	3362	2765	2169
1999-2029	16599	12610	9189	6957	5434	4678	4087	3497	2906	2315	1724
2000-2030	13512	9853	7367	5718	4825	4239	3654	3068	2483	1897	1311
2001-2031	13137	9944	7673	6146	4987	3828	3152	2573	1993	1413	834
2002-2032	14800	11882	9546	7822	6097	4692	3542	2393	1593	1019	444
2003-2033	14768	11876	9602	7328	5344	3639	2476	1641	1073	504	0
2004-2034	16544	13383	10552	7720	5357	3259	2126	1469	902	336	0
2005-2035	15291	12351	9530	6815	4558	2865	1840	1276	712	148	0

TABLE A.33 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 100 m, maille 3h)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	7294	5428	3782	2669	2063	1456	850	244	0	0	0
RCP 2.6											
1992-2022	7533	5120	3579	2568	1963	1358	753	148	0	0	0
1993-2023	7166	4420	3070	2317	1715	1112	510	0	0	0	0
1994-2024	8960	6556	4973	3776	2580	1383	187	0	0	0	0
1995-2025	8302	5969	4189	2941	1754	568	0	0	0	0	0
1996-2026	8407	5860	3798	2237	1058	11	0	0	0	0	0
1997-2027	8544	5534	3449	2007	831	0	0	0	0	0	0
1998-2028	8453	5459	3404	1977	802	0	0	0	0	0	0
1999-2029	11332	8737	6745	5002	3599	3018	2437	1856	1275	693	112
2000-2030	9243	7140	5412	3783	3165	2589	2013	1436	860	284	0
2001-2031	7784	6058	4342	3388	2816	2244	1672	1100	528	0	0
2002-2032	7428	5153	3660	3091	2522	1954	1385	816	248	0	0
2003-2033	5761	3934	3252	2688	2124	1560	996	432	0	0	0
2004-2034	7378	5250	4124	2999	2004	1441	879	316	0	0	0
2005-2035	6495	4830	3709	2589	1801	1241	680	120	0	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	9274	6856	4768	3210	2001	1304	699	95	0	0	0
1993-2023	8589	5862	4031	2724	1668	1067	465	0	0	0	0
1994-2024	12401	9825	7764	5974	4751	3557	2363	1712	1115	518	0
1995-2025	10691	8366	6589	5170	3985	2800	1935	1342	750	157	0
1996-2026	10391	7926	5686	4481	3305	2191	1602	1014	425	0	0
1997-2027	11711	8777	6246	4486	2996	2038	1451	865	278	0	0
1998-2028	14063	10554	7773	5434	3524	2143	1296	711	126	0	0
1999-2029	12086	8809	6485	4323	2683	1569	988	407	0	0	0
2000-2030	10689	7775	4978	2859	1708	1087	512	0	0	0	0
2001-2031	10622	7208	4445	2670	1400	609	40	0	0	0	0
2002-2032	10952	7367	4725	2692	1131	257	0	0	0	0	0
2003-2033	8692	5623	3377	1692	493	0	0	0	0	0	0
2004-2034	8354	5401	3212	1529	439	0	0	0	0	0	0
2005-2035	7578	4889	2833	1237	315	0	0	0	0	0	0
RCP 8.5											
1992-2022	9582	7164	5087	3539	2330	1294	690	86	0	0	0
1993-2023	11497	8565	6163	4354	2552	1245	373	0	0	0	0
1994-2024	10574	7455	5332	3540	1909	714	111	0	0	0	0
1995-2025	15865	13231	10870	8706	6958	5777	5097	4507	3917	3326	2736
1996-2026	14345	11997	9650	7802	6362	5393	4806	4219	3632	3046	2459
1997-2027	16676	13753	10935	8596	6767	5404	4622	4037	3453	2868	2283
1998-2028	17810	14311	11045	8180	6392	5157	4500	3917	3334	2751	2167
1999-2029	16783	12875	9408	6903	5385	4620	4042	3464	2886	2309	1731
2000-2030	13571	10054	7355	5622	4743	4171	3598	3026	2453	1881	1309
2001-2031	13204	9868	7474	5976	4843	3709	3108	2541	1975	1408	842
2002-2032	14736	11523	9331	7646	5961	4647	3523	2400	1582	1021	459
2003-2033	14431	11715	9494	7272	5408	3742	2452	1615	1060	504	0
2004-2034	16382	13290	10522	7755	5507	3293	2136	1459	905	352	0
2005-2035	15056	12197	9442	6867	4662	2826	1806	1255	704	153	0

TABLE A.34 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 100 m, maille 12h)

31 années	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991-2021	9714	7291	5364	3640	2773	2179	1584	990	395	0	0
RCP 2.6											
1992-2022	10532	7567	5181	3387	2648	2055	1462	869	276	0	0
1993-2023	11359	8091	5224	3463	2372	1783	1193	603	13	0	0
1994-2024	12780	9266	6426	4571	3254	2083	911	265	0	0	0
1995-2025	12324	8681	6134	4114	2373	1207	417	0	0	0	0
1996-2026	10438	7052	4815	3085	1689	663	86	0	0	0	0
1997-2027	11329	7764	5091	2791	1430	534	0	0	0	0	0
1998-2028	10878	7445	4839	2541	1306	474	0	0	0	0	0
1999-2029	11402	8209	5367	3470	2015	909	340	0	0	0	0
2000-2030	9132	5777	3732	2201	1075	444	0	0	0	0	0
2001-2031	6878	4307	2630	1475	648	89	0	0	0	0	0
2002-2032	5390	3521	2075	963	395	0	0	0	0	0	0
2003-2033	4231	2211	1110	474	0	0	0	0	0	0	0
2004-2034	4530	2112	964	402	0	0	0	0	0	0	0
2005-2035	3405	1618	731	184	0	0	0	0	0	0	0
RCP 4.5											
1992-2022	12246	9327	6958	4830	3556	2372	1408	816	223	0	0
1993-2023	11336	8607	6246	4389	3208	2028	1238	648	57	0	0
1994-2024	13874	10944	8226	6348	4590	3003	1831	660	0	0	0
1995-2025	12050	9141	7036	5290	3545	2314	1151	38	0	0	0
1996-2026	10818	8152	6313	4575	3007	1849	691	0	0	0	0
1997-2027	12235	9168	6858	4547	2745	1590	434	0	0	0	0
1998-2028	12646	9178	6523	4217	2581	1428	275	0	0	0	0
1999-2029	10930	7868	5487	3254	2075	928	0	0	0	0	0
2000-2030	8476	5950	3675	2327	1190	70	0	0	0	0	0
2001-2031	11335	8525	6656	4970	3297	2660	2098	1536	974	412	0
2002-2032	11772	8905	6672	4439	2901	2343	1784	1226	668	109	0
2003-2033	10695	8195	5969	3744	2729	2173	1617	1060	504	0	0
2004-2034	10649	8003	5780	3557	2683	2127	1571	1016	460	0	0
2005-2035	9559	7281	5066	3108	2509	1955	1401	847	294	0	0
RCP 8.5											
1992-2022	10231	7266	5010	3407	2658	2065	1472	879	286	0	0
1993-2023	10889	7604	5071	3277	2388	1798	1208	618	28	0	0
1994-2024	9598	6580	4298	2861	2183	1595	1007	420	0	0	0
1995-2025	10663	7705	5578	4224	3060	1896	732	0	0	0	0
1996-2026	9327	6662	4885	3726	2568	1410	301	0	0	0	0
1997-2027	13094	10197	8167	6437	4707	2976	1501	829	252	0	0
1998-2028	12988	9921	7962	6234	4507	2779	1371	764	188	0	0
1999-2029	12045	9422	7139	4879	3167	1640	904	333	0	0	0
2000-2030	9876	7613	5351	3553	1907	1043	477	0	0	0	0
2001-2031	9292	6490	4049	2180	1156	596	36	0	0	0	0
2002-2032	10726	7563	4961	3044	1888	775	0	0	0	0	0
2003-2033	8051	5372	3367	2114	1011	101	0	0	0	0	0
2004-2034	9020	5894	3440	1922	822	8	0	0	0	0	0
2005-2035	8324	5321	3045	1698	601	0	0	0	0	0	0

