

Mémoire présenté devant l'Université de Paris-Dauphine
pour l'obtention du Certificat d'Actuaire de Paris-Dauphine
et l'admission à l'Institut des Actuares

le

Par : Tom Raynal

Titre : Parc éolien et vitesses de vent : gestion de l'aléa de production

Confidentialité : Non Oui (Durée : 1 an 2 ans)

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

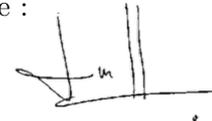
*Membres présents du jury de l'Institut
des Actuares :*

Entreprise :
Nom : Optimind
Signature :



*Membres présents du Jury du Certificat
d'Actuaire de Paris-Dauphine :*

Directeur de Mémoire en entreprise :
Nom : Fabien Graeff
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)*

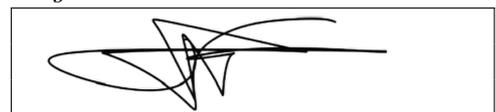
Secrétariat :

Signature du responsable entreprise



Bibliothèque :

Signature du candidat



Résumé

Depuis quelques années les éoliennes sont devenues le porte-étendard de la transition écologique. Leur construction est coûteuse et ne peut se faire sans des emprunts considérables qui induisent le remboursement d'importantes annuités à court terme. Toutefois, la capacité à rembourser ces annuités s'avère incertaine car le secteur éolien est exposé à une importante météo-sensibilité, la production étant dépendante des vitesses de vent. L'enjeu de ce mémoire est de proposer des solutions visant à gérer la part d'aléa de production due aux vitesses de vent.

L'assurance paramétrique apparaît comme une solution adaptée à la gestion de ce risque climatique non catastrophique. Le choix d'un indice de production construit à partir des vitesses de vent relevées à proximité du site semble être judicieux. Néanmoins, la construction de cet indice se heurte à l'absence de données sur les vitesses de vent en tout point du territoire. Afin de surmonter cet obstacle un lissage géospatial peut être effectué. Une telle méthode est en mesure de donner des résultats satisfaisants si la maille des stations météorologiques est assez fine.

Enfin, la mise en place d'une couverture combinant assurance paramétrique et captive est une solution prometteuse. La captive permet de réhausser le seuil de déclenchement de l'assurance paramétrique tout en gardant des liquidités qui permettent la gestion des sinistres sur la durée. Céder des risques à une captive ne permet cependant pas de les transférer en dehors du groupe, il est donc nécessaire de lui appliquer une politique de souscription peu risquée.

Mots-clés : assurance alternative, assurance paramétrique, captive, lissage géospatial, éolien.

Abstract

In recent years, wind turbines have become the standard bearer of the ecological transition. Their construction is costly and cannot be done without considerable borrowing, which leads to the repayment of large annual instalments in the short term. However, the ability to pay back these annuities can be uncertain as the wind energy sector is exposed to a significant weather sensitivity, as production is dependent on wind speeds. The challenge of this paper is to propose solutions to manage the production uncertainty due to wind speeds.

Parametric insurance appears to be a suitable solution for managing this non-catastrophic climatic risk. The choice of a production index based on wind speeds recorded near the site seems to be judicious. Nevertheless, the construction of this index is hampered by the absence of data on wind speeds at any point in the territory. In order to overcome this obstacle a geospatial smoothing can be performed. Such a method is able to give satisfactory results if the mesh of the meteorological stations is fine enough.

Finally, the implementation of a coverage combining parametric and captive insurance is a promising solution. The captive allows the triggering threshold of the parametric insurance to be raised while maintaining liquidity that allows claims to be managed over time. However, ceding risks to a captive does not allow them to be transferred outside the group, so it is necessary to ensure that the captive has a low-risk underwriting policy.

Keywords : alternative insurance; parametric insurance; captive; geospatial smoothing; wind turbine.

Note de Synthèse

Contexte de l'étude

Essor de l'éolien face au réchauffement climatique

La révolution industrielle qui s'opère depuis le XIX^e siècle s'accompagne d'importantes émissions de gaz à effet de serre contribuant inéluctablement au processus de réchauffement climatique. Les enjeux associés à ce bouleversement climatique amènent à se tourner vers de nouveaux modes de consommation énergétiques, faisant la part belle aux énergies renouvelables. Parmi celles-ci se trouve l'éolien, un secteur devenu le porte-étendard de la transition écologique.

Bien que de plus en plus répandus, les projets de construction de parcs éoliens restent très coûteux et ne peuvent aboutir sans le financement massif d'institutions de crédit. Les propriétaires de parcs éoliens doivent alors développer un modèle de rentabilité leur permettant de rembourser sur un laps de temps réduit les importantes sommes empruntées. En particulier, le volume d'énergie produit sur une année se doit d'être maintenu au-dessus d'un certain seuil afin que les propriétaires du parc éolien ne soient pas en défaut de paiement.

Cette volatilité de production provient en partie des variations des vitesses du vent : schématiquement des vents trop faibles ne permettent pas de faire tourner les pales de l'éolienne et des vents trop forts nécessitent de mettre l'éolienne à l'arrêt pour des raisons de sécurité. Ces informations sont résumées par la courbe de puissance, une courbe propre à chaque modèle d'éolienne donnant la puissance électrique en sortie en fonction de la vitesse du vent. La courbe de puissance de l'éolienne Enercon 70, disponible en Figure 1, permet d'observer ce corridor de production : l'éolienne est en fonctionnement pour des vitesses de vent comprises entre 3 m.s^{-1} et 25 m.s^{-1} .

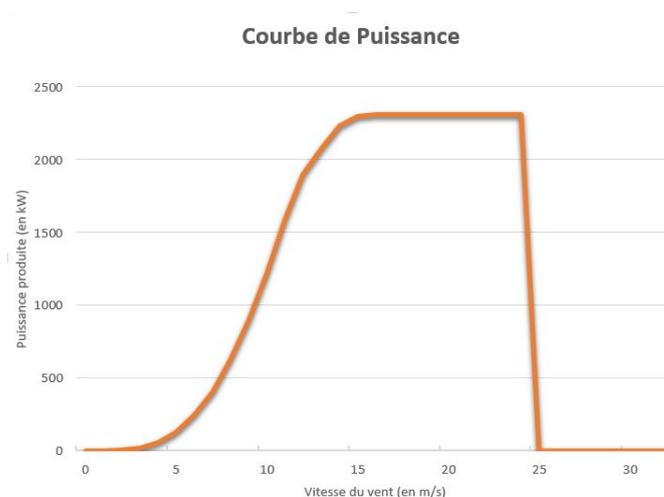


FIGURE 1 : Courbe de puissance de l'éolienne Enercon 70

Annihiler (au moins en partie) ces incertitudes de production permettrait de rendre viable un grand nombre de projets n'ayant pas la solidité financière pour se lancer et ainsi d'accélérer la transition énergétique. Toutefois, l'assurance indemnitaire classique paraît inadaptée pour de nombreuses raisons : manque de transparence du produit, anti-sélection et aléa moral importants, délai d'indemnisation trop long... il est ainsi nécessaire de développer des assurances alternatives pour la gestion des risques climatiques non catastrophiques. Une problématique se dégage ainsi : quelles solutions sont envisageables afin de gérer la part d'aléa de production due aux vitesses de vent ?

Données utilisées

Les données utilisées dans le cadre de ce mémoire sont issues du projet réalisé par le National Center for Environmental Prediction (NCEP) et par le National Center for Atmospheric Research (NCAR). Ce projet se nomme « NCEP/NCAR Reanalysis project » et est disponible en Open Data [sur le site du Laboratoire des Sciences Physiques \(PSL\)](#). Dans la suite, il est admis que la mention « grille NCAR » fait référence au jeu de données introduit ci-après. Les relevés de vitesses de vent sont effectués à 10 mètres au-dessus du sol et sont exprimés en mètre par seconde sur l'axe Est/Ouest et l'axe Nord/Sud. Chaque vitesse de vent relevée possède trois paramètres : `time`, `lat` et `lon` donnant respectivement l'heure, la latitude et la longitude à laquelle a été effectué le relevé. Ces données sont disponibles 4 fois par jour, tous les jours depuis 1948. Cependant elles ne sont pas disponibles en tout point du globe : le globe terrestre est quadrillé selon une grille gaussienne T62 qui forme en tout 18048 points.

Les modèles d'éoliennes les plus récents sont tous dotés d'une nacelle s'orientant de manière optimale en fonction de la direction du vent, la vitesse de vent retenue en un point de la grille à un instant t est donc définie comme suit

$$\forall t \in [1; T], \text{vitesse}(t) = |\max(U(t), V(t))|, \quad (1)$$

où T dépend de la profondeur d'historique choisie¹, $U(t)$ est la vitesse du vent sur l'axe Est/Ouest (U-Wind) à l'instant t , $V(t)$ est la vitesse du vent sur l'axe Nord/Sud (V-wind) à l'instant t .

Couverture paramétrique pour le parc de Fécamp

Assurance paramétrique

Le premier modèle d'assurance alternative étudié est l'assurance paramétrique. L'assurance paramétrique est caractérisée par le paiement d'une indemnisation déclenchée dès lors qu'un indice franchit un seuil défini. L'indice est construit sur la base de données fournies régulièrement par un organisme indépendant, garantissant l'impossibilité pour l'assuré et le preneur de risque d'influer sur la valeur de cet indice. Les avantages sont nombreux, parmi ceux-ci le délai d'indemnisation raccourci permet de limiter les irritants clients : le déclenchement de l'indemnisation ne demande pas de déclaration de la part de l'assuré et n'exige pas de visite d'un expert donc celle-ci est versée beaucoup plus rapidement comparativement à une couverture indemnitaire classique. De plus, le niveau de l'indice est indépendant du comportement de l'assureur et de l'assuré, l'aléa moral est donc absent pour ce type de couverture. Enfin un des nombreux avantages de ce type d'assurance est la réduction de l'anti-sélection : l'indemnisation dépend d'un indice construit sur la base de données météorologiques donc l'assuré ne possède (en théorie) pas plus d'information sur son exposition au risque que l'assureur.

¹Dans ce mémoire la profondeur d'historique considérée est de 70 ans. À raison de 4 relevés de vitesse par jour, $T = 4 \times 365.25 \times 70 = 102270$.

Analyse de la distribution des vitesses de vent

La mise en place de la couverture paramétrique est dans un premier temps limitée à un seul site : le parc offshore de Fécamp. Le noeud de la grille NCAR le plus proche de Fécamp est situé à seulement 5 kilomètres en pleine mer du réel emplacement du parc. La relative proximité entre le point de la grille et le parc de Fécamp, ainsi que l'homogénéité certaine de l'environnement autour du parc (pleine mer) permettent de réduire l'approximation concernant les vitesses de vent réellement constatées sur le site de Fécamp.

Comme évoqué précédemment, l'enjeu de ce mémoire est de gérer la part d'aléa de production due aux vitesses de vent. Ainsi, une première étape dans l'analyse du risque sous-jacent consiste à caractériser la loi de la variable aléatoire Y ayant engendré les observations des vitesses du vent $(Y_i)_{(1 \leq i \leq T)}$, où T dépend de la profondeur d'historique considérée. Les observations $(Y_i)_{(1 \leq i \leq T)}$ sont supposées indépendantes et identiquement distribuées selon la loi de probabilité de Y , qui est notée \mathcal{L} . De nombreux travaux ont montré que la distribution de Weibull avec un paramètre de forme $k = 2$ s'avère appropriée pour décrire la distribution des vitesses du vent, le lecteur peut par exemple se référer à GOURIERES (1982) pour corroborer ces propos. De ce fait, l'approche paramétrique est adoptée pour la caractérisation de la loi \mathcal{L} . La distribution des vitesses de vent au site de Fécamp est présentée ci-après en Figure 2 : son adéquation à une loi de Weibull de paramètre $k = 2,17$ et $\lambda = 9$ (paramètres obtenus par maximum de vraisemblance) n'est pas rejetée au seuil de confiance 5% (p-valeur de 0,678 au test de Kolmogorov-Smirnov).

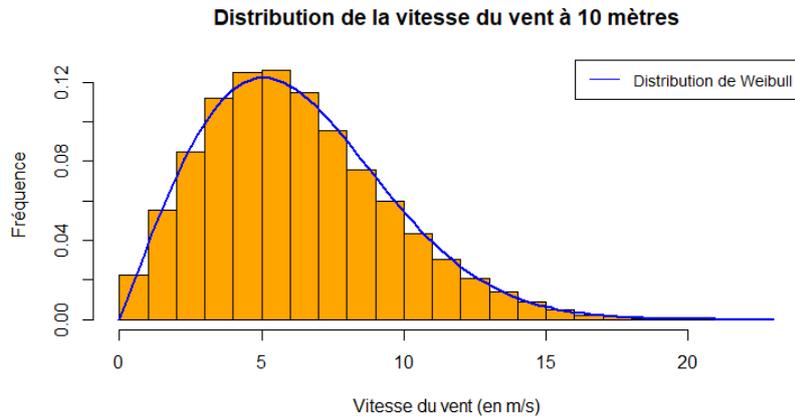


FIGURE 2 : Adéquation de la distribution de la vitesse du vent à 10 mètres avec une loi de Weibull

Transposition des vitesses de vent à hauteur des éoliennes

Comme précisé précédemment, les données récoltées sont des vitesses de vent mesurées à 10 mètres. Une approximation est ici inévitable puisque la hauteur d'une éolienne sur le site de Fécamp est de 105 mètres. Différentes méthodes permettent de transposer les vitesses du vent à une hauteur donnée. Les méthodes étudiées dans ce mémoire sont les méthodes de DAVENPORT (1961) et HARRIS (1971), de WIERINGA (1992) ainsi que de JUSTUS et MIKHAIL (1980). La méthode retenue est celle qui permet de s'approcher au mieux des de certaines valeurs clés communiquées dans le rapport de la société EOLIENNES OFFSHORE DES HAUTES FALAISES (2013). Pour information, ces valeurs sont : la vitesse moyenne du vent, le facteur de charge, le temps à l'arrêt¹ des éoliennes et la production annuelle moyenne.

¹Cette mesure représente ici le temps moyen que l'éolienne du parc passe à l'arrêt à cause de vitesses du vent en dehors du corridor de production (et ne prend donc pas en compte les arrêts dûs aux opérations de maintenance).

Finalement, après comparaison, la transposition des vitesses de vent à la hauteur voulue s'effectue en utilisant la loi introduite par Davenport et reprise par Harris

$$\frac{v_{h_2}}{v_{h_1}} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha, \quad (2)$$

où v_{h_1} (resp. v_{h_2}) est la vitesse du vent à la hauteur au-dessus du sol h_1 (resp. h_2), et où α est le coefficient de rugosité du terrain étudié (0,13 pour un point situé en pleine mer). Les résultats obtenus en utilisant cette méthode sont récapitulés dans le Tableau [1](#).

MESURE	VALEUR COMMUNIQUÉE	VALEUR OBTENUE
Vitesse moyenne du vent (m.s^{-1})	8,8	8,6
Facteur de charge	40%	42%
Temps à l'arrêt	6%	6,3%
Production annuelle moyenne (GWh)	1800	1900

TABLE 1 : Valeurs obtenues et valeurs communiquées (méthode de Davenport et Harris)

Les écarts obtenus sont très faibles. Concernant la production annuelle moyenne, la production estimée dans le cadre de ce mémoire devrait être supérieure à celle communiquée. En effet, les estimations ne sont basées que sur les vitesses de vent enregistrées. Ceci est très réducteur et ne prend pas en compte les baisses de production dues à la mise à l'arrêt des éoliennes pour cause de maintenance. La production annuelle moyenne estimée dans le cadre de ce mémoire est supérieure de 100 GWh à celle communiquée, ce qui est un ordre de grandeur jugé convaincant.

Il est également intéressant de vérifier si les vitesses transposées suivent toujours une distribution de Weibull, avec un paramètre de forme proche de 2 : si ce n'est pas le cas, de forts doutes pèseraient sur la méthode de Davenport et Harris. Est alors testée l'adéquation de la distribution des vitesses de vents obtenues à 105 mètres avec une loi de Weibull de paramètre de forme $k = 2,02$ et de paramètre d'échelle $\lambda = 9,58$. S'ensuit l'adéquation graphique présentée en Figure [3](#) et une p-valeur au test de Kolmogorov-Smirnov de 0,53, venant confirmer le choix de cette méthode.