TABLE A.35 – Primes pures obtenues pour le parc n°3 (ERA5-Land - 100 m, maille 24h)

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	29407	23052	16696	10340	3984	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	38445	32089	25733	19377	13021	6665	310	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	28203	21847	15491	9135	2780	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE A.36 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°2

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	3479	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	97154	82961	68768	54575	40381	26188	11995	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	54645	40452	26259	12066	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	116118	101925	87732	73539	59346	45153	30960	16767	2574	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE A.37 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°3

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	5151	3849	2546	1244	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	12477	11175	9873	8571	7268	5966	4664	3362	2060	757	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	3577	2275	973	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	9045	7743	6440	5138	3836	2534	1232	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	3453	2151	849	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE A.38 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°14

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
1991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	12099	961	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	74298	63159	52021	40882	29744	18605	7467	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	4328	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	14986	3847	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE A.39 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°6

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	7912	1556	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	34010	27655	21299	14943	8587	2231	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	47719	41363	35007	28651	22295	15939	9583	3228	0	0	0
2028	3958	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	16721	10365	4009	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	6399	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	31354	24998	18642	12287	5931	0	0	0	0	0	0
2032	45029	38673	32317	25961	19605	13250	6894	538	0	0	0
2033	13294	6938	582	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	33109	26753	20397	14042	7686	1330	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE A.40 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°2
(vitesses projetées sur le scénario RCP 8.5)

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
2022	74218	60025	45832	31639	17446	3253	0	0	0	0	0
2023	94547	80354	66161	51968	37775	23582	9389	0	0	0	0
2024	37687	23494	9301	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	277525	263332	249139	234946	220753	206560	192367	178173	163980	149787	135594
2026	27684	13491	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	137819	123626	109433	95240	81047	66854	52661	38468	24275	10082	0
2028	104446	90253	76060	61867	47673	33480	19287	5094	0	0	0
2029	121866	107673	93480	79287	65094	50901	36708	22515	8322	0	0
2030	81403	67210	53017	38823	24630	10437	0	0	0	0	0
2031	175978	161785	147592	133399	119206	105013	90820	76627	62434	48241	34048
2032	225741	211548	197355	183162	168969	154776	140583	126390	112197	98004	83810
2033	201539	187346	173153	158960	144767	130574	116381	102188	87995	73802	59609
2034	204359	190166	175973	161780	147587	133394	119201	105008	90815	76622	62429
2035	39952	25759	11566	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE A.41 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°3
(vitesses projetées sur le scénario RCP 8.5)

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE A.42 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°6
(vitesses projetées sur le scénario RCP 8.5)

Année	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	3085	1782	480	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	1002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	3785	2483	1181	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

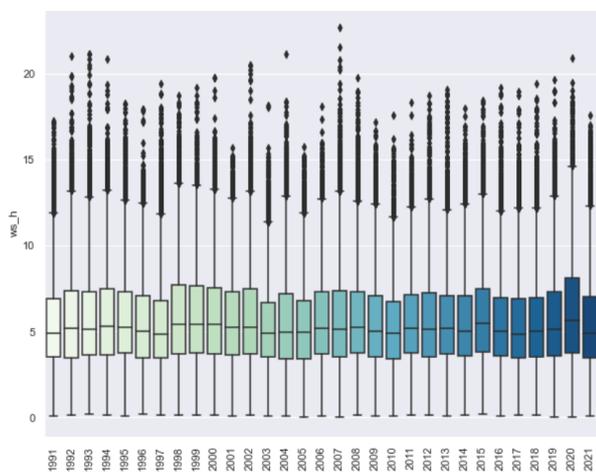
TABLE A.43 – Montants d'indemnisation en cas de non-dépassement de seuil pour le parc n°14
(vitesses projetées sur le scénario RCP 8.5)

Région	Hauteur_extrapolation	N° parc	Trimestre le plus variable	Trimestre avec la moyenne la plus haute	Trimestre le moins variable	Trimestre avec la moyenne la plus faible
Hauts-de-France	10m	1	1	1	3	3
Hauts-de-France	100m	1	1	1	3	3
Hauts-de-France	10m	2	4	1	3	3
Hauts-de-France	100m	2	4	1	3	3
Hauts-de-France	10m	3	1	1	3	3
Hauts-de-France	100m	3	1	1	3	3
Grand Est	10m	4	4 et 1	1	2	3
Grand Est	100m	4	4 et 1	1	3	3
Grand Est	10m	5	4	1	2	3
Grand Est	100m	5	4 et 1	1	3	3
Pays de la Loire	10m	6	4	1	2	3
Pays de la Loire	100m	6	4	1	2	3
Occitanie	10m	7	1 et 2	2	3	4
Occitanie	100m	7	1	1	3	3
Provence	10m	8	2 et 4	2	3	4
Provence	100m	8	1 et 4	1	3	3
Hauts-de-France	10m	9	1	1	3	3
Hauts-de-France	100m	9	1	1	3	3
Grand Est	10m	10	1	1	2	3
Grand Est	100m	10	4	1	3	3
Normandie	10m	11	4	1	3	3
Normandie	100m	11	1 et 4	1	3	3
Bretagne	10m	12	1	1	2	3
Bretagne	100m	12	1	1	2	3
Centre-Val de Loire	10m	13	1 et 4	1	3	3
Centre-Val de Loire	100m	13	1 et 4	1	3	3
Occitanie	10m	14	1	1	3	4
Occitanie	100m	14	1	1	3	3
Grand Est	10m	15	4	1	2	3
Grand Est	100m	15	4	1	3	3

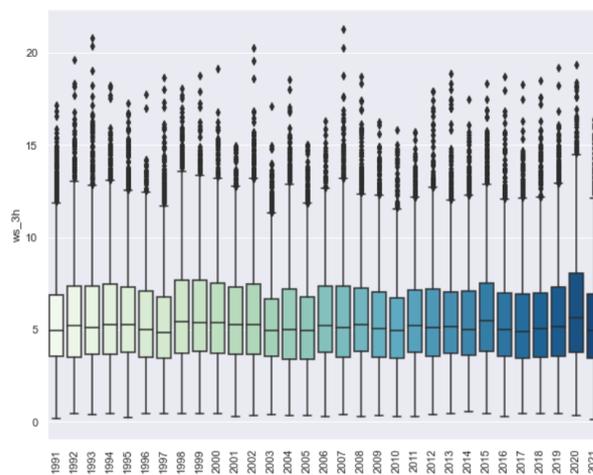
FIGURE B.3 – Tableau récapitulatif de la variabilité trimestrielle des 15 parcs

Annexe C

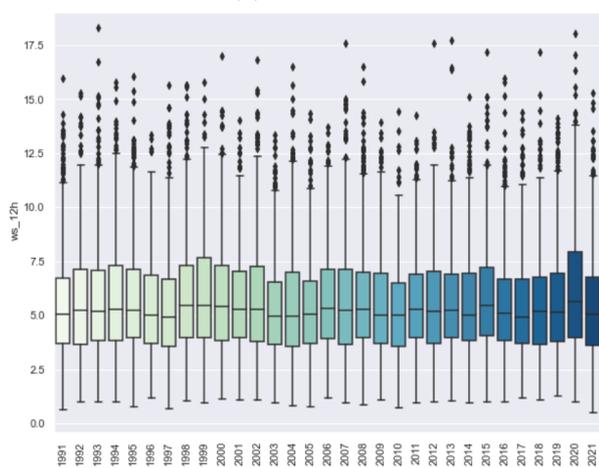
Figures



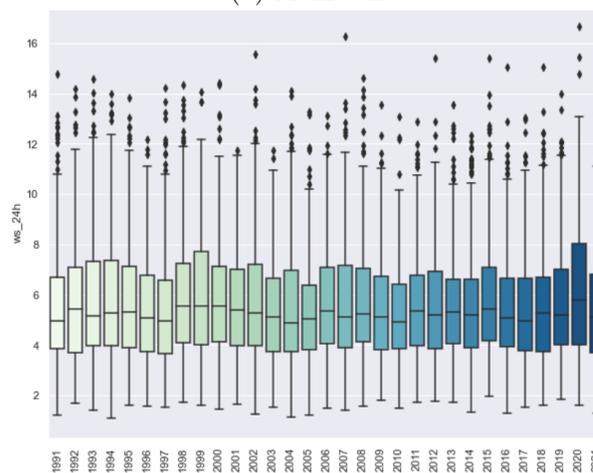
(a) Maille 1h



(b) Maille 3h

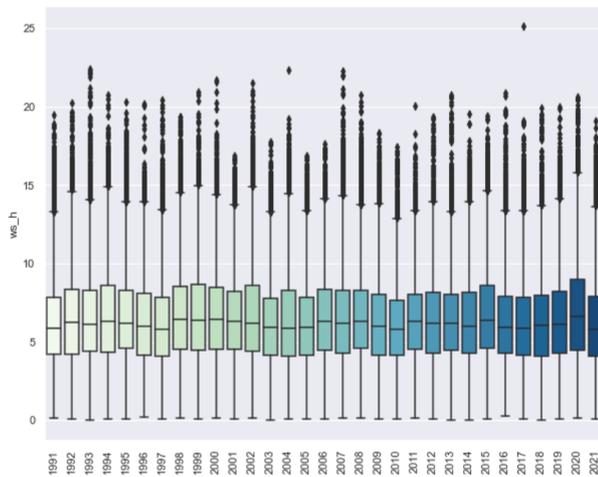


(c) Maille 12h

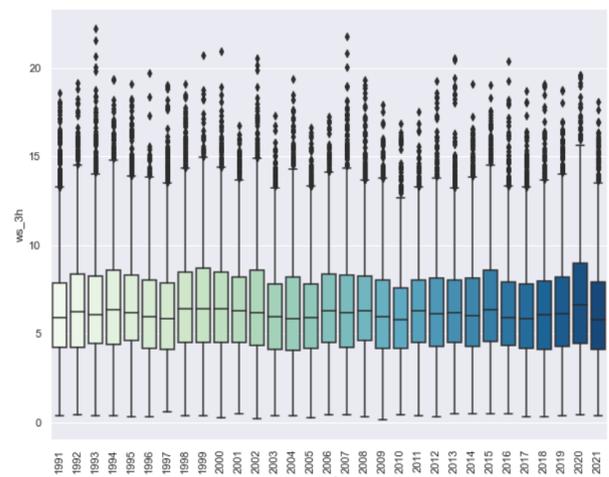


(d) Maille 24h

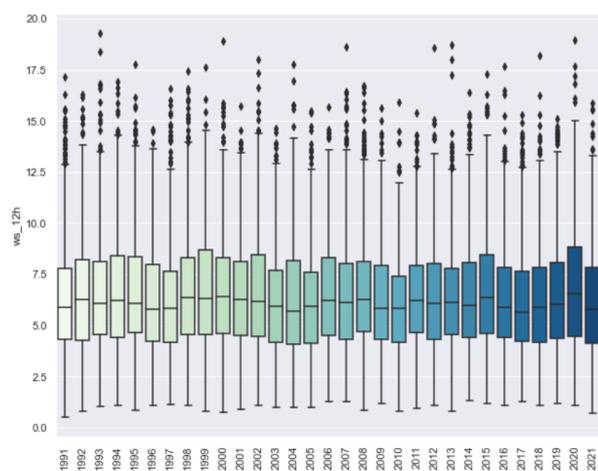
FIGURE C.1 – Vision annuelle : Boîtes à moustache des vitesses de vent extrapolées à partir des données de 10 mètres (parc n°3)