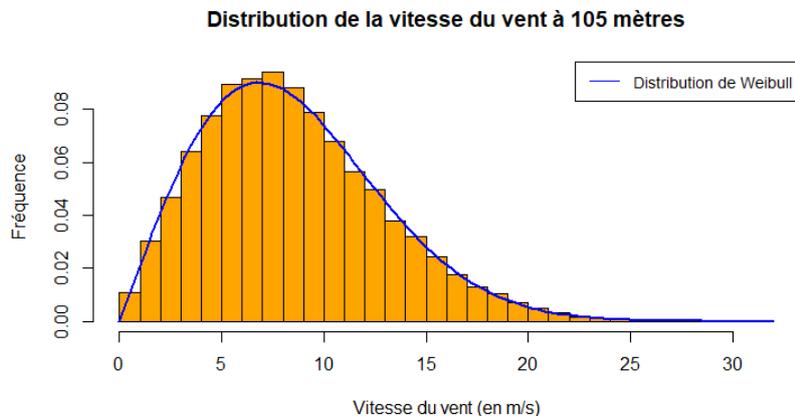


FIGURE 3 : Adéquation de la distribution des vitesses du vent à 105 mètres avec une loi de Weibull

Construction de l'indice

Un des principaux enjeux dans la mise en place d'une couverture indiciaire est la création d'un indice cohérent avec le risque couvert. Pour rappel, le fonctionnement de l'assurance paramétrique repose sur le versement d'une indemnisation dès qu'un indice pré-déterminé franchit un certain seuil. Cet indice se doit d'être le plus objectif possible et ne doit pas pouvoir être influencé par le comportement de l'assureur ou de l'assuré (typiquement des mesures météorologiques provenant d'un organisme indépendant). Dans le cadre de ce mémoire, l'indice construit est un indice de productivité annuelle. Sa construction s'effectue en suivant les étapes listées :

1. récolter les vitesses du vent à 10 mètres sur une année civile pour le point de la grille le plus proche du site étudié ;
2. transposer les vitesses collectées à la hauteur voulue avec la méthode de Davenport et Harris ;
3. faire passer les vitesses obtenues via la courbe de puissance du modèle de l'éolienne à considérer ;
4. ramener les résultats obtenus en mégawattheure par mégawatt d'installation^[1].

Cette méthode a pour avantage d'indemniser uniquement les pertes de production dues à des vents trop forts ou trop faibles sur l'année (et non pas dues à un matériel défectueux ou à une éolienne en maintenance par exemple). Afin que les méthodes de tarification fournissent des résultats cohérents avec la sinistralité probablement constatée dans le futur, il est aussi important d'analyser la présence d'une éventuelle tendance dans la série des indices annuels. Cependant, aucune tendance flagrante n'a été constatée (graphiquement et via un test de significativité du coefficient de la tendance linéaire).

Tarification et étude de rentabilité

Le modèle d'indemnisation mis en place est le suivant : si l'indice passe sous le seuil S considéré, le propriétaire se voit indemniser de la perte de revenus correspondant aux gains non générés par la vente du volume d'électricité $V(i)$, où $V(i)$ se définit comme suit

$$V(i) = (S - \tilde{i})_+,$$

avec \tilde{i} le niveau de production annuel associé à la valeur i prise par l'indice I , et S le seuil d'intervention considéré (exprimé en mégawattheure par mégawatt d'installation). En notant P le prix de vente réglementé (135,2 € par mégawattheure pour Fécamp), l'indemnisation versée par mégawatt d'installation se calcule avec la Formule ³

$$\Gamma(i) = V(i) \times P. \quad (3)$$

Deux approches pour la tarification sont ensuite étudiées. Une première approche consiste à procéder de manière paramétrique en supposant que l'indice de production I suive une loi log-normale. Une seconde approche est une approche historique : pour chaque année de l'historique, l'indemnisation qui aurait été versée à l'assuré si la couverture était en place est calculée, puis moyennée sur les 70 ans d'historique considérés. Les primes obtenues sont ensuite ajustées selon un principe de prime pure avec un coefficient de sécurité λ .

La couverture proposée est tarifée selon deux seuils différents : en pratique il est imaginable que l'assureur propose à l'assuré de choisir le niveau de seuil qui convient le mieux dans la gestion de

¹La plupart des éoliennes ont une puissance comprise entre 2 et 6 mégawatt. Ramener la valeur obtenue à 1 mégawatt d'installation permet de construire un indice comparable quelque soit la puissance de l'éolienne considérée.

son risque. Le premier seuil d'indemnisation choisi correspond à la médiane historique de l'indice de production annuelle. Le deuxième seuil correspond au premier quartile historique.

Les ratios de sinistres sur primes obtenus par backtesting sont présentés dans le Tableau 2. Les deux approches fournissent des ratios du même ordre de grandeur, mais les écarts ne sont tout de même pas négligeables pour le seuil premier quartile : l'approche paramétrique conduit à sur tarifer légèrement ce seuil. Choisir un coefficient de sécurité λ supérieur ou égal à 5% permettrait d'être rentable sur l'ensemble des seuils proposés avec l'approche historique. Pour la suite de mémoire, sauf mention contraire, l'approche retenue est l'approche historique avec un coefficient de sécurité λ égal à 10%.

	Historique		Paramétrique	
	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$
Ratio seuil premier quartile	98%	93%	88%	84%
Ratio seuil médian	103%	99%	97%	92%

TABLE 2 : Ratios de sinistres sur primes obtenus par approche historique et paramétrique

Généralisation du produit à l'échelle de la Normandie

Motivations et présentation du lissage géospatial

Afin de bénéficier de l'effet de mutualisation au sein de son portefeuille tout en ne risquant pas de sur/sous tarifer les risques propres de ses assurés, l'assureur doit trouver une méthode permettant d'obtenir un tarif pour un parc éolien en tout point du globe. Cependant la construction de l'indice de production pour tout parc en portefeuille se heurte à l'obstacle de la largeur de la maille à laquelle les données sont récoltées : les vitesses de vent sont obtenues à la maille des stations météorologiques (parfois éloignées de plus de 100 kilomètres) ce qui, en l'état, ne permet pas de reproduire en tout point les profils parfois très localisés des vitesses de vent.

La méthode proposée pour pallier ce problème est l'utilisation d'un lissage géospatial : cette méthode permet de déterminer la vitesse du vent en un point grâce à la moyenne pondérée des vitesses de vent connues aux points alentours. Soit p_{kB} le poids affecté au point k influençant les vitesses du vent au point B et soit v_k la vitesse du vent au point k . La vitesse v_B du vent au point B peut être déterminée en fonction des n points où la vitesse du vent est connue, de la manière suivante

$$v_B = \frac{\sum_{k=1}^n p_{kB} \times v_k}{\sum_{k=1}^n p_{kB}}.$$

De nombreuses pondérations peuvent être utilisées. Les pondérations inverse à la distance, inverse à la distance au carré ainsi que biweight sont étudiées dans le cadre de ce mémoire. Pour le reste de l'étude, la pondération biweight est retenue car elle permet d'obtenir les résultats jugés les plus satisfaisants (cf. infra). Formellement, la fonction de poids biweight est définie comme suit

$$p_{kB} = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{d_{kB}}{D}\right)^2\right]^2 & \text{si } d_{kB} < D \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases}$$

où d_{kB} est la distance entre le point k et le point B .

Données supplémentaires

Afin de densifier la maille utilisée pour le lissage géospatial, un second jeu de données est introduit et combiné avec le jeu de données NCAR. Le second jeu de données provient de l'Agence américaine d'observation océanique et atmosphérique (NOAA) et est disponible en Open Data. Pour la suite, il est admis que la mention « grille NOAA » fait référence au jeu de données introduit ci-après.

La variable WDSP contient les relevés journaliers de la vitesse du vent sur 30 années d'historique. Les variables *Longitude*, *Latitude*, *Elevation* et *Cd_IRIS* donnent respectivement la longitude, la latitude, la hauteur et l'IRIS des stations météorologiques ayant effectué les relevés. Au total, 21 points sont retenus. La maille ainsi obtenue est présentée en Figure 4.

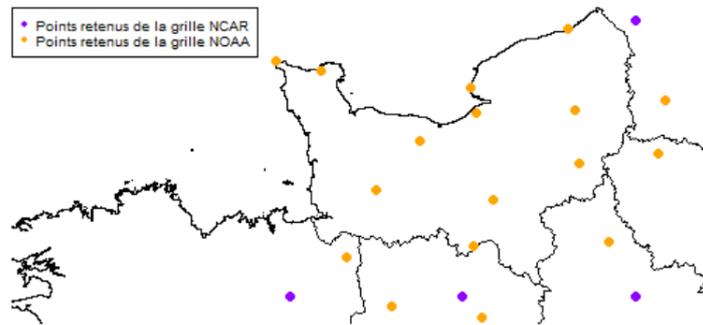


FIGURE 4 : Points des grilles NCAR et NOAA retenus pour le lissage géospatial

Étude de rentabilité

Le lissage géospatial est ensuite effectué à l'échelle des IRIS de Normandie. Afin de simplifier la présentation des résultats, le moyeu de chacune des éoliennes en portefeuille est supposé être à 85 mètres au-dessus du sol et toutes les éoliennes installées en Normandie sont supposées être du modèle Enercon 70. Une illustration des indices lissés pour l'année 2020 est présentée infra, en Figure 5.

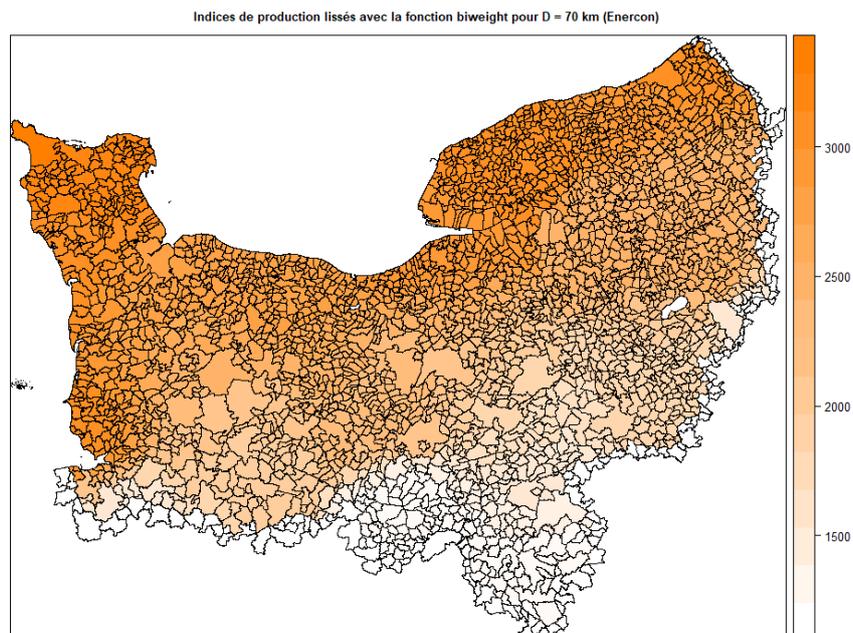


FIGURE 5 : Indices lissés avec la fonction de biweight ($D = 70$ kilomètres)

Il convient ensuite de calculer le ratio entre les sinistres observés et les primes ajustées reçues afin d’obtenir des indicateurs économiques et de rentabilité du potentiel portefeuille. Pour cela, un portefeuille fictif de 330 parcs éoliens normands est construit. Pour chacun des 5 départements composant la Normandie, 66 IRIS sont tirés aléatoirement afin de déterminer l’emplacement des parcs éoliens en portefeuille. Ces parcs éoliens fictifs sont d’une puissance de 7 MW d’installation.

Les ratios sinistres sur primes obtenus par départements pour le seuil premier quartile et le seuil médian sont présentés ci-après en Figure 6. Les résultats sont satisfaisants puisque le produit construit est rentable à l’échelle de la Normandie (ratio global de 95 % pour le seuil premier quartile et 99% pour le seuil médian).

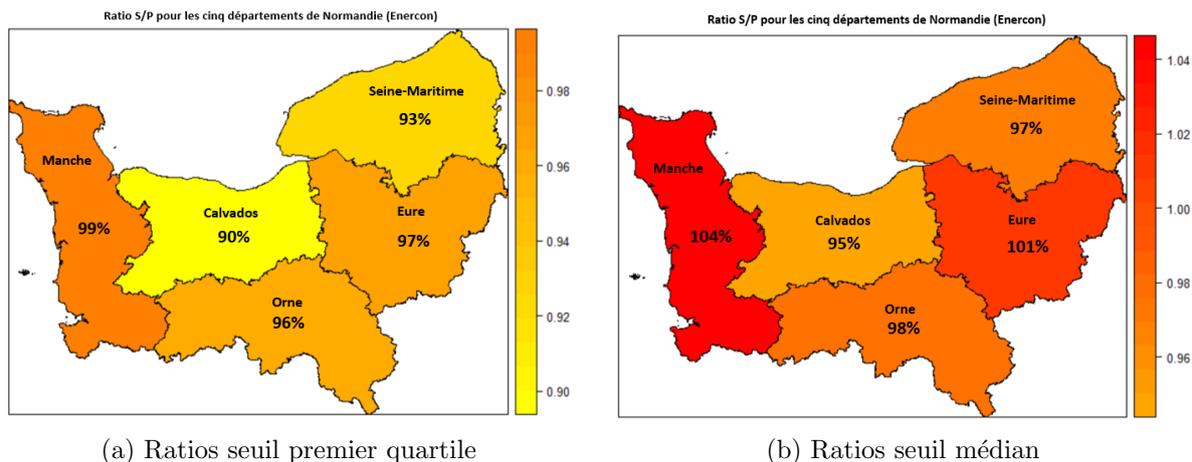


FIGURE 6 : Ratios S/P pour les cinq départements de Normandie (calculés par backtesting)

Il existe cependant des disparités entre chacun des départements. Cela peut être problématique car l’hypothèse faite dans le cadre de cette étude est celle d’une répartition égale des parcs éoliens entre les départements. Si, en réalité, les parcs éoliens étaient localisés de manière plus importante dans le département de la Manche, cela viendrait inéluctablement dégrader la rentabilité globale du produit jusqu’à éventuellement faire passer le ratio global au-dessus de 1. De plus, les différences de rentabilité en fonction du seuil assuré laissent envisager que, en l’état, le produit n’est pas généralisable à l’ensemble des seuils imaginables.

Création d’une captive de réassurance : une solution à envisager

Une réflexion sur la création d’une captive de réassurance est ensuite menée. Cette réflexion vise à étudier la mise en place d’une solution innovante combinant la couverture paramétrique et l’utilisation d’une captive de réassurance pour le site de Fécamp.

Présentation des captives

Dans le cadre de leur politique de gestion des risques, chaque entreprise est amenée à arbitrer entre la part du risque qu’elle conserve (car les couvertures souhaitées n’existent pas ou à des prix jugés non satisfaisants) et la part à transférer au marché (car le groupe n’a pas la solidité financière pour supporter certains risques ou car les couvertures proposées par le marché sont particulièrement performantes). Cependant certains risques ne sont pas assurables par le marché (ou à des prix prohibitifs) d’autant plus que le retournement du marché d’assurance en “Hard Market” couplé avec la crise sanitaire entraînent une réduction des capacités conjuguée à une augmentation des prix. Afin de gérer

cette volatilité non transférable au marché, un nombre croissant d'entreprises a recours à la création d'une captive.

La définition la plus courante d'une captive de réassurance rejoint la définition légale qui en a été donnée pour la première fois par la Directive relative à la réassurance du PARLEMENT EUROPÉEN et CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE (2005). Une captive de réassurance peut se définir comme « une filiale de réassurance réglementée, qui réassure les risques propres du groupe industriel ou de services auquel elle appartient. » Une captive de réassurance ne peut pas assurer directement les risques propres du groupe, elle doit faire appel à un assureur qui a le rôle de fronteur et se charge d'émettre les polices. Ensuite la captive réassure le fronteur, souvent pour la totalité du risque. Le fonctionnement d'une captive de réassurance est résumé en Figure 7.