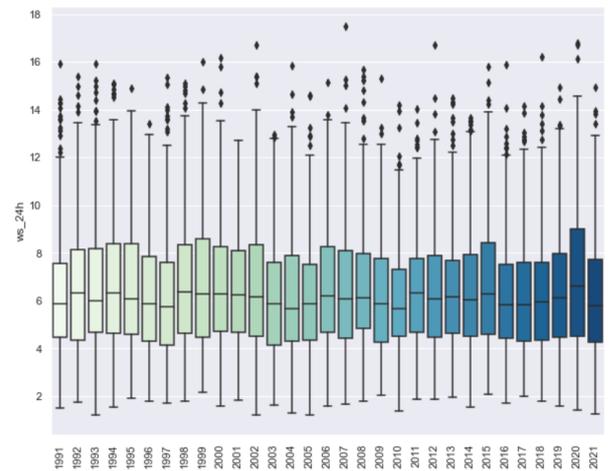
(a) Maille 1h



(b) Maille 3h

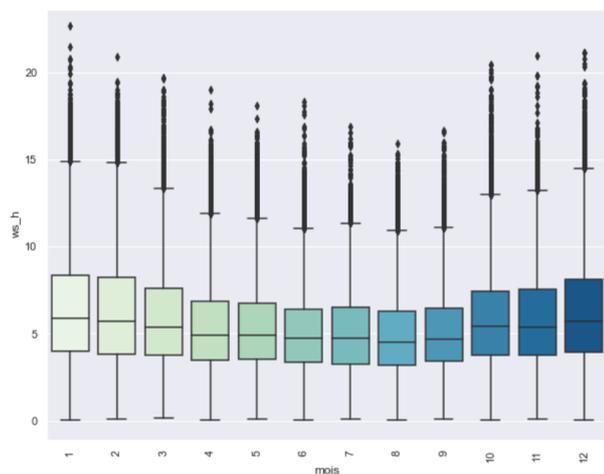


(c) Maille 12h

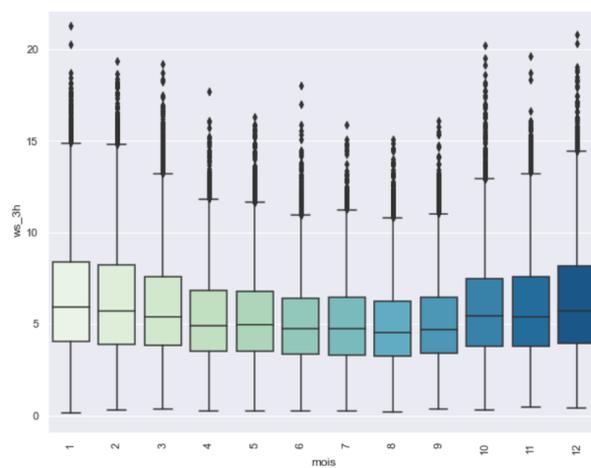


(d) Maille 24h

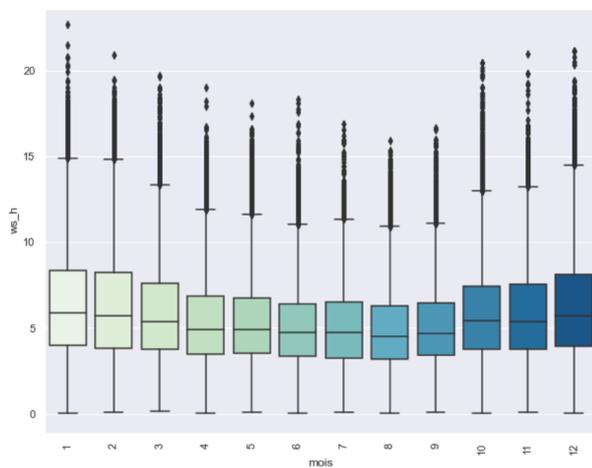
FIGURE C.2 – Vision annuelle : Boîtes à moustache des vitesses de vent extrapolées à partir des données de 100 mètres (parc n°3)



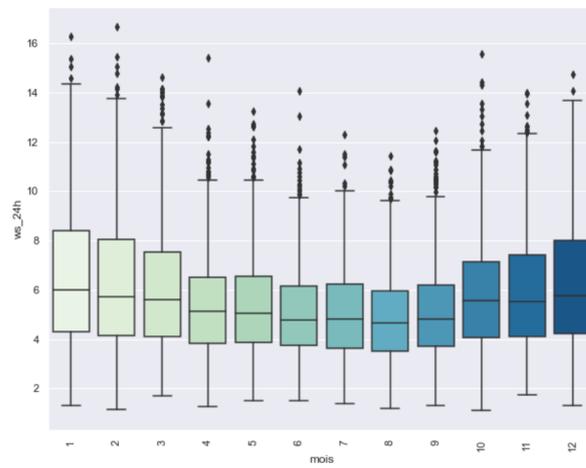
(a) Maille 1h



(b) Maille 3h

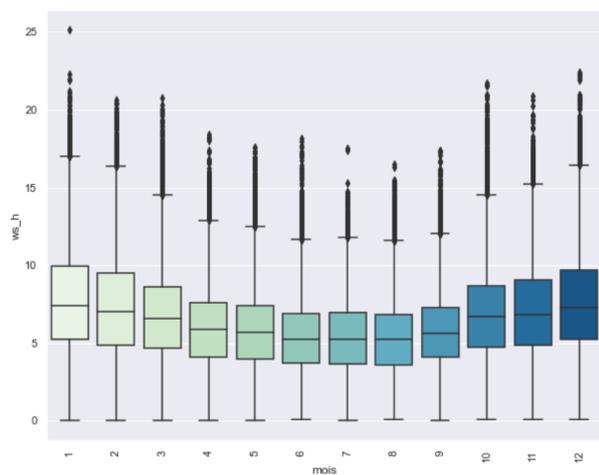


(c) Maille 12h

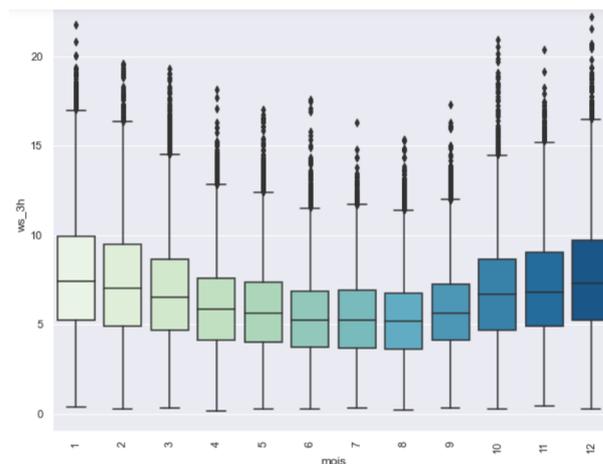


(d) Maille 24h

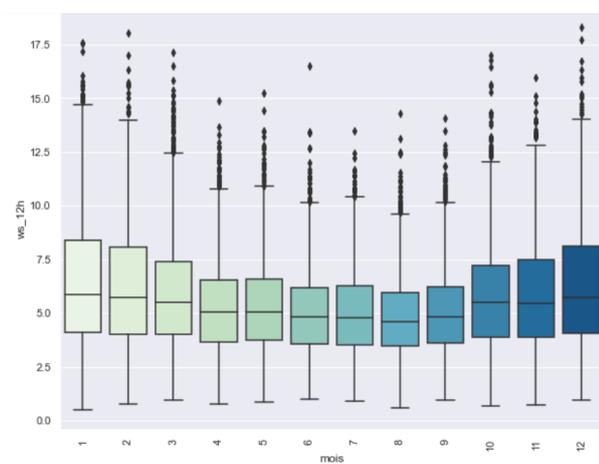
FIGURE C.3 – Vision mensuelle : Boîtes à moustache des vitesses de vent extrapolées à partir des données de 10 mètres (parc n°3)



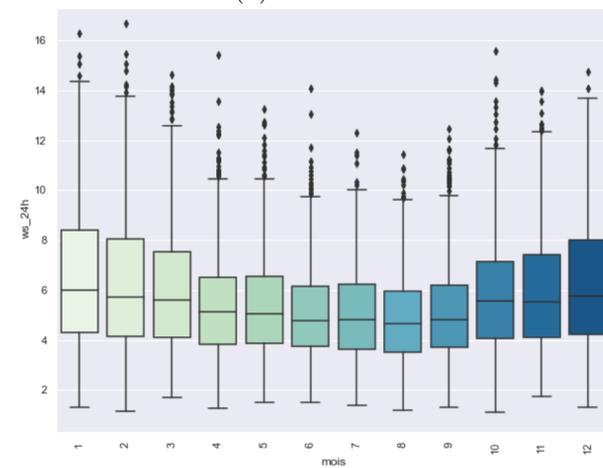
(a) Maille 1h



(b) Maille 3h

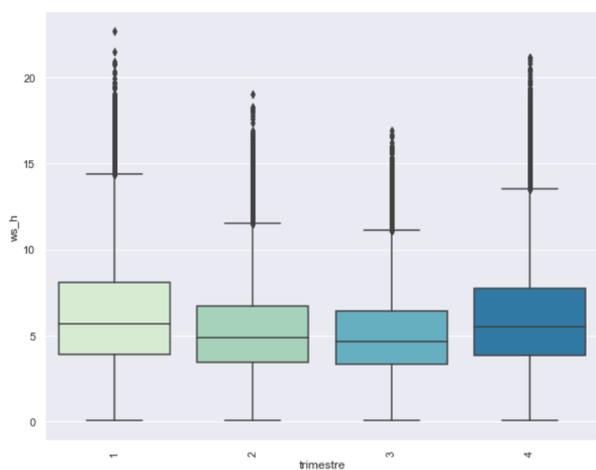


(c) Maille 12h

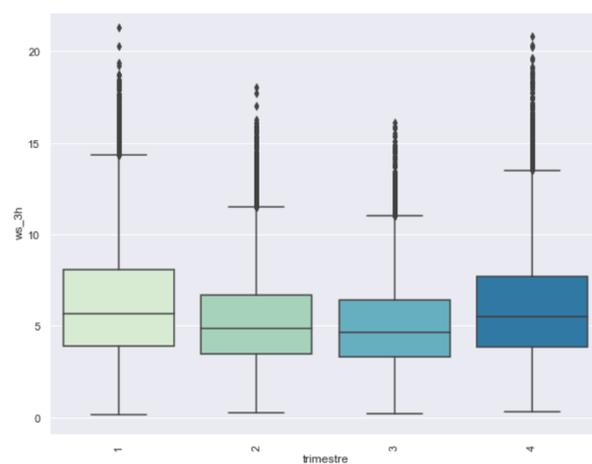


(d) Maille 24h

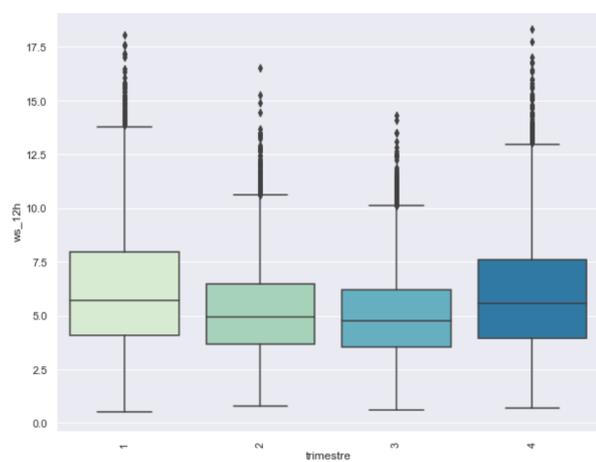
FIGURE C.4 – Vision mensuelle : Boîtes à moustache des vitesses de vent extrapolées à partir des données de 100 mètres (parc n°3)