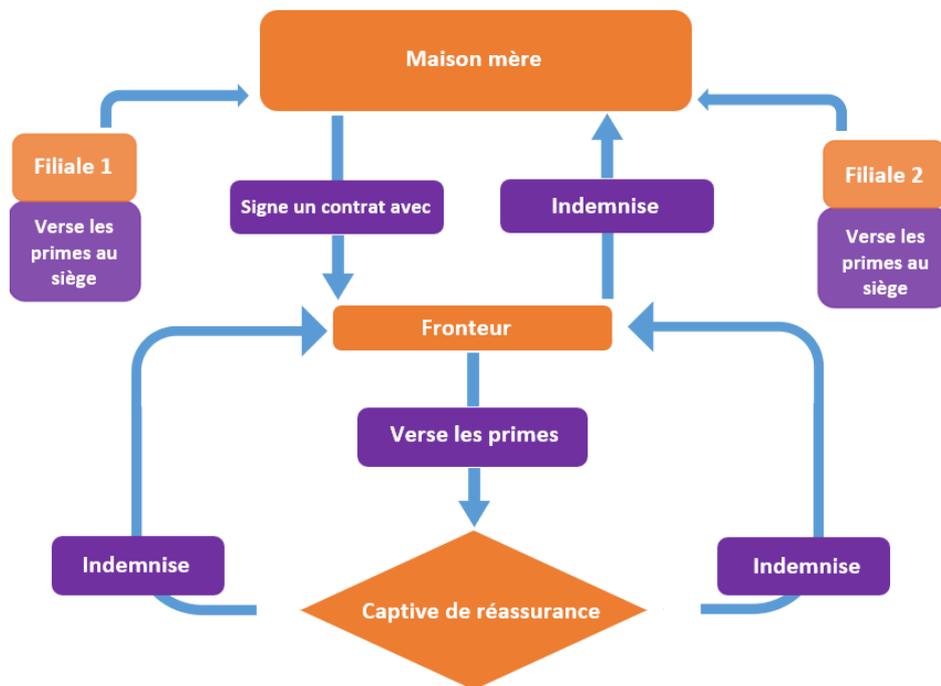


FIGURE 7 : Fonctionnement schématique d'une captive de réassurance

Quelques spécificités des captives

Contrairement à un contrat d'assurance "classique" les primes versées à une captive restent dans le groupe et l'éventuel surplus de primes vient alors alimenter les réserves via la dotation d'une Provision pour Fluctuation de Sinistralité (PFS). Ces fonds accumulés peuvent être repris en cas de résultat annuel négatif de la captive les années suivantes.

Une captive permet de transférer des risques non assurables par le marché (ou à des prix trop importants) et donc de diminuer la volatilité des résultats. Ceci rassure les investisseurs et il est donc possible d'obtenir un taux de crédit plus intéressant.

Pendant l'utilisation d'une captive présente certains inconvénients. Celle-ci engendre des frais de création, de gestion et de fronting parfois non négligeables. En outre, comme toute compagnie de réassurance, une captive doit immobiliser un certain montant de fonds propres qui occasionne un coût du capital à prendre en compte.

Hypothèses posées pour l'étude

La captive étudiée est supposée être domiciliée au Luxembourg. Le régime prudentiel qui s'applique au Luxembourg est la Directive Solvabilité II du PARLEMENT EUROPÉEN et CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE (2014). Dans le cadre de ce mémoire, il est supposé que seul le module de risque de souscription non-vie impacte le capital de solvabilité requis (SCR) de la captive. L'application de la formule standard avec cette hypothèse simplificatrice donne un SCR de 5,3 M€. Le coût du capital est fixé à 6% des fonds propres de la captive.

Le taux d'emprunt est fixé à 2,25% si le seuil médian de la production est assuré, 2,5% si seul le premier décile de la production est assuré et 3% s'il n'y a aucune assurance.

Les frais de gestion de la captive sont fixés à 50 000 €, tout comme les frais de création. Les frais de fronting sont fixés à 5% des primes pures.

L'éventuelle vente de la captive s'effectue via un marché de gré à gré d'achat vente. Cette méthode permet de s'acquitter de l'impôt pour un coût inférieur à 26 % de la PFS (impôt luxembourgeois). Dans cette étude la valeur à la vente de la captive est fixée à 90% de la PFS ("discount" de 10%).

Enfin les stratégies étudiées dans le cadre de cette étude sont au nombre de quatre :

- **stratégie rétention totale** : le parc éolien de Fécamp n'est pas couvert ;
- **stratégie rétention partielle** : le parc éolien de Fécamp est couvert en dessous du seuil premier décile (correspondant à 222 M€ de revenu annuel), le risque associé est cédé en totalité au marché ;
- **stratégie assurance paramétrique** : le parc éolien de Fécamp est couvert en dessous du seuil médian (correspondant à 240 M€ de revenu annuel), le risque associé est cédé en totalité au marché ;
- **stratégie couverture combinée** : le risque associé à la tranche comprise entre le seuil médian et le seuil premier décile est cédé à la captive, le risque correspondant à la tranche située sous le seuil premier décile est cédé au marché.

Étude en situation historique

L'étude est réalisée à moyen terme i.e 10 ans, pour rappel la durée d'exploitation du parc de Fécamp est de 20 ans. Pour ce faire les primes sont calculées sur la base des années 1951 à 2010 par approche historique et les sinistres sont ceux constatés pendant les 10 années étudiées (de 2011 à 2020 inclus).

Les stratégies sont comparées à l'aide d'un indicateur de résultat consolidé. L'indicateur d'une stratégie sans captive est calculé en sommant les résultats après impôts du groupe sur les 10 années étudiées. L'indicateur d'une stratégie incluant une captive est calculé de la manière suivante :

1. somme des résultats non consolidés du groupe sur les 10 années étudiées ;
2. ajout de la dotation/reprise de la PFS avec un discount de 10% ¹;
3. soustraction du coût du capital.

Les indicateurs obtenus en situation historique sont présentés en Figure 8. De manière générale, plus le seuil assuré est élevé, plus la stratégie est bénéfique. Ceci est en majeure partie dû au taux de crédit qui diminue lorsque le seuil assuré augmente. Il est à souligner qu'à seuil assuré égal, la

¹Vision économique pour tenir compte d'une sortie fictive.

stratégie de couverture combinée est préférable à la stratégie assurance paramétrique. Ceci s'explique notamment du fait que la captive permet de conserver les primes versées au sein du groupe : en cas de faible sinistralité, les primes non utilisées sont ensuite dotées en PFS tout en bénéficiant d'une imposition réduite.

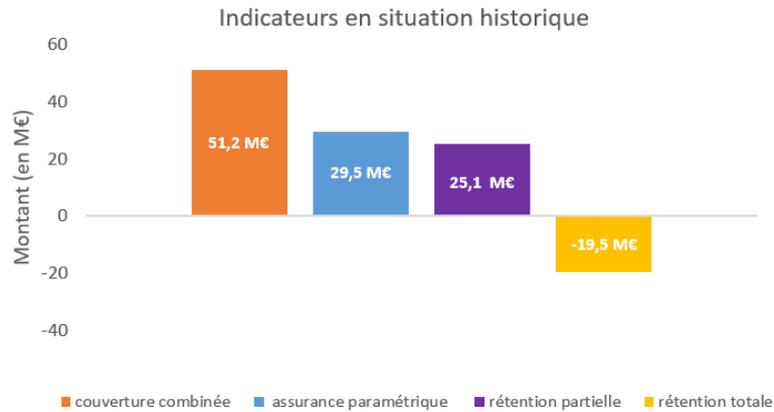


FIGURE 8 : Indicateurs en situation historique

Étude en situation dégradée

Pour cette étude, les productions d'électricité ont été volontairement dégradées pour deux années consécutives. Ainsi, les années 2018 et 2019 n'engendrent que 200 M€ chacune de revenus, contre respectivement 224 M€ et 234 M€ auparavant. La méthodologie suivie lors de cette étude reste identique à celle adoptée en situation historique.

Les indicateurs obtenus en situation dégradée sont résumés en Figure 9, présentée ci-après. Comme pour la situation historique, plus le seuil assuré est élevé, plus la stratégie est bénéfique. Cependant l'écart entre la stratégie assurance paramétrique et couverture a diminué de plus de 10 M€ par rapport à l'étude en situation historique. Ceci souligne l'inconvénient d'une captive : les risques cédés ne sont pas transférés en dehors du groupe. Ainsi, l'enchaînement de plusieurs années où le plafond d'indemnisation de la captive est atteint vient fortement impacter les résultats consolidés du groupe. Ceci n'est pas le cas dans une situation où le groupe a opté pour une stratégie d'assurance paramétrique, son résultat est alors immunisé contre ces baisses de production.

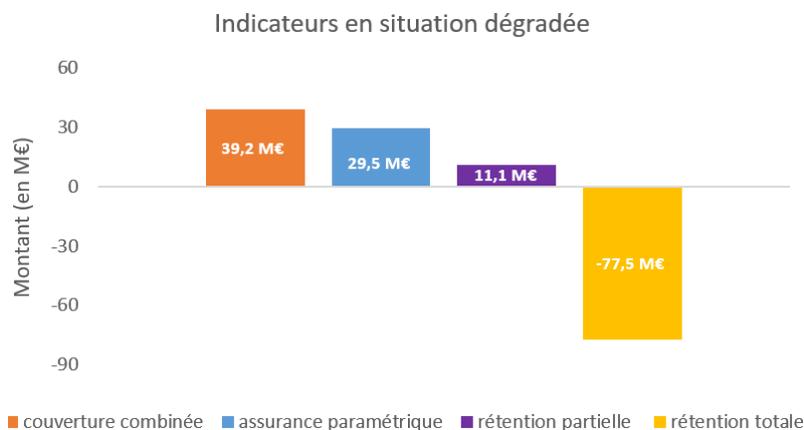


FIGURE 9 : Indicateurs en situation dégradée

Conclusion

Afin de répondre au défi de la transition énergétique, nombreux sont les pays ayant misé sur le développement de l'éolien. Accompagner le développement de ce secteur météo sensible avec la mise en place de couvertures adaptées apparaît donc comme un enjeu majeur de ces prochaines années.

Toutefois, l'assurance indemnitaire est trop peu adaptée à la gestion des risques climatiques non catastrophiques : développer des produits d'assurances alternatives est une nécessité. Moyennant la création d'un indice indépendant et cohérent avec le risque couvert, coupler l'assurance paramétrique avec l'utilisation d'une captive paraît être une solution prometteuse. La stratégie de gestion des risques qui a été proposée peut alors se résumer avec les trois niveaux illustrés en Figure 10.

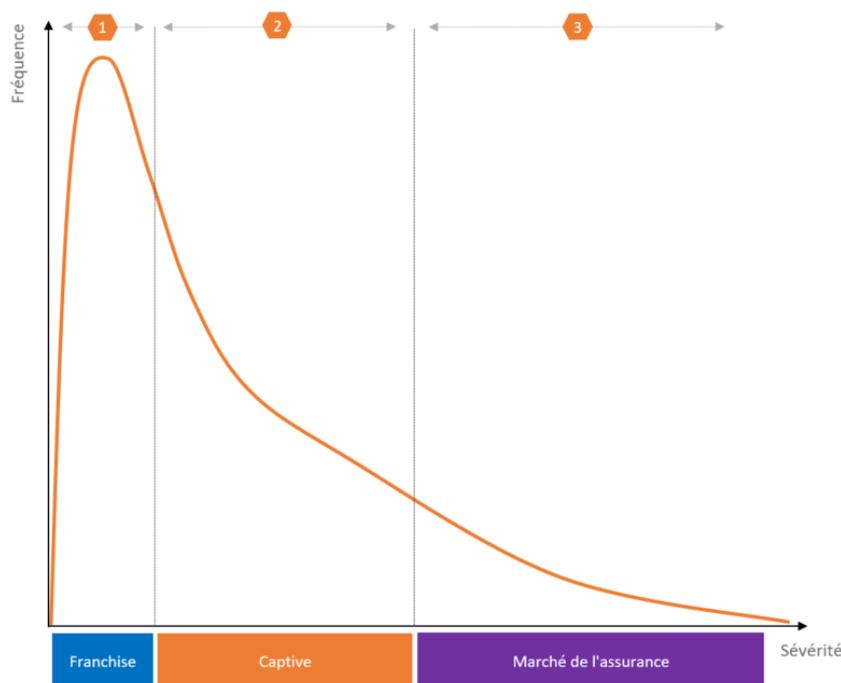


FIGURE 10 : Stratégie de gestion des risques

Schématiquement, la captive est utilisée comme un outil de gestion des fréquences et des sévérités intermédiaires : elle intervient au deuxième niveau représenté sur la Figure 10. La couverture paramétrique est utilisée comme un outil de transfert des pics de sinistralité et a pour but de se prémunir contre des baisses de production dont l'impact serait significatif pour les propriétaires d'un parc éolien.

La couverture ainsi créée paraît robuste, aussi bien en situation historique qu'en situation dégradée. Elle permet tout d'abord de s'assurer à moindre coût au seuil médian et ainsi d'obtenir un faible taux de crédit. Ensuite le mécanisme de dotation de la PFS permet de conserver des liquidités au sein du groupe tout en bénéficiant d'un avantage fiscal. Toutefois un inconvénient majeur est que le risque cédé à la captive n'est pas transféré en dehors du groupe : des baisses de production significatives pendant plusieurs années risquent de fortement impacter les résultats consolidés du groupe.

Limites et travaux à réaliser

Les approximations inhérentes aux données constituent une limite majeure mais qui semble surmontable si les ressources et moyens d'une compagnie d'assurance étaient à disposition. Il semble par

exemple possible que l'assureur ait accès, moyennant un abonnement, à des données présentant une plus grande densité de stations météorologiques et un pas de temps plus réduit pour les relevés des vitesses du vent. Il serait également souhaitable d'obtenir l'historique de production pour un parc donné afin d'évaluer si l'indice reconstruit restitue bien les fluctuations de la production réellement constatée (les comparaisons ne sont faites que sur la base de la production moyenne, introduisant une approximation potentiellement importante).

Le point de la grille NCAR utilisé pour la construction de la couverture du parc de Fécamp est situé à 5 kilomètres en pleine mer du réel emplacement du site. Une telle distance semble trop importante en pratique pour pouvoir minimiser le risque de base spatial. Plus généralement, la vitesse du vent en un point a été calculée comme le maximum entre la vitesse du vent sur l'axe Nord/Sud et Est/Ouest, l'éolienne est ainsi supposée toujours être orientée de façon optimale ce qui pourrait contribuer à augmenter les approximations réalisées. Néanmoins il est à souligner que les résultats obtenus pour le site de Fécamp sont satisfaisants : le facteur de charge ainsi que le temps à l'arrêt des éoliennes sont assez précisément estimés.

Par ailleurs, l'étude de rentabilité à l'échelle d'un portefeuille de parcs éoliens à l'aide d'un lissage géospatial est encourageante mais a montré quelques limites. Parmi celles-ci, les fortes disparités en termes de rentabilité entre les départements et en fonction du seuil assuré laissent apparaître une éventuelle faiblesse du produit final. Disposer de données pour un plus grand nombre de stations météorologiques et avec une profondeur d'historique plus importante semble être une solution qui permettrait de d'atténuer ces défauts.

Enfin, plusieurs simplifications ont été effectuées lors de la mise en place de la couverture combinée, il serait donc souhaitable de reprendre les travaux effectués tout en enlevant (ou changeant) certaines hypothèses. Par exemple le SCR n'a pas été précisément calculé : seul le module non-vie a été considéré. Ensuite la fourchette des taux, le montant des frais et le coût du capital ont été définis de manière plus ou moins arbitraire. Des études de sensibilité par rapport à différents paramètres ont cependant été réalisées afin de souligner l'éventuelle fragilité des résultats. Un point d'amélioration du présent mémoire concernerait l'inclusion de primes de marché conditionnées à la sinistralité. En cas de forte sinistralité, la prime demandée par le marché risquerait de fortement augmenter les années suivantes. La couverture combinée permettrait de réagir au bond du marché en augmentant la rétention de la captive. Enfin une étude approfondie de la part optimale du risque à céder à la captive serait un travail qui viendrait perfectionner la solution proposée. En particulier, il serait possible d'étudier un seuil de couverture plus ou moins élevé que le seuil médian pour la couverture combinée.