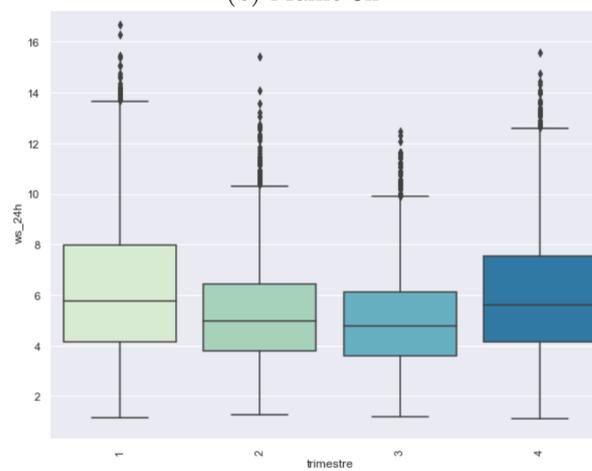
(a) Maille 1h



(b) Maille 3h

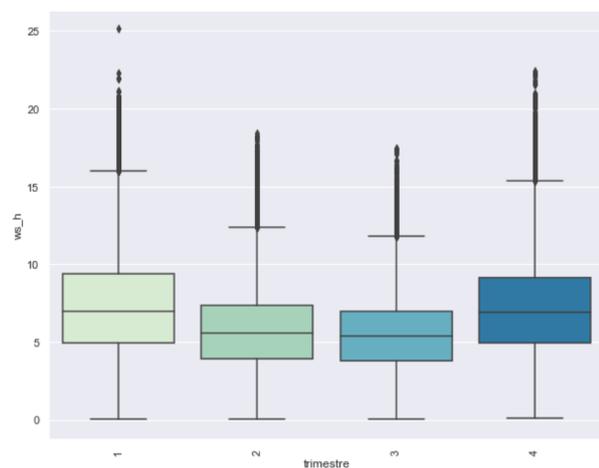


(c) Maille 12h

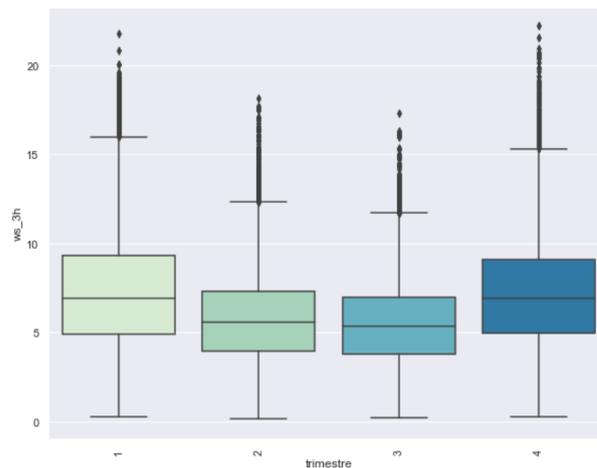


(d) Maille 24h

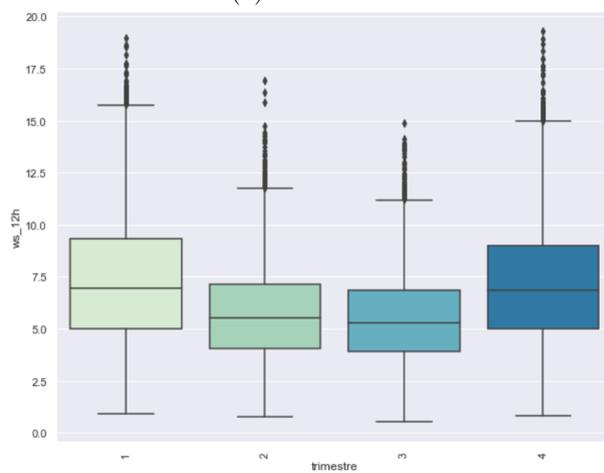
FIGURE C.5 – Vision trimestrielle : Boîtes à moustache des vitesses de vent extrapolées à partir des données de 10 mètres (parc n°3)



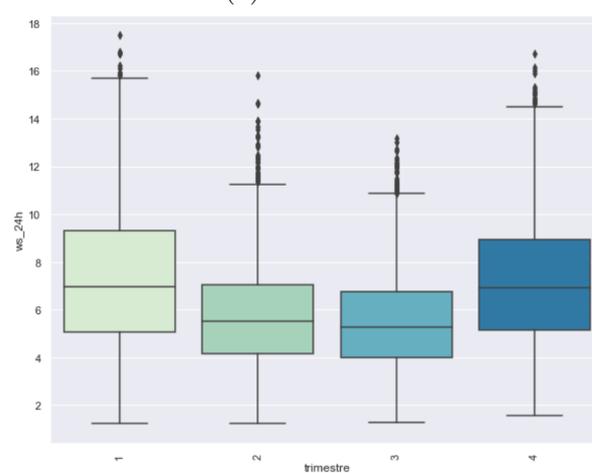
(a) Maille 1h



(b) Maille 3h



(c) Maille 12h



(d) Maille 24h

FIGURE C.6 – Vision trimestrielle : Boîtes à moustache des vitesses de vent extrapolées à partir des données de 100 mètres (parc n°3)

Annexe D

Modélisation usuelle des vitesses de vent

D.1 La loi de référence : loi de Weibull

Une distribution de probabilités correspond à une énumération de toutes les valeurs possibles d'une variable aléatoire auxquelles on associe une certaine probabilité. La distribution des vitesses de vent est souvent représentée par une loi de Weibull (Figure D.1). Implémentée dans tous les logiciels calculant le potentiel éolien comme WAsP, elle est caractérisée par un paramètre de forme k et d'échelle A .

La densité de probabilité est représentée par la formule ci-dessous :

$$p(V) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right) \quad (\text{D.1})$$

où $A > 0$, $k > 0$ et V correspond à la vitesse de vent.

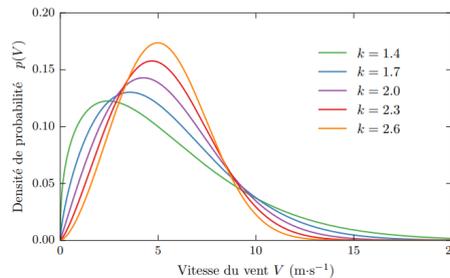


FIGURE D.1 – Exemples de distributions de Weibull pour $A = 6$ m/s [24]

Graphiquement, les plus faibles probabilités sont associées aux vents forts. Pourtant en assurance paramétrique, on doit tenir compte que ce sont les vents les plus forts qui produisent le plus d'énergie et apportent le plus de poids dans la production annuelle. La fonction de répartition reflétant l'aire sous la courbe (soit la probabilité que le vent souffle entre deux vitesses) est :

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right) \quad (\text{D.2})$$

Un cas particulier de cette loi est la loi de Rayleigh avec un paramètre de forme égal à 2. Elle nécessite l'ajustement d'un seul paramètre (A) à une série d'observations.

B. JOURDIER [24] souligne qu'il est préférable de considérer les séries de vent mesuré plutôt que de les modéliser. La modélisation statistique des vitesses de vent par une distribution de Weibull est moins précise que l'utilisation de la série temporelle des mesures. Cette loi pose problème pour les zones les plus et les moins ventées. Très ancrée dans les calculs de potentiel éolien, la loi de Weibull n'est pas l'unique loi pouvant modéliser la densité de probabilité des vitesses de vent d'un site éolien.

D.2 Autres lois présentes dans la littérature

Les lois les plus communes pour décrire la variabilité du vent au travers de sa fréquence sont : la loi gamma, la loi de Weibull à 3 paramètres, la loi log-normale, loi bêta, lois hybrides...

L'étude *Application of four probability distributions for wind speed modeling* (2017) [31] teste l'adéquation de 4 distributions aux vitesses de vent journalières récoltées au niveau de l'aéroport Airport Žilina : la loi de Weibull à 2 paramètres, la loi de Weibull à 3 paramètres, la loi gamma et la loi log-normale. Les paramètres des distributions sont estimés par la méthode du maximum de vraisemblance et la qualité d'ajustement (*goodness-of-fit*) des lois aux données s'appuie sur différents critères statistiques : AIC, BIC, coefficient de détermination R^2 , RMSE, test de Chi-2 et test de Kolmogorov-Smirnov. La loi de Weibull à 3 paramètres est celle qui présente le meilleur ajustement.

Dans le papier *A comparative analysis of wind speed probability distributions for wind power assessment of four sites* (2016) [38], 5 fonctions de densité sont comparées pour 3 parcs éoliens aux Etats-Unis et une station météorologique au Canada. Les paramètres sont estimés par la méthode des moments et les lois sont choisies selon le critère RMSE et R^2 . Les lois s'ajustant le mieux aux données sont les lois de Weibull, Rayleigh et Gamma.