Synthesis note

Context of the study

The rise of wind power in the face of global warming

The industrial evolution that has been taking place since the 19th century is accompanied by significant greenhouse gas emissions that contribute unquestionably to the process of global warming. The challenges associated with this climate change lead to new modes of energy consumption, with a strong emphasis on renewable energies. Among these, wind power has become the standard bearer of the ecological transition.

Although increasingly widespread, the construction projects of wind parks remain very costly and can not succeed without massive financing of credit institutions. The owners of wind parks must then develop a profitability model allowing them to repay the large sums borrowed over a short period of time. In particular, the volume of energy produced over a year must be maintained above a certain threshold so that the owners of the wind park are not in default of payment.

This production volatility comes in part from variations in wind speeds : schematically, winds that are too weak do not allow the blades of the wind turbine to turn, and winds that are too strong do not require the wind turbine to be stopped for safety reasons. This information is summarized by the power curve, a curve specific to each wind turbine model giving the electrical power output as a function of wind speed. The power curve of the Enercon 70 wind turbine, available in Figure 11, allows us to observe this production corridor : the wind turbine is in operation for wind speeds between 3 m.s^{-1} and 25 m.s^{-1} .

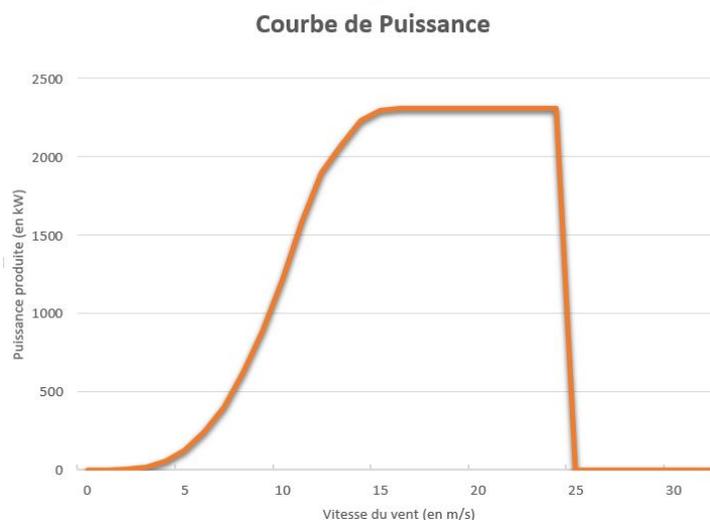


Figure 11: Power curve of the wind turbine Enercon 70

Annihilating (at least in part) these production uncertainties would make it possible to make viable a large number of projects that do not have the financial strength to launch themselves and thus to accelerate the energy transition. However, the classic indemnity insurance seems unsuitable for many reasons : lack of transparency of the product, anti-election and high morale, too long indemnification period... it is thus necessary to develop alternative insurances for the management of non-catastrophic climate risks. The problem is : what solutions can be envisaged to manage the part of the production altima due to wind speeds ?

Data used

The data used in this paper are from the project carried out by the National Center for Environmental Prediction (NCEP) and the National Center for Atmospheric Research (NCAR). This project is called NCEP/NCAR Reanalysis project and is available in Open Data [on the Physical Sciences Laboratory \(PSL\) website](#). In the following, it is accepted that the mention « grid NCAR » refers to the dataset introduced hereafter. The wind speed measurements are taken at 10 meters above ground level and are expressed in meters per second on the East/West and North/South axes. Each wind speed surveyed has three parameters : `time`, `lat` et `lon` giving respectively the time, latitude and longitude at which the survey was performed. These data are available 4 times a day, every day since 1948. However, they are not available at every point of the globe : the globe is gridded according to a Gaussian T62 grid that forms a total of 18048 points.

The most recent wind turbine models are all equipped with a nacelle that is optimally oriented according to the wind direction. The wind speed retained at a point of the grid at a time t is therefore defined as follows

$$\forall t \in [1; T], speed(t) = |\max(U(t), V(t))|, \quad (4)$$

where T depends on the chosen historical depth¹, $U(t)$ is the wind speed on the East/West axis (U-Wind) at time t , $V(t)$ is the wind speed on the North/South axis (V-wind) at time t .

Parametric coverage for the Fécamp park

Parametric insurance

The first alternative insurance model studied is the parametric insurance. Parametric insurance is characterized by the payment of a triggering indemnity when an index crosses a defined threshold. The index is constructed on the basis of data provided regularly by an independent body, guaranteeing that the insurer and the risk-taker cannot influence the value of this index. The advantages are numerous, including the shortened indemnity period, which limits customer irritation : the indemnity does not require a declaration from the insured and does not require a visit from an expert, so it is paid much more quickly than with traditional indemnity coverage. Moreover, the level of the index is independent of the behavior of the insurer and the insured, so there is no moral hazard with this type of coverage. Finally, one of the many advantages of this type of insurance is the reduction of the anti-selection : the compensation depends on an index built on the basis of meteorological data, so the insured does not possess (in theory) more information on his exposure to risk than the insurer.

Analysis of the wind speed distribution

The implementation of the parametric coverage is initially limited to a single site : the offshore park of Fécamp. The closest NCAR grid node to Fécamp is located only 5 kilometers offshore from the actual

¹In this report the depth of history considered is 70 years. At a rate of 4 speed readings per day, $T = 102270$.

location of the park. The relative proximity of the grid point to the Fécamp park, as well as the certain homogeneity of the environment around the park (open sea), allow to reduce the approximation of the wind speeds actually observed at the Fécamp site.

As mentioned above, the challenge of this paper is to manage the share of production altimetry due to wind speeds. Thus, a first step in the analysis of the underlying risk consists in characterizing the law of the random variable Y having generated the observations of the wind speeds $(Y_i)_{(1 \leq i \leq T)}$, where T depends on the history depth considered. The observations $(Y_i)_{(1 \leq i \leq T)}$ are assumed to be independent and identically distributed according to the probability law of Y , which is denoted \mathcal{L} . Many works have shown that the Weibull distribution with a parameter of form $k = 2$ is appropriate to describe the distribution of wind speeds, the reader can refer for example to Gourieres (1982) to corroborate these remarks. Thus, the parametric approach is adopted for the characterization of the \mathcal{L} law. The distribution of wind speeds at the Fécamp site is presented below in Figure 12: its adaptation to a Weibull distribution with parameters $k = 2, 17$ and $\lambda = 9$ (parameters obtained by maximum likelihood) is not rejected at the 5% confidence threshold (p-value of 0.678 in the Kolmogorov-Smirnov test).

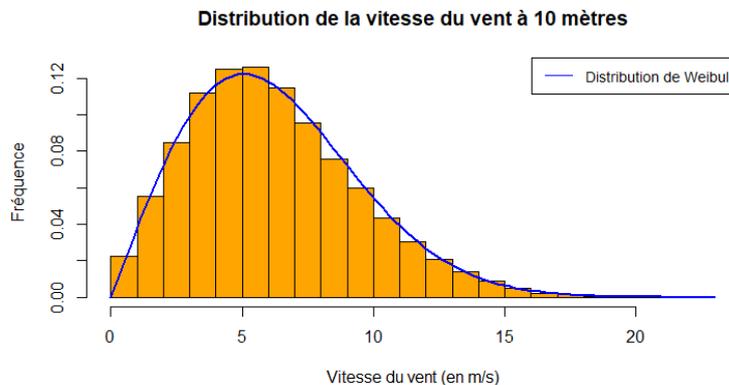


Figure 12: Fitting of the 10 meters wind speed distribution to a Weibull distribution

Transposition of wind speed at the top of the wind turbines

As previously mentioned, the data collected are wind speeds measured at 10 meters. An approximation is unavoidable here since the height of a wind turbine on the Fécamp site is 105 meters. Different methods allow to transpose wind speeds at a given height. The methods studied in this thesis are the methods of Davenport (1961) and Harris (1971), of Wieringa (1992) and of Justus and Mikhail (1980). The chosen method is the one that allows to get closer to some key values communicated in the report of the company Eoliennes offshore des Hautes Falaises (2013). These values are : the average wind speed, the load factor, the downtime¹ of wind turbines and the average annual production.

Finally, after comparison, the transposition of the wind speeds to the desired height is done using the law introduced by Davenport and taken over by Harris

$$\frac{s_{h_2}}{s_{h_1}} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha, \quad (5)$$

where s_{h_1} (resp. s_{h_2}) is the wind speed at the height above ground h_1 (resp. h_2), and where α is the roughness coefficient of the studied terrain (0,13 for a point located in the open sea). The results

¹This measure represents here the average time that the wind turbine of the park spends at standstill due to wind speeds outside the production corridor (and therefore does not take into account the downtime due to maintenance operations).

obtained using this method are summarised in Table 3.

MEASURE	REPORTED VALUE	OBTAINED VALUE
Average wind speed (m.s^{-1})	8,8	8,6
Load factor	40%	42%
Downtime	6%	6,3%
Average annual production (GWh)	1800	1900

Table 3: Obtained and reported values (Davenport et Harris method)

The differences obtained are very small. Concerning the average annual production, the production estimated in this paper should be higher than the one reported. Indeed, the estimates are based only on the recorded wind speeds. This is very restrictive and does not take into account the decrease in production due to the stopping of the turbines for maintenance. The average annual production estimated in the framework of this report is 100 GWh higher than that communicated, which is an order of magnitude considered convincing.

It is also interesting to check if the transposed velocities always follow a Weibull distribution, with a shape parameter close to 2 : if this is not the case, there would be strong doubts about the Davenport and Harris method. The fitting of the distribution of wind speeds obtained at 105 meters is then tested with a Weibull distribution with a shape parameter $k = 2,02$ and a scale parameter $\lambda = 9,58$. The graphical adequation presented in Figure 13 and a p-value for the Kolmogorov-Smirnov test of 0,53 confirm the choice of this method.

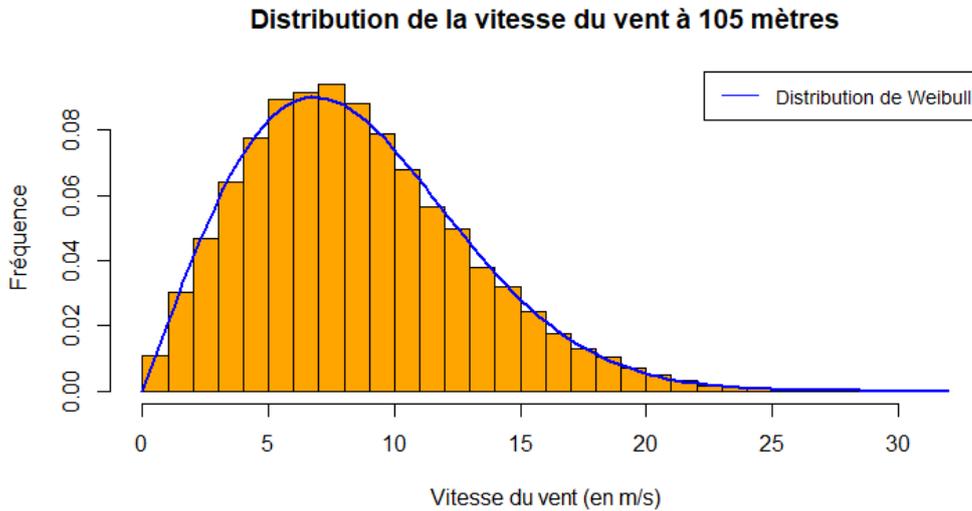


Figure 13: Fitting of the 105 meters wind speed distribution to a Weibull distribution

Construction of the index

One of the main issues in setting up an index coverage is the creation of an index consistent with the risk covered. As a reminder, the functioning of parametric insurance is based on the payment

of an indemnity as soon as a pre-determined index crosses a certain threshold. This index must be as objective as possible and must not be able to be influenced by the behavior of the insurer or the insured (typically meteorological measurements from an independent organization). In the context of this paper, the index constructed is a production index. Its construction is carried out following the steps listed :

1. collect the wind speeds at 10 meters over a calendar year for the grid point closest to the site under study ;
2. transpose the collected velocities to the desired height with the Davenport and Harris method ;
3. pass the velocities obtained via the power curve of the model of the wind turbine to consider ;
4. bring back the results obtained by megawatt of installation.

This method has the advantage of compensating only for production losses due to too strong or too weak winds over the year (and not due to faulty equipment or to a wind turbine undergoing maintenance for example). In order for the pricing methods to provide results that are consistent with the likely future loss experience, it is also important to analyze the presence of a possible trend in the series of annual indices. However, no obvious trend was found (graphically and via a significance test of the linear trend coefficient).

Pricing and profitability study

The compensation model implemented is as follows : if the index falls below the threshold S considered, the owner is compensated for the loss of income corresponding to the gains not generated by the sale of the volume of electricity $V(i)$, where $V(i)$ is defined as follows

$$V(i) = (S - \tilde{i})_+,$$

with \tilde{i} the annual production level associated with the value i taken by the index I , and S the intervention threshold considered (expressed in megawatt-hour per megawatt of installation). Taking P as the regulated selling price (135,2 € per megawatt-hour for Fécamp), the compensation paid per megawatt of installation is calculated with Formula [6](#)

$$\Gamma(i) = V(i) \times P. \tag{6}$$

Two approaches to pricing are then studied. A first approach is to proceed parametrically, assuming that the production index I follows a lognormal distribution. A second approach is a historical approach : for each year of the history, the compensation that would have been paid to the insured if the cover had been in place is calculated, then averaged over the 70 years of history considered. The premiums obtained are then adjusted according to a pure premium principle with a safety coefficient λ .

The proposed cover is priced according to two different thresholds : in practice it is conceivable that the insurer will offer the insured the choice of the threshold level that best suits the management of his risk. The first threshold corresponds to the historical median of the annual production index. The second threshold corresponds to the historical first quartile.

The loss ratios obtained by backtesting are presented in Table [4](#). The two approaches provide ratios of the same order of magnitude, but the differences are not negligible for the first quartile threshold : the parametric approach leads to overpricing this threshold. Choosing a safety coefficient λ greater than or equal to 5% would make it possible to be profitable on all the thresholds proposed with the historical approach. For the remainder of the paper, unless otherwise stated, the approach adopted is the historical approach with a safety coefficient λ equal to 10%.

	Historical		Parametric	
	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$
Threshold ratio first quartile	98%	93%	88%	84%
Median threshold ratio	103%	99%	97%	92%

Table 4: Claims-to-premium ratios using historical and parametric approaches

Generalization of the product throughout Normandy area

Motivations and presentation of geospatial smoothing

In order to benefit from the pooling effect within its portfolio while not risking over/underpricing its own risks, the insurer must find a method to obtain a price for a wind farm at any point in the world. However, the construction of the production index for any wind farm in the portfolio comes up against the obstacle of the width of the grid in which the data is collected : wind speeds are obtained at the grid of meteorological stations (sometimes more than 100 kilometres away) which, as it stands, does not allow the sometimes very localised profiles of wind speeds to be reproduced at all points.

The method proposed to alleviate this problem is the use of geospatial smoothing : this method makes it possible to determine the wind speed at a point using the weighted average of the known wind speeds at surrounding points. Let w_{kB} be the weight affected at point k influencing the wind speeds at point B and let s_k be the wind speed at point k . The wind speed s_B at point B can be determined as a function of the n points where the wind speed is known, as follows

$$s_B = \frac{\sum_{k=1}^n w_{kB} \times s_k}{\sum_{k=1}^n w_{kB}}.$$

Many weights can be used. Inverse distance weighting, inverse distance squared and biweight function are studied in that thesis.

For the rest of the study, the biweight function is retained because it allows the most satisfactory results to be obtained (see below). Formally, the biweight function is defined as follows

$$w_{kB} = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{d_{kB}}{D}\right)^2\right]^2 & \text{if } d_{kB} < D \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases}$$

where d_{kB} is the distance between point k and point B .

Additional data

In order to densify the grid used for geospatial smoothing, a second dataset is introduced and combined with the NCAR dataset. The second dataset comes from the U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) and is available in Open Data. For the following, it is assumed that the « NOAA grid » refers to the dataset introduced below.