Enfin parmi les papiers de recherche portant sur la distribution des vitesses de vent, la thèse de B. JOURDIER (2015) [24] proposait 3 distributions alternatives à la distribution de Weibull : elliptique, non-gaussienne et Rayleigh-Rice¹. Elle soulève la problématique de sous-estimation de la queue de la distribution des vitesses de vent par une loi de Weibull. Cette dernière surestime le centre de la distribution c'est-à-dire les vents moyens. Six méthodes sont appliquées à l'ajustement de la distance entre la fonction de répartition de la distribution théorique et celle empirique : moments M1 et M3, maximum de vraisemblance, minimisation du score de CvM, minimisation du score d'Anderson-Darling modifiée à droite (ADR) et du score d'Anderson-Darling modifiée à droite d'ordre 2 (AD2R).

Finalement, la distribution elliptique offre des résultats similaires à la Weibull dans le Nord-Ouest de la France et arrivent à mieux décrire les vitesses moyennes dans le reste de la France. Elle sous-estime également la probabilité de vents forts. La distribution non-gaussienne permet un meilleur ajustement au niveau de la queue de distribution, excepté dans le Sud de la France. La loi offrant les meilleurs résultats est la loi Rayleigh-Rice permettant plus de flexibilité et une meilleure prise en compte des extrêmes. Elle est particulièrement performante pour le Sud-Est de la France.

D.3 Formules de fonctions de densité de probabilité sur SciPy stats

- Loi gamma

$$f(x, a) = \frac{x^{a-1} \cdot \exp(-x)}{\Gamma(a)}$$

où $x \geq 0$, $a > 0$ et $\Gamma(a)$ fait référence à la fonction gamma.

1. Superposition de deux distributions : Rayleigh, Rice.

- **Loi de Weibull à 2 paramètres**

$$f(x, c) = c \cdot x^{c-1} \cdot \exp(-x^c) \text{ où } x > 0, c > 0.$$

- **Loi de Weibull à 3 paramètres**

$$f(x, a, c) = a \cdot c \cdot [1 - \exp(-x^c)]^{a-1} \cdot \exp(-x^c) \cdot x^{c-1}$$

où $x > 0$, $a > 0$ et $c > 0$.

- **Loi normale**

$$f(x) = \frac{\exp(-x^2/2)}{\sqrt{2 \cdot \pi}}$$

- **Loi log-normale**

$$f(x, s) = \frac{1}{s \cdot x \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left(-\frac{\log^2(x)}{2 \cdot s^2}\right) \text{ où } x > 0, s > 0.$$

- **Loi inverse-gaussienne**

$$f(x, \mu) = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot x^3}} \cdot \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2 \cdot x \cdot \mu^2}\right) \text{ où } x \geq 0, \mu > 0.$$

- **Loi alpha**

$$f(x, a) = \frac{1}{x^2 \cdot \Phi(a) \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left(-\frac{1}{2} \cdot (a - 1/x)^2\right)$$

où Φ est la fonction de répartition de la loi normale, $x > 0$, $a > 0$.

- **Loi de Gumbel**

$$f(x) = \exp(-(x + \exp(-x)))$$

- **Loi logistique**

$$f(x) = \frac{\exp(-x)}{(1 + \exp(-x))^2}$$

D.4 Lois adaptées aux données ERA5-Land extrapolées

Nous souhaitons connaître les densités de probabilités des différentes séries temporelles ERA5-Land extrapolées à hauteur du moyeu.

La première étape consiste à appliquer la fonction *Fitter* de la bibliothèque *fitter* développée par Thomas Cokelaer sous Python à chaque série temporelle. Parmi les 80 distributions disponibles du package *SciPy*, les 5 lois de probabilités retraçant au mieux les données de vitesses de vent sont affichées. L'estimation des paramètres optimaux se fait par la méthode du maximum de vraisemblance.

La deuxième étape consiste à comparer l'adéquation de la meilleure loi avec celles communément utilisées pour décrire les vitesses de vent en France (Partie D.2) : loi de Weibull à 2 et 3 paramètres, loi gamma, loi log-normale et loi inverse-gaussienne. Pour le parc n°3, nous avons résumé dans le Tableau D.1 les lois optimales trouvées à l'issue des 2 étapes.

Nous avons reporté sous la forme de tableaux l'ensemble des lois statistiques décrivant le mieux les vitesses de vent des 15 parcs éoliens pour chaque niveau de granularité de données. Nous constatons avec les Tableaux A.22, A.23, A.24, A.25 que les mailles horaires et 3h sont représentées par les mêmes lois à quelques exceptions près. A l'issue de la deuxième étape, nous retrouvons les lois classiques apparaissant dans la littérature.

Mailles	Première étape	Seconde étape	Paramètres
10m - 1h	Loi Normale	Loi Gamma	Forme : 5,04 ; Loc : -0,6 ; Echelle : 1,23
10m - 3h	Loi Normale	Loi Gamma	Forme : 4,65 ; Loc : -0,3 ; Echelle : 1,27
10m - 12h	Loi Normale	Loi Gamma	Forme : 4,49 ; Loc : 0,33 ; Echelle : 1,17
10m - 24h	Loi Normale	Loi Gamma	Forme : 4,06 ; Loc : 0,91 ; Echelle : 1,16
100m - 1h	Loi Alpha	Loi Alpha	Forme : 9,14 ; Loc : -19,99 ; Echelle : 238,47
100m - 3h	Loi de Rayleigh	Loi Log-normale	Forme : 0,24 ; Loc : -5,97 ; Echelle : 12,05
100m - 12h	Loi de Gumbel	Loi Log-normale	Forme : 0,29 ; Loc : -3,20 ; Echelle : 9,24
100m - 24h	Loi de Gumbel	Loi Log-normale	Forme : 0,32 ; Loc : -1,61 ; Echelle : 7,63

TABLE D.1 – Lois optimales retraçant les fonctions de densité des vitesses de vent extrapolées du parc n°3 pour les 8 séries temporelles de 1991 à 2021 ¹

D.5 Méthodes de la fonction *Fitter*

- Le **maximum de vraisemblance**

Soit un n-échantillon théorique (X_1, X_2, \dots, X_n) composé de variables aléatoires indépendantes de même loi P_θ . La probabilité que l'échantillon théorique ait pour réalisation l'échantillon observé (x_1, x_2, \dots, x_n) correspond au produit des probabilités que X_i prenne la valeur x_i :

$$P[(X_1, \dots, X_n) = (x_1, \dots, x_n)] = \prod_{k=1}^n P_\theta(\{X_k = x_k\}) = P_\theta(\{X_1 = x_1\} \cap \dots \cap \{X_n = x_n\}) \quad (D.3)$$

où la vraisemblance, associée à la famille de lois de probabilités (P_θ) définie sur un ensemble fini C , représente la fonction L suivante :

$$L : (x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) \mapsto L(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) = \prod_{i=1}^n P_\theta(\{X_i = x_i\}) \quad (D.4)$$

Soit (P_θ) une famille de lois de probabilité continues sur R et f_θ la densité de probabilité de la loi P_θ . La vraisemblance, associée à la famille de lois de probabilités (P_θ) définie sur un ensemble fini C , représente la fonction L ci-après.

$$L : (x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) \mapsto L(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) = \prod_{i=1}^n f_\theta(x_i) \quad (D.5)$$

Lorsqu'on estime un paramètre θ par la méthode du maximum de vraisemblance, on propose la valeur $\hat{\theta}$ (si elle existe et si elle est unique) qui rend maximale la vraisemblance :

$$\hat{\theta} = \operatorname{argmax} L(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) \quad (D.6)$$

1. Rappel : La colonne "Première étape" correspond à la loi choisie parmi les 5 fonctions résultant de la fonction *Fitter*. La colonne "Seconde étape" correspond à la comparaison de la loi de la colonne "Première étape" avec celles employées dans l'industrie éolienne (Weibull à 2 et 3 paramètres, gamma, log-normale, inverse-gaussienne).