The variable WDSP contains the daily wind speed records over 30 years of history. The variables Longitude, Latitude, Elevation and Cd_IRIS give respectively the longitude, latitude, elevation and IRIS of the meteorological stations having performed the records. In total, 21 points located in Normandy (or within 70 kilometers) are selected. The resulting grid is presented in Figure [14](#)

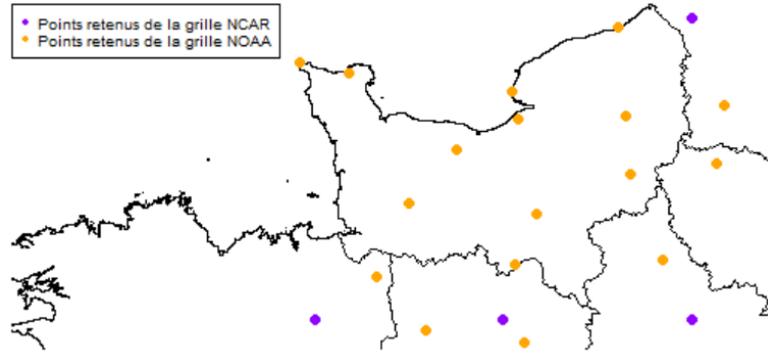


Figure 14: NCAR and NOAA grid points used for geospatial smoothing

Profitability study

The geospatial smoothing is then performed at the IRIS scale of Normandy. In order to simplify the presentation of the results, the hub of each of the wind turbines in the portfolio is assumed to be 85 meters above ground level and all the wind turbines installed in Normandy are assumed to be of the Enercon 70 model. An illustration of the smoothed indices for the year 2020 is presented below in Figure 15.

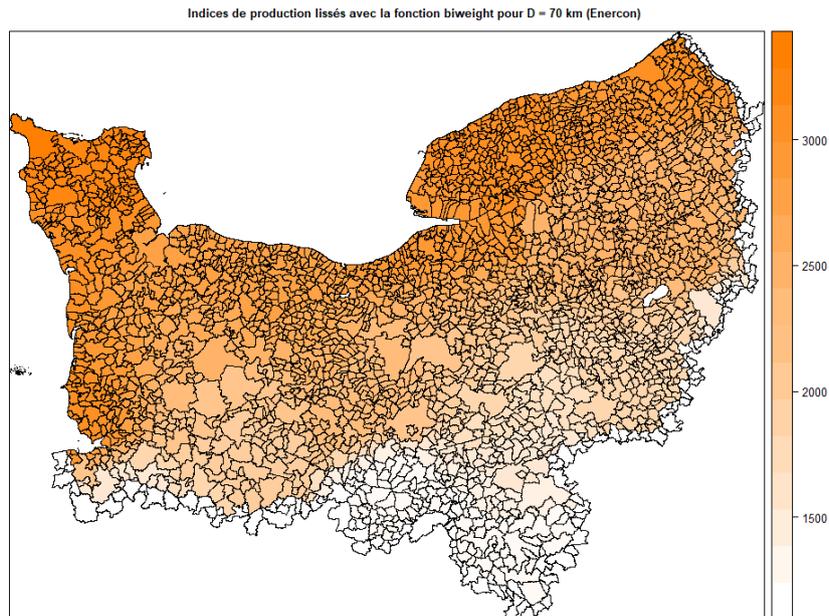


Figure 15: Indexes smoothed with the biweight function ($D = 70$ kilometers)

The ratio between observed claims and adjusted premiums received should then be calculated in order to obtain economic and profitability indicators of the potential portfolio. For this purpose, a fictitious portfolio of 330 wind parks in Normandy is constructed. For each of the 5 departments composing Normandy, 66 IRIS are randomly selected to determine the location of the wind parks in the portfolio. These fictitious wind parks have a capacity of 7 MW of installation.

The loss ratios obtained per department for the first quartile threshold and the middle threshold are presented below in Figure 16. The results are satisfactory since the product constructed is profitable at the scale of Normandy (overall ratio of 95% for the first quartile threshold and 99% for the middle threshold).

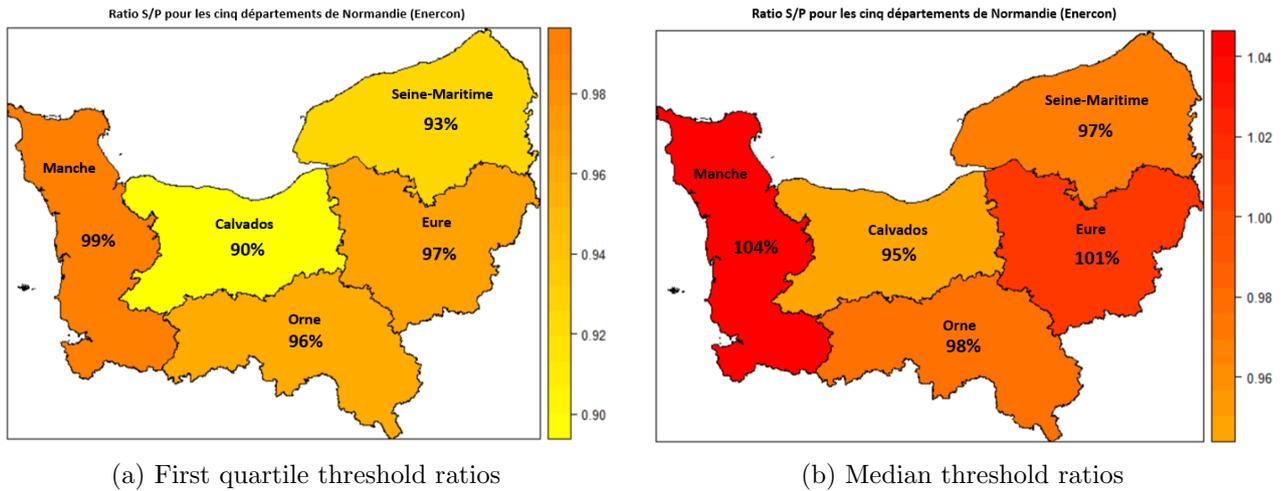


Figure 16: S/P ratios for the five departments of Normandy (calculated by backtesting)

However, there are disparities between each of the departments. This can be problematic because the hypothesis made in this study is that of an equal distribution of wind farms between the departments. If, in reality, the wind parks were located in a more important way in the department of La Manche, it would inevitably degrade the overall profitability of the product until eventually making the overall ratio go above 1. Moreover, the differences in profitability according to the insured threshold suggest that, as it stands, the product is not generalizable to all conceivable thresholds.

Creation of a captive reinsurance company : a solution to consider

A reflection on the creation of a reinsurance captive is then conducted. This reflection aims to study the implementation of an innovative solution combining parametric coverage and the use of a captive reinsurance for the Fécamp site.

Captive reinsurance company presentation

As part of their risk management policy, each company has to arbitrate between the portion of the risk that it retains (because the desired coverage does not exist or at prices that are deemed unsatisfactory) and the portion that it transfers to the market (because the group does not have the financial strength to bear certain risks or because the coverage offered by the market is particularly effective). However, certain risks are not insurable by the market (or at prohibitive prices), especially since the turnaround of the insurance market into a "hard market" coupled with the health crisis is leading to a reduction in capacity combined with an increase in prices. In order to manage this non-transferable volatility in the market, a growing number of companies have resorted to the creation of a captive.

The most common definition of a captive reinsurance company is the same as the one first given by the Reinsurance Directive of the Parlement européen and Conseil de l'Union Européenne (2005). A captive reinsurance company can be defined as « a regulated reinsurance subsidiary, which reinsures the own risks of the industrial or service group to which it belongs. » A reinsurance captive cannot directly insure the group's own risks, it must call upon an insurer who has the role of frontier and is responsible for issuing the policies. Then the captive reinsures the frontier, often for the whole risk. The functioning of a reinsurance captive is summarized in Figure 17.

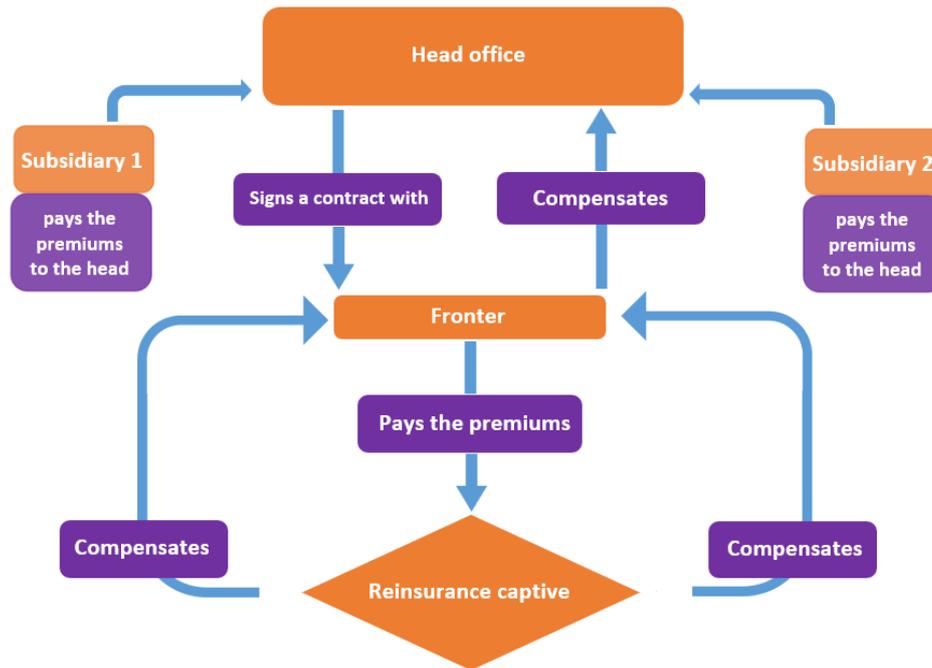


Figure 17: Diagram of a reinsurance captive

Some captive specificities

Contrary to a “classic” insurance contract, the premiums paid to a captive remain within the group and any surplus premiums are added to the reserves via the allocation of a Provision for Loss Fluctuation (PFS). These accumulated funds can be taken back in case of negative annual results of the captive in the following years.

A captive allows to transfer risks that cannot be insured by the market (or at prices that are too high) and thus to reduce the volatility of the results. This reassures investors and it is therefore possible to obtain a more interesting interest rate.

However, the use of a captive has some disadvantages. It generates creation, management and fronting costs that are sometimes not negligible. In addition, like any reinsurance company, a captive must immobilize a certain amount of equity capital which causes a capital cost to be taken into account.

Hypothesis used for the study

The studied captive is assumed to be domiciled in Luxembourg. The prudential regime that applies in Luxembourg is the Solvency II Directive of the Parlement Européen and Conseil de l’Union Européenne (2014). For the purpose of this report, it is assumed that only the non-life underwriting risk module impacts the solvency capital requirement (SCR) of the captive. The application of the standard formula with this simplifying assumption gives a SCR of 5,3 M€. The cost of capital is fixed at 6% of the captive’s equity.

The interest rate is fixed at 2,25% if the median threshold of production is insured, 2,5% if only the first decile of production is insured and 3% if there is no insurance.

The captive’s management fee is set at 50 000 €, as are the set-up fees. Fronting fees are set at 5% of pure premiums.

The eventual sale of the captive is evaluated at 90% of the PFS (10% discount).

Finally, four strategies are studied in the framework of this study :

- **total retention strategy** : the Fécamp wind park is not covered ;
- **partial retention strategy** : the Fécamp wind park is covered below the first decile threshold (corresponding to 222 M€ of annual income), the associated risk is fully covered by the market ;
- **parametric insurance strategy** : the Fécamp wind park is covered below the middle threshold (corresponding to 240 M€ of annual income), the associated risk is fully covered by the market ;
- **combined hedging strategy** : the risk associated with the tranche between the mid-range threshold and the first decile threshold is assigned to the captive, the risk corresponding to the tranche below the first decile threshold is assigned to the market.

Study in historical situation

The study is carried out in the medium term, i.e. 10 years, as a reminder, the operating period of the Fécamp park is 20 years. To do this, the premiums are calculated on the basis of the years 1951 to 2010 by historical approach and the claims are those recorded during the 10 years studied (from 2011 to 2020 inclusive).

The strategies are compared using a consolidated profit indicator. The indicator for a non-captive strategy is calculated by summing the group's post-tax results over the 10 years studied. The indicator for a strategy including a captive is calculated as follows :

1. sum of the unconsolidated results of the group over the 10 years under review ;
2. addition of the PFS allocation/recovery with a discount of 10% ¹ ;
3. subtraction of the capital cost.

The indicators obtained in the historical situation are presented in Figure 18. Generally speaking, the higher the insured threshold is, the more beneficial the strategy is. This is mainly due to the interest rate which decreases when the insured threshold increases. It is worth noting that at the same insured threshold, the combined coverage strategy is preferable to the parametric insurance strategy. This can be explained in particular by the fact that the captive allows premiums paid within the group to be kept : in the event of a low loss, the unused premiums are then allocated to PFS while benefiting from reduced taxation.

Study in degraded situation

For this study, electricity production has been deliberately downgraded for two consecutive years. Thus, the years 2018 and 2019 generate only 200 M€ each in revenues, compared to 224 M€ and 234 M€ respectively. The methodology followed in this study remains identical to that adopted in the historical situation.

The indicators obtained in the degraded situation are summarised in Figure 19, presented below. As in the historical situation, the higher the threshold, the better the strategy. However, the gap between the parametric insurance strategy and the coverage strategy has decreased by more than 10

¹Economic view to take into account a fictitious output.

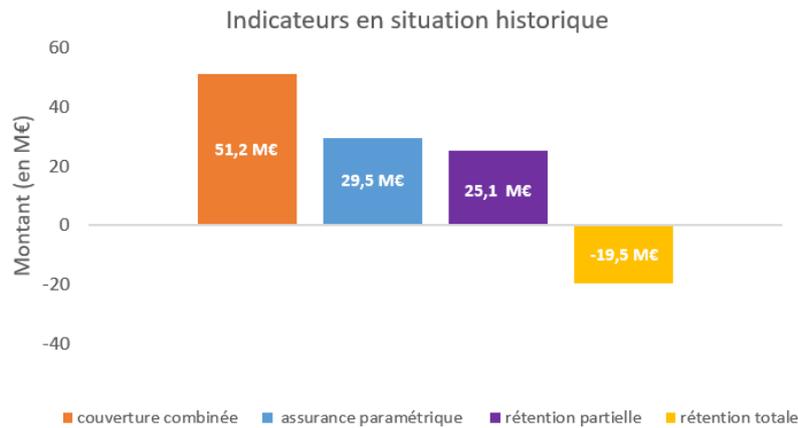


Figure 18: Indicators in historical situation

M€ compared to the study in historical situation. This underlines the disadvantage of a captive : the risks involved are not transferred outside the group. Thus, the sequence of several years in which the captive's indemnity ceiling is reached has a strong impact on the group's consolidated results. This is not the case in a situation where the group has opted for a parametric insurance strategy, its result is then immune to these drops in production.

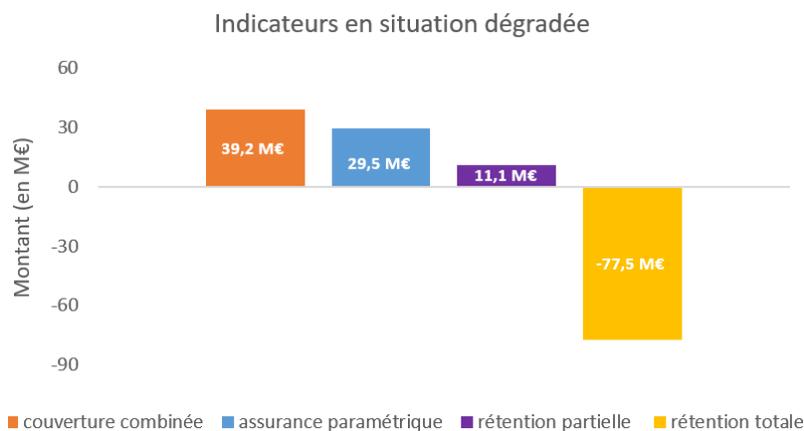


Figure 19: Indicators in degraded situation

Conclusion

In order to meet the energetic transition challenge, many countries have focused on the development of wind power. Accompanying the development of this meteo sensitive sector with the implementation of adapted coverages therefore appears as a major issue for the coming years.

However, indemnity insurance is not adapted enough to the management of non-catastrophic climatic risks : developing alternative insurance products is a necessity. By creating an independent index consistent with the risk covered, coupling parametric insurance with the use of a captive seems a promising solution. The risk management strategy that has been proposed can then be summarised in the three levels illustrated in Figure [20](#).

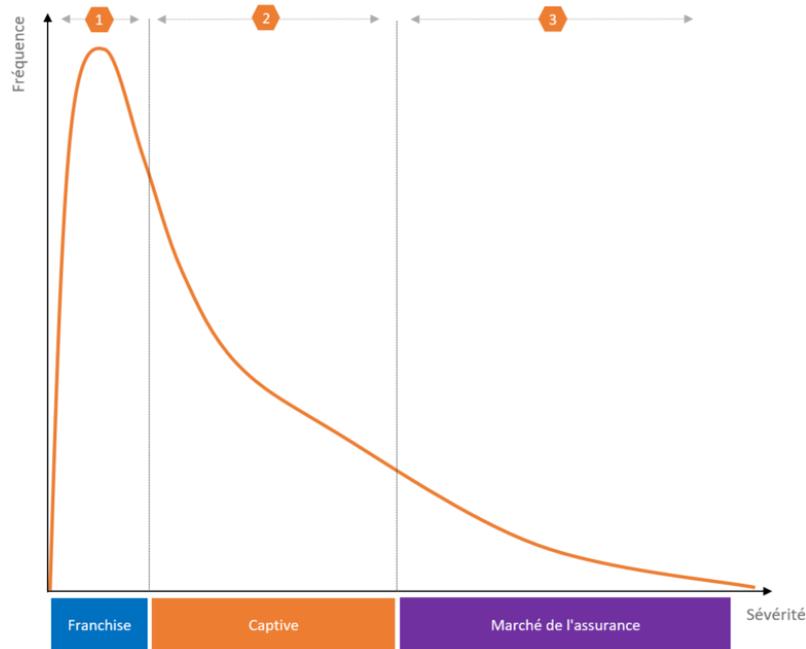


Figure 20: Risk management strategy

Schematically, the captive is used as a tool for managing fringe benefits and intermediary events, it operates at the second level shown in Figure 20. The parametric cover is used as a tool for transferring peak losses and is intended to protect against decreases in production that would have a significant impact on the owners of a wind farm.

The coverage thus created appears to be robust, both in historical and degraded situations. It allows first of all to insure oneself at a lower cost at the global threshold and thus to obtain a low rate of credit. Then the PFS endowment mechanism allows to keep liquidities within the group while benefiting from a tax advantage. However, a major drawback is that the risk associated with the captive is not transferred outside the group : significant drops in production over several years are likely to have a strong impact on the group's consolidated results.

Limitations and work to be done

The approximations inherent in the data constitute a major limitation, but one that seems to be overcome if the resources and means of an insurance company were available. For example, it seems possible that the insurer could have access, for a subscription fee, to data presenting a higher density of meteorological stations and a shorter time step for wind speed measurements. It would also be desirable to obtain the production history for a given fleet in order to assess whether the reconstructed index accurately reflects the fluctuations in production actually observed (comparisons are made only on the basis of average production, introducing a potentially large approximation).

The NCAR grid point used to construct the coverage of the Fécamp park is located 5 kilometers offshore from the actual location of the site. Such a distance seems too large in practice to be able to minimize the spatial basis risk. More generally, the wind speed at a point has been calculated as the maximum between the wind speed on the North/South and East/West axis, the wind turbine is thus assumed to always be optimally oriented which could contribute to increase the approximations made. Nevertheless, it should be noted that the results obtained for the Fécamp site are satisfactory, the load factor and the shutdown time of the wind turbines are fairly accurately estimated.

In addition, the study of profitability at the scale of a portfolio of wind farms using a geospatial smoothing is encouraging but has shown some limitations. Among these, the strong disparities in terms of profitability between departments and according to the threshold assured let appear an eventual weakness of the final product. Disposing of data for a larger number of meteorological stations and with a greater depth of history seems to be a solution.

Finally, several simplifications have been made during the implementation of the combined coverage, so it would be desirable to repeat the work done while removing (or changing) some assumptions. For example, the SCR has not been calculated exactly : only the non-life module has been considered. Then the range of rates, the amount of fees and the cost of capital have been defined in a more or less arbitrary way. However, sensitivity studies have been performed in order to underline the possible fragility of the results. A point of improvement of the present report would be the inclusion of market premiums conditional on the loss experience. In the event of a large loss, the premium charged by the market would be likely to rise sharply in subsequent years. The combined coverage would allow to react to the market jump by increasing the captive's retention. Finally, an in-depth study of the optimal share of the risk to be transferred to the captive would be a work that would improve the proposed solution. In particular, it would be possible to study a coverage threshold higher or lower than the average threshold for the combined coverage.

Remerciements

Je voudrais remercier Fabien Graeff, mon tuteur d'entreprise, pour m'avoir partagé avec enthousiasme sa connaissance approfondie des captives.

Merci à Jean Francois Decroocq, tuteur académique.

Je tiens à témoigner toute ma gratitude à mes amis, précieux soutiens tout au long de mes études. Je remercie notamment Raphael Maillet et Mathis Ouali pour leurs conseils dans la rédaction de ce mémoire.

Enfin, je remercie mes proches et tout spécialement mes parents pour leur soutien inconditionnel. Permettez-moi d'avoir également une pensée particulière pour ma grand-mère, Marie-Claude Billiault, qui de par sa relecture attentive et sa curiosité intellectuelle a joué un rôle actif dans la réalisation du présent travail : je lui dédie ce mémoire.

Table des matières

Résumé	3
Abstract	4
Note de Synthèse	5
Synthesis note	19
Remerciements	33
Table des matières	35
Glossaire	37
Introduction	39
1 Cadre de l'étude et données utilisées	43
1.1 Énergies renouvelables et réchauffement climatique	43
1.2 Gestion des risques climatiques et assurance paramétrique	47
1.3 Caractéristiques du secteur éolien	51
1.4 Présentation des données et du site retenu pour l'étude de cas	58
2 Couverture paramétrique pour le parc de Fécamp	65
2.1 Analyse de la distribution des vitesses de vent	65
2.2 Interpolation des vitesses de vent à hauteur des éoliennes	72
2.3 Construction de l'indice	77
2.4 Tarification et étude de rentabilité	86
3 Généralisation du produit à l'échelle de la Normandie	95

3.1 Lissage géospatial : présentation et motivations	95
3.2 Application du lissage à l'échelle de la Normandie	101
3.3 Tarification et étude de rentabilité	107
4 Création d'une captive : une solution à envisager	111
4.1 Captive : une solution alternative pour gérer des risques variés	111
4.2 Hypothèses préalables à l'étude	116
4.3 Étude en situation historique	121
4.4 Étude en situation dégradée	126
4.5 Sensibilité et optimisation	129
Conclusion	133
Bibliographie	136
A Parcs éoliens	141
A.1 Parc éolien de Saint-Nazaire	141
A.2 Parc éolien de Hywind	141
B Caractéristiques des primes	145
C Lissage géospatial	147
C.1 Paramètres nécessaires au lissage	147
C.2 Disparités entre la côte et l'intérieur des terres	149
C.3 Indices lissés pour l'hypothèse Siemens	149
C.4 Évolution du lissage en fonction du rayon D	151
D Création d'une captive	153
D.1 Stratégies étudiées	153
D.2 Étude en situation historique	154
D.3 Étude en situation dégradée	157
D.4 Études de sensibilité	159

Glossaire

- **AMRAE** : Association pour le Management des Risques et des Assurances de l'Entreprise
- **BSCR** : Basic Solvency Capital Requirement
- **FFA** : Fédération Française de l'Assurance
- **HDD** : Heating Degree Days
- **INSEE** : Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques
- **NCAR** : National Center for Atmospheric Research
- **NCEP** : National Centers for Environmental Prediction
- **NOAA** : National Oceanic and Atmospheric Administration
- **ONG** : Organisation Non Gouvernementale
- **SCR** : Solvency Capital Requirement

Introduction

La révolution industrielle qui s'opère depuis le XIX^e siècle s'accompagne d'importantes émissions de gaz à effet de serre contribuant inéluctablement au réchauffement climatique. Parmi les conséquences, le bouleversement majeur des régimes météorologiques inquiète : ces événements de plus en plus incontrôlables constituent une menace importante pour de nombreuses industries météo-sensibles. L'exposition aux aléas météorologiques (catastrophiques comme non catastrophiques) étant de plus en plus importante et problématique, la demande de couverture efficace contre les risques qu'ils entraînent n'a jamais été aussi conséquente.

Afin de répondre à cette nécessité d'assurer les secteurs les plus météo-sensibles, les porteurs de risques tendent à développer des produits innovants visant à gérer au mieux la complexité de ces risques. Cette démarche novatrice est motivée par les nombreuses carences que présente l'assurance indemnitaire, rendant ce modèle, pourtant le plus répandu dans le secteur de l'assurance, impossible à appliquer à l'ensemble des risques climatiques. Une de ses limites majeure est le principe de réparation intégrale qui semble parfois inadapté à la gestion du risque climatique : afin que l'indemnisation versée couvre le préjudice subi et rien que le préjudice subi, il est nécessaire de procéder à diverses expertises complexes et chronophages. Ainsi, l'estimation des pertes liées à un événement climatique est souvent trop longue pour permettre la bonne reprise de l'activité de l'assuré, et le calcul de l'indemnisation est tributaire de l'analyse technique de l'assureur. Afin de limiter les irritants clients et de pallier les principaux défauts de l'assurance indemnitaire, des modèles d'assurances dites "alternatives" ont été développés.

L'un de ces modèles alternatifs est l'assurance paramétrique. Cet outil est particulièrement répandu au sein des pays en développement exposés à des risques climatiques majeurs mais reste encore peu utilisé par les pays développés (notamment les pays européens). L'assurance paramétrique présente pourtant de nombreux avantages : versement automatique de la prestation sur la base de conditions pré-établies, délai d'indemnisation quasi nul, facilité de gestion . . . Cependant l'offre reste faible sur le marché actuel car le développement de l'assurance paramétrique est freiné par un certain nombre d'inconvénients comme la gestion du risque de base ainsi que l'accès à des données fiables à de nombreux emplacements sur le territoire.

Le deuxième modèle d'assurance alternative évoqué dans ce mémoire est l'utilisation d'une captive. La captive est, en quelques mots, une filiale créée par une maison-mère afin de gérer les risques propres au groupe. Le développement des captives dans le monde s'est accéléré depuis quelques années avec le retournement du marché en condition "Hard Market" synonyme d'une réduction des capacités conjuguée à une augmentation des prix et des rétentions. La création d'une captive, bien que présentant ses inconvénients, permet le développement de couvertures sur mesures ainsi que la mutualisation des risques à différentes échelles (géographique, branche d'activité, temporelle) qui sont des avantages majeurs pour la gestion alternative des risques.

L'assurance alternative semble donc promise à un bel avenir pour la gestion des risques des secteurs météo-sensibles. Parmi les secteurs particulièrement exposés à ces risques météorologiques, le présent mémoire se concentre sur l'éolien. Ce choix a été motivé par son importante croissance ces dernières années afin de lutter contre le réchauffement climatique. Au 31 décembre 2020, la puissance du parc éolien français s'élève à 17 616 MW. Comme en attestent les chiffres de la Figure 21 extraite du rapport annuel du RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (2020), la puissance totale du parc éolien français a été multipliée par 23 depuis 2005. L'étude d'un marché en plein essor et particulièrement sensible aux risques météorologiques représente un intérêt certain aussi bien pour les preneurs de risques qui cherchent à s'implanter dans un marché porteur que pour les acteurs du secteur qui sont demandeurs de couvertures afin de gérer leur météo-sensibilité.

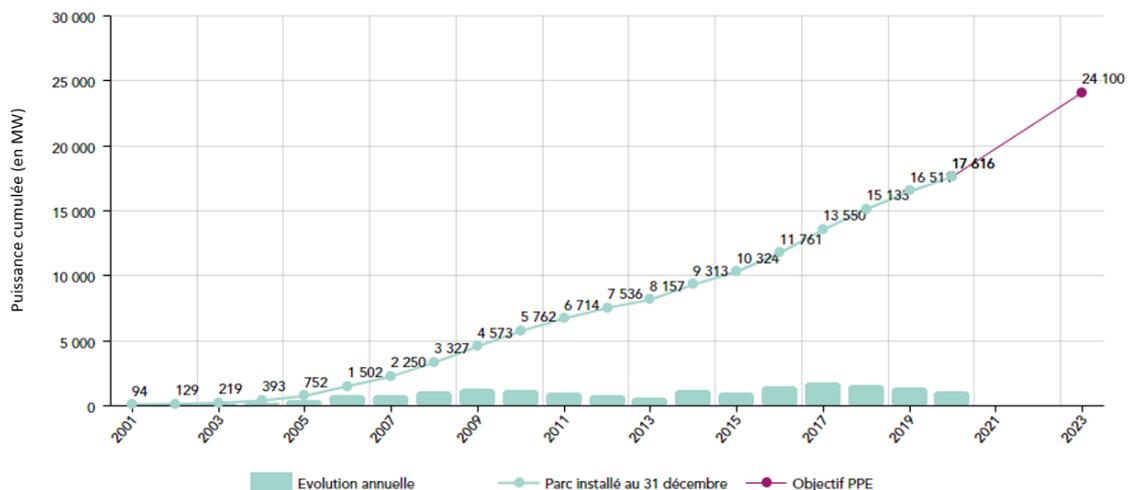


FIGURE 21 : Evolution du parc éolien français

Bien que de plus en plus répandus, les projets de construction de parcs éoliens restent très coûteux et ne peuvent aboutir sans le financement massif d'institutions de crédit. Le coût d'un parc éolien est estimé de 1 à 2 Md€ pour 500 MW d'installation et de 1,5 à 3 Md€ pour 1 GW d'installation. Comme présenté en Figure 22, construite sur la base des données fournies par le MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE (2020), ces coûts proviennent majoritairement des investissements initiaux qui s'avèrent très lourds, notamment en mer où la construction des fondations nécessite des technologies encore très coûteuses. Ces importants coûts de construction et de fonctionnement doivent être amortis sur des horizons de temps courts, la réglementation actuelle précisant que la concession d'occupation du domaine public est de 25 ans pour l'exploitation d'un parc éolien.

Les propriétaires de parcs éoliens doivent alors développer un modèle de rentabilité leur permettant de rembourser sur un laps de temps réduit les importantes sommes empruntées. En particulier, le volume d'énergie produit sur une année se doit d'être maintenu au-dessus d'un certain seuil afin que les propriétaires du parc éolien ne soient pas en défaut de paiement. Cette volatilité de production provient en partie des variations des vitesses de vent : schématiquement, des vitesses de vents trop faibles ne permettent pas de faire tourner les pales de l'éolienne et des vents trop forts nécessitent de mettre à l'arrêt les éoliennes pour des raisons de sécurité. Annihiler (au moins en partie) ces incertitudes de production permettrait de rendre viable un grand nombre de projets n'ayant pas la solidité financière pour se lancer et ainsi d'accélérer la transition énergétique.