Ceci peut se ramener à la résolution de l'équation suivante en θ :

$$\frac{\partial L}{\partial \theta}(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) = 0 \quad (\text{D.7})$$

$\hat{\theta}$ s'appelle l'estimateur du maximum de vraisemblance de θ .

- **La somme des résidus au carré (SSE)**

Elle correspond à la somme des différences au carré entre les valeurs observées et les valeurs prédites. Mathématiquement, cela se traduit ainsi :

$$\text{SSE} = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (\text{D.8})$$

où y_i est une valeur observée et \hat{y}_i est une valeur prédite (par une loi théorique). Plus petite sera cette valeur **SSE**, meilleure sera la prédiction des valeurs y_i .

- **Le test de Kolmogorov-Smirnov (KS)** :

Il s'agit d'un test d'hypothèse qui détermine si un échantillon suit bien une certaine loi théorique connue par sa fonction de répartition, ou si deux échantillons suivent la même loi (lorsque leurs fonctions de répartition sont continues). Ce test compare la distribution sous-jacente $F(x)$ d'un échantillon à une distribution donnée $G(x)$. Implémenté sous *SciPy*, lorsque la *p-value* est inférieure au seuil significatif (5%), le test **KS** rejette l'hypothèse nulle (H_0) sous laquelle G et F suivent la même distribution :

$$\left\{ \begin{array}{l} H_0 : F = G \\ \text{ou la distribution empirique des données correspond à la distribution théorique.} \\ H_1 : F \neq G \\ \text{ou la distribution empirique des données ne correspond pas à la distribution théorique.} \end{array} \right. \quad (\text{D.9})$$

B. JOURDIER soulève le problème de ce test : il s'appuie sur l'écart maximum entre les fonctions de répartition de 2 distributions ($\max|G(x) - F(x)|$) et non sur l'entièreté des distributions. *Nous nous appuyons essentiellement sur les autres critères statistiques, mais nous regardons à titre indicatif la p-value associée à ce test.*

- **Le critère AIC (1974)** : Il s'agit d'un critère permettant de comparer les différents modèles. Il n'existe pas de seuil à partir duquel on peut juger qu'un **AIC** soit satisfaisant. Le modèle qui obtient le critère **AIC** le plus bas est celui qui présente la meilleure adéquation aux valeurs de vitesses de vent.

$$\text{AIC} = -2 \cdot \log L(\theta) + 2 \cdot k \quad (\text{D.10})$$

où L est le maximum de vraisemblance et k est le nombre de paramètres du modèle.

Basé sur la log-vraisemblance, ce critère pénalise les modèles ayant trop de paramètres puisqu'ils "surapprennent" les données et ne respectent pas le principe de parcimonie. Plus la log-vraisemblance est élevée, mieux les données sont compatibles avec le modèle considéré. En effet dans la formule de l'**AIC**, le premier terme $-2 \cdot \log L(\theta)$ doit être minimiser. Le deuxième terme $2 \cdot k$ correspond au terme de pénalisation.

L'**AIC** est un compromis entre le biais diminuant avec le nombre de paramètres et le principe de parcimonie qui souligne qu'un petit nombre de paramètres est suffisant pour décrire un phénomène ou une variable aléatoire.

- Le **critère BIC** de Schwarz (1978) : Ce critère est souvent présenté aux côtés du critère **AIC**. Toutefois, le critère BIC pénalise davantage le surparamétrage.

$$\text{BIC} = -2 \cdot \log \tilde{L}(\theta) + 2 \cdot \log(\tilde{k}) \quad (\text{D.11})$$

où \tilde{L} est le maximum de vraisemblance et \tilde{k} est le nombre de paramètres du modèle. Le **BIC** le plus faible correspond au meilleur modèle.

D.6 Critiques

D.6.1 Densité versus Fonction de répartition

Pour déterminer la loi pouvant modéliser la distribution des vitesses de vent, on utilise la fonction de densité de probabilité, plutôt que la fonction de répartition. Dans les applications liées aux éoliennes, on trace habituellement un graphique en barres comportant en abscisse les vitesses de vent "possibles" (observées dans l'historique) et en ordonnée les probabilités associées aux catégories de vitesses de vent. Ce graphique est ensuite confronté à des fonctions de densité de différentes lois statistiques.

Pour choisir la loi et les paramètres adaptés aux observations de vitesses de vent, on compare visuellement les distributions (empiriques et théoriques) et on se base sur des indicateurs statistiques. La première problématique à souligner est que le package *Fitter* utilisé rassemble des vitesses de vent en différentes catégories de sorte à représenter au mieux leur distribution par une loi statistique appartenant aux 80 lois testées. B. JOURDIER mentionne que "Les tests basés sur les [fonctions de densité de probabilité] sont [...] sensibles aux intervalles utilisés pour l'histogramme de vent". C'est la raison pour laquelle elle préfère s'appuyer sur les fonctions de répartition qui ne nécessitent pas de regroupements de valeurs en intervalles.

D.6.2 Tests statistiques

Parmi les tests statistiques permettant de juger de la qualité d'ajustement d'une loi avec les observations, on retrouve le test **KS**. Par défaut, la fonction *Fitter* sélectionne les 5 lois statistiques avec les paramètres optimaux s'ajustant au mieux aux données sous le critère **SSE** et sous le test **KS**. Ce test s'appuie sur l'écart maximal existant entre la fonction de répartition empirique et théorique, et non sur l'entièreté de la distribution. Pour caractériser l'ensemble de la distribution, B. JOURDIER propose des tests alternatifs comme le test de **CvM** ou le test **ADR**. De plus, on peut remettre en question l'hypothèse d'indépendance des données sur laquelle repose de nombreux tests. Les vitesses de vent sont bien autocorrélées, que ce soit dans le temps ou dans l'espace. Il faudrait spécifiquement développer un test ne reposant pas sur cette indépendance.