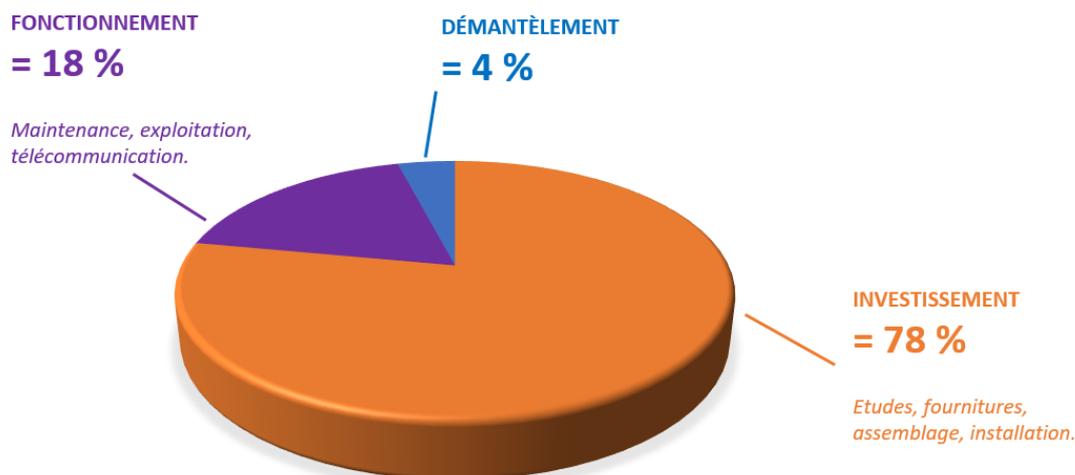


FIGURE 22 : Répartition des coûts engendrés par un parc éolien

Ceci amène au coeur de l'enjeu du mémoire qui est de gérer la part d'aléa de production due aux vitesses de vent afin d'être en capacité de rembourser ces annuités. Plus précisément, les produits étudiés couvrent la part d'aléa de production due à des événements météorologiques non catastrophiques i.e des vents trop faibles ou trop forts ne causant pas de dommages physiques ou matériels. **Les couvertures étudiées ne portent en aucun cas sur une baisse de production liée à la réalisation de risques techniques** (panne ou casse de certains éléments de l'éolienne), ces risques pouvant être facilement couverts par une assurance indemnitaire classique.

Une problématique se dégage ainsi : quelles solutions sont envisageables afin de gérer la part d'aléa de production due aux vitesses de vent ? Afin d'y répondre, l'étude est divisée en trois chapitres centrés autour de l'assurance paramétrique et un chapitre d'ouverture qui introduit une solution combinant assurance paramétrique et captive. Sauf mention contraire, les graphiques présentés et les calculs effectués dans ces chapitres sont réalisés à l'aide des environnements créés par R CORE TEAM (2021) et MICROSOFT CORPORATION (2018).

Le premier chapitre consiste en une mise en contexte de l'étude. En particulier il apporte des précisions sur l'assurance paramétrique présentée supra et présente les caractéristiques du secteur éolien et des données utilisées.

Le deuxième chapitre porte sur la construction d'une couverture paramétrique pour le parc éolien de Fécamp. Pour cela il est notamment nécessaire d'analyser la distribution des vitesses de vent sur site et de débattre sur le choix de l'indice à considérer.

Le troisième chapitre de ce mémoire présente une proposition de lissage géospatial des vitesses de vent afin de pouvoir instantanément donner un tarif à tout nouveau parc éolien arrivant en portefeuille. L'utilisation d'une telle méthode faciliterait l'accès à l'assurance paramétrique et augmenterait la flexibilité de l'offre et de la demande dans le temps et donc, in fine, participerait à l'accélération de la transition énergétique.

Le quatrième chapitre fait quant à lui office de réflexion sur la création d'une captive de réassurance afin de créer une couverture combinant assurance paramétrique et captive.

Chapitre 1

Cadre de l'étude et données utilisées

Ce premier chapitre vise à présenter le contexte du risque climatique grandissant et la nécessité de développer des modes de consommation alternatifs pour y faire face. Si les risques climatiques ont des impacts environnementaux bien connus de tous (hausse globale des températures, conditions météorologiques plus extrêmes. . .) ils ont également des impacts économiques parfois méconnus car moins visibles du grand public : c'est le cas des risques climatiques non catastrophiques (gelée tardive pour les vignerons, hiver chaud pour les fournisseurs d'énergies. . .). Face à ces impacts de plus en plus prégnants, assurer les secteurs météo-sensibles apparaît donc comme une nécessité. Parmi ceux-ci, le secteur de l'éolien est en pleine expansion et donc particulièrement intéressant à étudier.

La construction d'un parc éolien ne peut se faire sans le financement d'institutions de crédit, les sommes engagées étant très importantes. Pour rembourser les montants empruntés, la production annuelle du parc éolien ne doit pas descendre en dessous d'un certain seuil critique (à déterminer). Puisque cette production est dépendante des vitesses du vent, la nécessité d'assurer cette activité météo-sensible est un enjeu majeur. Cependant, l'assurance indemnitaire traditionnelle présente de nombreuses limites dans la gestion du risque climatique non catastrophique étudié : il est alors nécessaire de développer des méthodes d'assurances alternatives. Afin de comprendre au mieux les mécanismes sous-jacents à la mise en place de ce type d'assurance dans le secteur étudié, une section est consacrée aux spécificités physiques, techniques et économiques des éoliennes.

Enfin, les données utilisées dans le cadre de l'étude sont présentées : elles se doivent d'être fournies par un organisme indépendant afin de construire un indice qui ne soit influençable par aucune des parties. La plupart des données répondant à ce critère sont payantes, le recours à l'Open Data est donc la solution adoptée. Il faut cependant être attentif aux approximations que ce choix pourrait engendrer.

1.1 L'essor des énergies renouvelables face au réchauffement climatique

La révolution industrielle qui s'opère depuis le XIX^e siècle a bouleversé l'économie, les modes de production et les moyens de communication, avec une conséquence non négligeable et souvent mise en exergue sur les émissions de gaz à effet de serre. Pointées du doigt depuis des années et pourtant en constante augmentation, elles sont au cœur des enjeux environnementaux, climatiques, diplomatiques, politiques. . . et économiques. Sujet brûlant s'il en est, les émissions de gaz à effet de serre étaient

au cœur des enjeux des accords de Paris en décembre 2015, lors desquels les 27 états membres de l'Union Européenne se sont engagés à réduire leurs émissions d'au moins 55% par rapport à 1990 d'ici 2030, en vue d'atteindre en 2050 la neutralité carbone : engagements très ambitieux certes, mais très insuffisants pour les Organisation Non Gouvernementale (ONG) environnementales.

Dans la mesure où la concentration importante des gaz dans l'atmosphère contribue au réchauffement de la planète qui lui-même engendre un bouleversement des régimes climatiques, la compréhension et la prise en compte de ces phénomènes sont primordiales pour la planète. En effet, une modification des événements météorologiques en termes de fréquence et d'intensité est observable depuis quelques années : ils sont beaucoup plus volatiles, extrêmes et complexes à prévoir. Ces événements de plus en plus incontrôlables constituent une menace importante pour de nombreuses industries, notamment l'agriculture et l'agro-alimentaire, mais également pour le secteur de l'énergie qui est lui aussi impacté : la transformation climatique en cours induit des modifications des régimes de pluie, de vent, de la couverture nuageuse et de la température.

La Fédération Française de l'Assurance (FFA), consciente des enjeux en cours et à venir, s'est naturellement emparée du sujet et a mené une étude prospective qui anticipe un « quasi-doublement des sinistres liés au climat » et estime à 35% « la part incombant au seul changement climatique » d'après les propos rapportés par CHNEIWEISS et BARDAJI (2020). Le risque dérèglement climatique est d'ailleurs classé par la FÉDÉRATION FRANÇAISE DE L'ASSURANCE (2021) quatrième des principaux risques en 2021.

1.1.1 Précisions sur le risque climatique et météorologique

Par définition, un risque correspond à une perte inattendue et se caractérise par un montant de perte et une probabilité de survenance. Ainsi un risque météorologique est synonyme de potentielles pertes inattendues résultant de conditions météorologiques dites anormales. À ce sujet, le terme “risque climatique” est souvent utilisé pour désigner le “risque météorologique” : ceci est, en toute rigueur, un abus de langage. En effet, les échelles spatiales et temporelles du climat et de la météo sont différentes : le climat concerne un étalement temporel (plusieurs dizaines d'années) ainsi que spatial (de l'ordre du pays voire continent) bien plus important que la météorologie, qui elle est très localisée dans le temps (de l'ordre du jour) et l'espace (ville, région). Cette précision faite, les termes “risque climatique” et “risque météorologique” sont utilisés indifféremment dans la suite du mémoire.

Parmi les risques climatiques, les risques catastrophiques et les risques non catastrophiques sont distingués. Les risques non catastrophiques présentent plusieurs spécificités qui leur sont propres :

- ils ne mettent pas directement en danger la vie de l'Homme contrairement aux risques catastrophiques, leurs conséquences sont purement financières ;
- les sinistres résultant d'événements non catastrophiques ne sont pas (ou peu) physiquement constatables ;
- les événements non catastrophiques sont plus concentrés dans le temps et dans l'espace que les événements catastrophiques.

Le présent mémoire traite uniquement des risques climatiques non catastrophiques.

La gestion de ces risques non catastrophiques présente plusieurs difficultés pour l'assureur. Il faut tout d'abord souligner que dans la plupart des cas les sinistres ne sont pas constatables physiquement, les conséquences financières en résultant sont donc difficilement expertisables : le risque de modèle

dans l'évaluation du montant moyen des pertes et des fonds propres nécessaires est alors élevé. De plus, les événements non catastrophiques étant plus concentrés dans l'espace, les assurés présents sur une même zone géographique sont exposés à des conditions météorologiques relativement semblables et donc la mutualisation géographique s'avère être plus difficile. Une solution pour l'assureur est alors de diversifier son portefeuille géographiquement sur différentes régions ou pays.

1.1.2 Les énergies renouvelables : un développement encourageant mais encore insuffisant

Ce contexte de réchauffement climatique et les enjeux associés amènent à se tourner vers de nouveaux modes de consommation, notamment énergétiques. Une disparition progressive des énergies fossiles au profit des énergies renouvelables semble donc actée... Vouée à disparaître, l'énergie fossile est produite par des roches qui se sont formées par un processus de fossilisation d'espèces organiques mortes depuis plusieurs millions d'années. Cela implique que ces énergies qui nécessitent plusieurs millions d'années de formation sont de fait limitées et non renouvelables. Parmi les sources d'énergies fossiles se trouvent notamment le charbon, le gaz naturel ou le pétrole. Elles sont fortement émettrices de CO₂, que ce soit lors de leur extraction ou de leur combustion. Au vu du contexte actuel de réchauffement climatique et des impacts associés, limiter leur consommation apparaît donc comme un enjeu crucial, d'autant plus que les recommandations de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) sont édifiantes : elle estime que pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C (les accords de Paris se sont engagés à poursuivre leurs efforts en ce sens) il faudrait renoncer à toute exploration pétrolière et ne plus vendre de voiture thermique après 2035.

À contrario, une énergie renouvelable provient de sources que la nature renouvelle en permanence, telles que le vent (éolienne), le soleil (thermique, photovoltaïque, thermodynamique), la chaleur terrestre (géothermie), l'eau (hydroélectricité, marémotrice), la biodégradation (biomasse) ou le biocarburant. Leur exploitation engendre en général peu de déchets et un bilan carbone faible : ces énergies sont dites "propres" ou "vertes", contrairement aux énergies fossiles. Développer la part de consommation d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale apparaît donc comme un enjeu majeur.

Ce développement est souligné chaque année par les chiffres clés publiés le Ministère de la Transition Écologique. Dans ce rapport annuel, PHAN et PLOUHINEC (2020) dévoilent qu'avec 308 TWh les énergies renouvelables représentent 19,1 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020¹ (voir Figure 1.1 présentée infra), soit une progression de 8 points depuis 2005. Cette hausse s'explique par deux facteurs : d'une part la consommation finale brute d'énergies renouvelables a fortement augmenté ces dernières années, conséquence des investissements réalisés pour leur développement, d'autre part une baisse globale de la consommation finale brute d'énergie a été constatée. Le niveau atteint est néanmoins en dessous de l'objectif des 23%, soulignant un développement encore insuffisant.

Comme l'illustre la Figure 1.2, la production primaire d'énergies renouvelables reste dominée en France par la production de bois-énergie, utilisée principalement pour le chauffage, (33 % ou 114 TWh) et la production d'électricité hydraulique (19,3%). À cette production, s'ajoutent notamment celles de l'éolien (12,7%), de chaleur renouvelable issue des pompes à chaleur (10,1 %), de biocarburants (8,4%) ou encore de déchets renouvelables (4,4%). La Figure 1.3 souligne que la récente croissance du secteur des énergies renouvelables résulte principalement du fort développement de l'éolien, des pompes à chaleur et des biocarburants : ces trois filières, qui ne représentaient que 6 % de la production primaire

¹Les chiffres de 2021 publiés par le Ministère de la Transition écologique s'appuient sur les données de 2020. Il y a toujours un an de décalage entre les chiffres analysés et les chiffres publiés.

d'énergies renouvelables en France en 2005, en représentent plus de 30 % en 2020. À l'inverse, la part des deux principales filières, le bois-énergie et l'hydraulique, a nettement reculé, passant de 83 % de la production primaire d'énergies renouvelables en 2005 à 52 % en 2020.

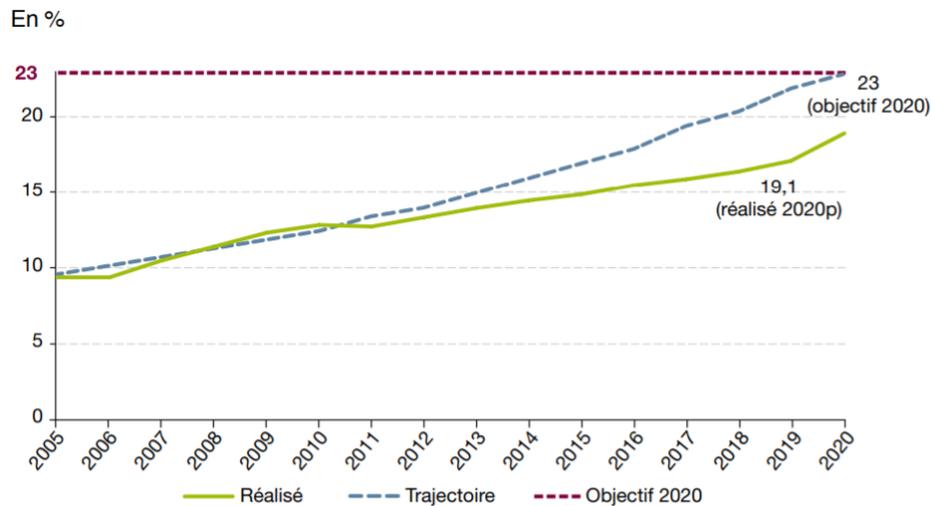
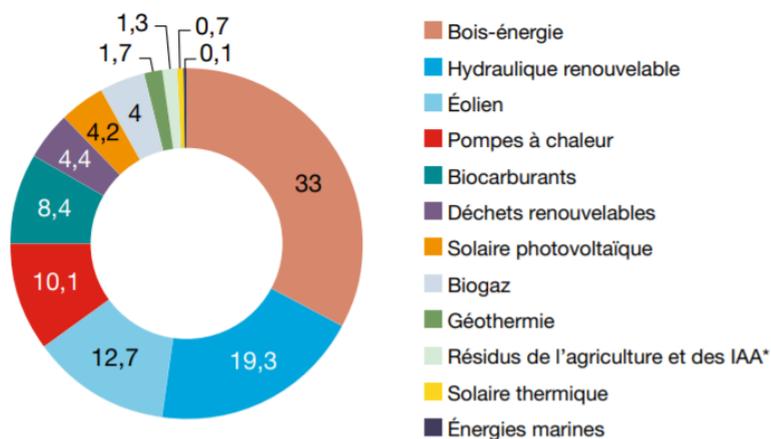


FIGURE 1.1 : Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie

TOTAL : 322 TWh

En %



* IAA : industries agroalimentaires.

FIGURE 1.2 : Répartition de la production primaire des énergies renouvelables

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION PRIMAIRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES PAR FILIÈRE

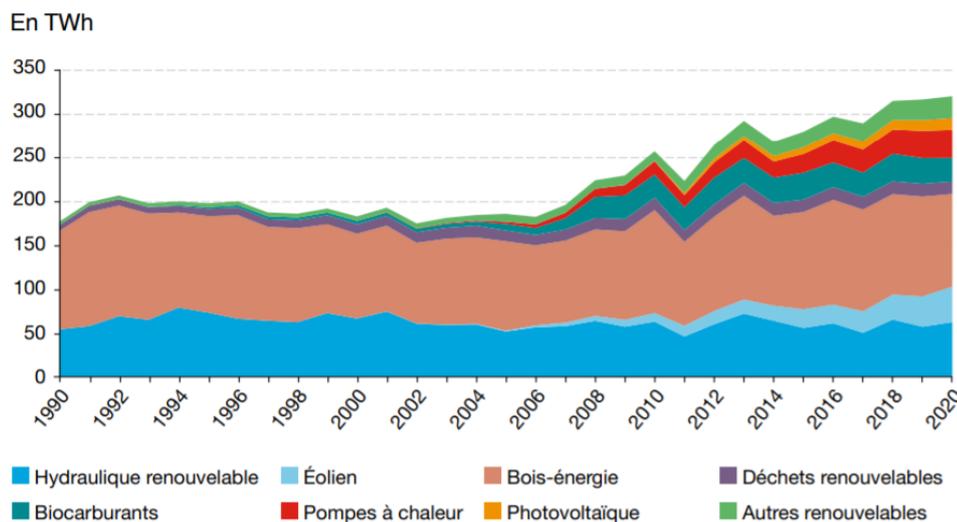


FIGURE 1.3 : Évolution de la production primaire d'énergies renouvelables par filière

1.2 L'assurance paramétrique : une solution prometteuse pour la gestion des risques climatiques

Le secteur des énergies renouvelables, en plein essor, représente donc un marché conséquent pour les assureurs qui se doivent de proposer des solutions adaptées aux acteurs du secteur. D'autant plus que ces derniers prennent de plus en plus conscience du potentiel de ces risques climatiques et sont ainsi amenés à s'interroger quant à la viabilité de leur activité dans un environnement où ces conditions climatiques dégradées, qui devraient perdurer voire s'accroître, génèrent des pertes directes et indirectes de plus en plus extrêmes et aléatoires. La gestion de cette météo-sensibilité doit être prise en considération dans leur politique de gestion des risques, ainsi l'assurance apparaît comme un outil central. Cependant, les assurances traditionnelles présentent des inconvénients majeurs pour ce secteur, développer des produits d'assurances complémentaires se présente donc comme un enjeu majeur de ces prochaines années.

1.2.1 Carences de l'assurance indemnitaire

Des expertises longues et complexes La couverture indemnitaire, dite aussi "traditionnelle" est un principe de base de l'assurance. Les contrats d'assurance à caractère indemnitaire sont ceux qui indemnisent un dommage, qui est soit subi par l'assuré sur sa personne ou sur ses biens (cas de l'assuré victime) ou soit causé par l'assuré à la personne ou aux biens d'autrui (cas de l'assuré responsable). Ils se basent sur le principe de réparation intégrale : l'indemnisation est calculée sur la base de l'importance du préjudice (subi ou causé), sans contribuer à l'enrichissement du bénéficiaire et sans dépasser les limites de garanties souscrites. Cela nécessite souvent la visite d'un expert afin d'estimer le plus précisément possible le montant du préjudice. Le montant versé est donc calculé en fonction du préjudice subi, et non sur la base d'un forfait préétabli par exemple. Cette méthode permet certes de réduire au maximum l'écart entre les pertes réelles subies par l'assuré et l'indemnisation versée mais elle a le défaut d'allonger les délais d'indemnisation de l'assuré, notamment sur des sinistres

sévères. Ce délai peut, quand il est trop long, avoir de lourdes répercussions sur le sinistre car celui-ci ne peut parfois pas reprendre son activité sans indemnisation préalable. Il est aussi parfois très complexe pour les experts d'estimer les pertes directement liées à un événement climatique : par exemple la baisse de la production d'énergie éolienne peut être due à de longs épisodes de vents faibles mais également à la casse d'une pale qu'il a fallu changer, mettant à l'arrêt l'éolienne le temps du remplacement. Les méthodes utilisées pour calculer le montant d'indemnisation à verser peuvent alors parfois paraître assez opaques pour l'assuré, lui donnant l'impression que les pertes indemnisées sont influencées par l'assureur.

Une anti-sélection présente L'anti-sélection est une situation où l'assuré et le preneur de risque ne détiennent pas les mêmes informations au moment de la mise en place du contrat, généralement l'assuré connaît bien mieux son profil de risque que le preneur de risque (état de santé, habitude de conduite...). AKERLOF (1970) met en lumière que si l'assureur ne connaît pas de manière précise le profil de risque de ses assurés, il est tenté de gonfler ses prix afin de se couvrir des individus présentant un risque important. Cependant une telle situation est largement défavorable pour les bons risques : ceux-ci décident dans un tel cas de ne pas se couvrir à ce prix et le preneur de risque obtient un portefeuille composé uniquement de mauvais risques. Il est ainsi primordial pour l'assureur de segmenter ses tarifs en fonction du profil de risque des assurés.

Un aléa moral accru L'aléa moral se manifeste par une modification du comportement d'un agent (intentionnel ou non) suite à la diminution de son exposition au risque consécutive à la souscription d'une assurance. L'indemnisation versée par l'assureur est dépendante du comportement de l'assuré, cela pose un problème majeur pour le preneur de risque puisqu'il ne peut pas avoir connaissance du niveau d'effort de ses assurés à tout instant. Sont généralement distingués l'aléa moral ex ante (« au préalable ») et ex post (« après les faits »). L'aléa moral ex ante correspond par exemple à la situation où le propriétaire d'un parc éolien assuré modifie le niveau de ses rendements en dérégulant certains instruments de mesure. L'aléa moral ex post concerne par exemple un manque d'entretien des installations : l'assuré est couvert contre le risque de baisse de sa production, il accepte donc de prendre un risque élevé lui faisant faire par ailleurs des économies.

Une fraude persistante Il n'existe pas de définition légale de la fraude à l'assurance en France. L'Agence de Lutte contre la Fraude à l'Assurance (ALFA) considère qu'il y a fraude à l'assurance à chaque fois qu'un « acte volontaire permettant de tirer un profit illégitime d'un contrat d'assurance » a été caractérisé. Selon ACEDO (2020), ce sont plus de 46 000 fraudes qui ont été recensées en 2015 pour un montant total de 265 millions d'euros. Un montant impressionnant d'autant plus qu'un grand nombre de fraudes n'a sûrement pas été détecté. Par ailleurs, il est précisé qu'un certain nombre de fraudes implique l'expert en charge d'estimer le préjudice subi. Enfin d'après l'article de SEINE (2020), le nombre de fraudes risque d'exploser avec la crise sanitaire et économique provoquée par le Covid 19.

Les contours de la problématique se dessinent : face aux carences de l'assurance traditionnelle, la nécessité de développer de nouvelles solutions dédiées à l'amélioration de la maîtrise des risques climatiques se fait sentir. Ces assurances dites "alternatives" peuvent ainsi être des solutions idoines et s'intégrer dans la politique de gestion des risques de l'entreprise afin qu'elle soit en mesure de sécuriser son bénéfice et son développement. À noter que l'assurance alternative doit être considérée comme un complément à l'assurance traditionnelle et non comme un simple substitut. Elle propose des solutions diverses, qui correspondent à des problématiques spécifiques et souvent à des niveaux d'intervention différents. Le présent mémoire se restreint dans un premier temps à l'étude de l'assurance paramétrique avant d'introduire l'outil captive dans le chapitre 4.

1.2.2 Avantages et inconvénients de l'assurance paramétrique

Une couverture paramétrique (ou indicielle) est une couverture basée sur le déclenchement d'un paiement (ou pay-out) au franchissement d'un seuil par l'indice sur lequel porte le contrat. Contrairement à une couverture traditionnelle, le montant du paiement est ici forfaitaire ou calculé à partir du niveau de l'indice : les pertes constatées ne sont plus directement couvertes. L'indice se doit d'être construit sur la base de données fournies régulièrement par un organisme indépendant, garantissant l'impossibilité pour l'assuré et le preneur de risque d'influer sur la valeur de cet indice. Dans dans ce mémoire, l'indice doit être construit de telle sorte qu'il mesure et résume de la manière la plus fidèle possible les conséquences financières que peuvent avoir les événements météorologiques non catastrophiques considérés sur le niveau de production annuel. Plus généralement, le risque couvert peut être celui d'une gelée tardive, d'une importante sécheresse ou encore d'un vent pas assez/trop puissant sur une période considérée.

Par exemple, une entreprise dont le résultat est étroitement lié à la température, typiquement le cas d'un fournisseur d'énergie, pourrait souscrire à une assurance paramétrique. L'indice de référence pour construire un contrat paramétrique couvrant le risque de baisse des températures pourrait être un indice Heating Degree Days (HDD). Un tel indice est généralement calculé chaque année entre octobre et avril inclus. Ce calcul se fait sur les mois les plus froids de l'année afin de mesurer la demande de chaleur de la part des consommateurs. Formellement, il s'agit de la différence entre la température moyenne T_i et la température de référence T_{ref}

$$HDD_n = \sum_{i=1}^n (T_{ref} - T_i)^+ \quad (1.1)$$

Si un hiver est particulièrement froid, les températures moyennes constatées sont basses par rapport à la référence, ce qui donne un HDD élevé. Le lecteur intéressé par le fonctionnement des dérivés climatiques peut se reporter à l'ouvrage de DUTANG et al. (2007). L'exemple du fournisseur d'énergie est illustré ci-dessous, la situation supposée est une dépendance linéaire de son résultat financier avec l'indice HDD, comme représenté en Figure 1.4

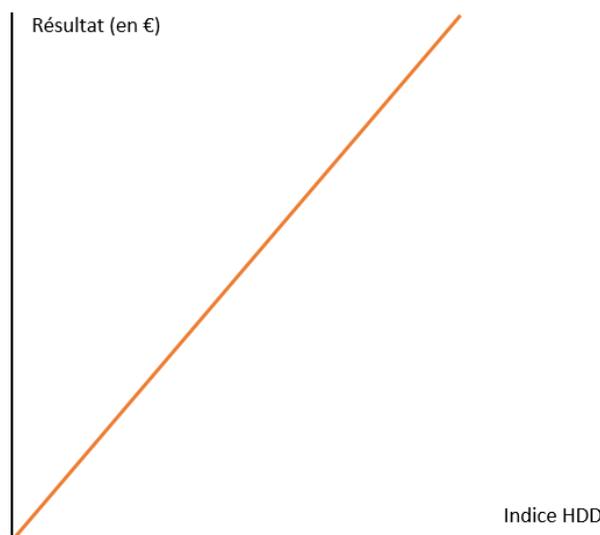


FIGURE 1.4 : Résultat du fournisseur d'énergie avant couverture climatique

Afin d'éviter qu'une chute des températures entraîne une chute du résultat, une couverture paramétrique peut être mise en place. Un seuil A en dessous duquel l'indemnisation se déclenche est alors défini : le résultat est immunisé contre l'impact de la chute de température jusqu'à un certain point B. En deçà du point B le contrat n'indemnise plus. Cet exemple est illustré en Figure 1.5

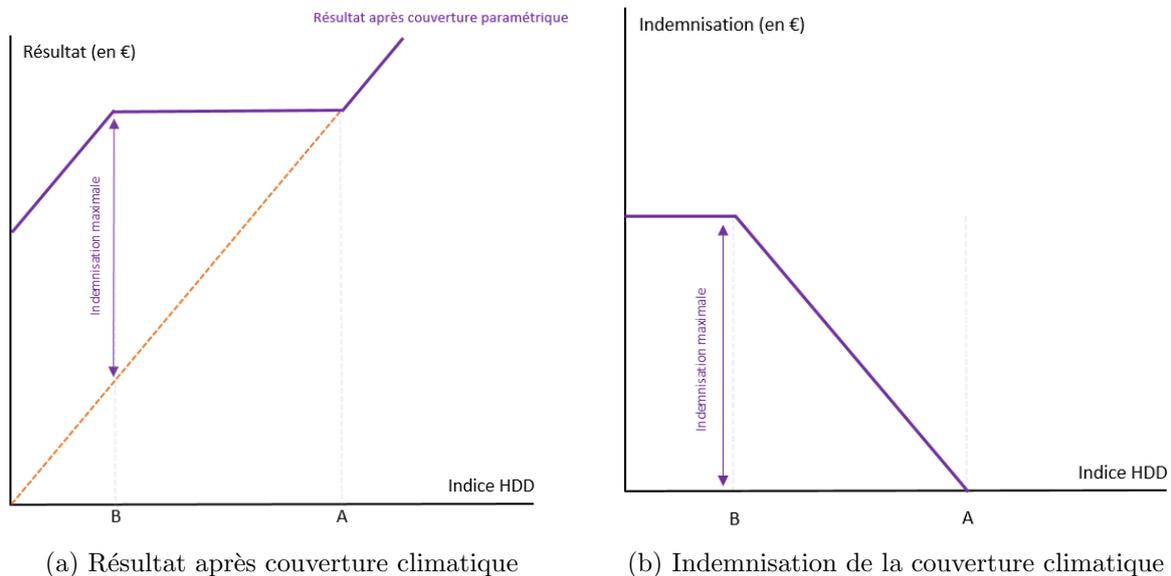


FIGURE 1.5 : Exemple d'une couverture climatique construite sur la base d'un indice HDD

Avantages de l'assurance paramétrique

Ces produits paramétriques présentent plusieurs avantages actuariels et permettent d'apporter une réponse aux principaux irritants du traditionnel modèle indemnitaire.

L'assurance paramétrique permet de **réduire l'aléa moral** : le montant du paiement de l'assureur n'est en effet pas directement lié au sinistre subi par l'assuré, il dépend du niveau de l'indice du contrat qui est construit sur la base de données fournies par un organisme indépendant. Ces données, le plus souvent météorologiques, ne peuvent par leur nature être influencées par le comportement de l'Homme : l'exposition au risque de l'assuré devient donc indépendante de son comportement.

Aussi l'assurance paramétrique permet de **réduire drastiquement le nombre de fraudes à l'assurance**, les sinistres étant déterminés par la valeur d'un indice construit sur la base de données fournies par un organisme indépendant.

L'assurance paramétrique permet également de **réduire l'anti-sélection** : l'indemnisation dépend de données météorologiques, l'assuré ne possède donc pas plus d'information (en théorie) sur son exposition au risque que l'assureur.

Le coût de gestion des sinistres diminue largement : seul le niveau de l'indice est nécessaire pour déterminer le montant payé par l'assureur, la détermination du montant exact à indemniser par un expert n'a donc plus lieu d'être.

Enfin l'assurance paramétrique permet de répondre à un des principaux irritants clients qui est la durée d'indemnisation : l'indice et donc **les indemnisations peuvent être déterminés dans un délai largement inférieur** à celui du modèle indemnitaire classique. Les indemnisations peuvent

alors être payées bien plus rapidement, ce qui avantage le sinistré mais aussi le preneur de risque dont les provisions sont réduites.

Inconvénients de l'assurance paramétrique

Ces produits indiciaires présentent aussi certains inconvénients ; une des principales difficultés réside dans le fait qu'ils sont confrontés à la problématique du risque de base. Contrairement au modèle indemnitaire classique, les indemnisations sont fonction d'un indice et non des pertes réellement constatées : la nature même de cette méthode conduit à ce qu'en pratique le risque couvert ne corresponde jamais exactement au risque réel porté par l'assuré. Ces écarts constatés sont appelés risques de base, et ont vocation à être réduits autant que possible. Ce risque de base est usuellement séparé en deux catégories, développées ci-après.

La construction de l'indice est basée sur l'obtention de données météorologiques, cependant cet ensemble de paramètres météorologiques n'est que rarement disponible à l'emplacement exact de l'activité de l'assuré. L'assureur est alors contraint d'exploiter des données portant sur une localisation plus ou moins éloignée du réel emplacement de l'assuré. Cette approximation spatiale peut conduire à d'importants écarts entre les données récoltées et la véritable situation sur le site assuré : c'est le **risque de base spatial**. Ce risque est réduit lorsque les phénomènes étudiés sont assez généralisés, comme les températures (au contraire des précipitations qui sont très localisées) et lorsque des instruments de mesure précis sont utilisés (capteur, satellite haute résolution). Le **risque de base produit** peut lui résulter de différentes causes : risque d'implémentation, de traitement des données, ou encore d'un indice non pertinent par exemple. Il peut aussi bien en résulter un déficit ou sur-paiement sur les contrats concernés. Sa réduction peut être étudiée en faisant des tests de corrélation entre la perte réelle et la perte simulée par l'indice.

Le risque de base n'est toutefois pas le seul inconvénient d'une telle couverture. La commercialisation réussie d'un produit d'assurance indiciaire implique une bonne compréhension de l'indice de référence par le client. Il faut donc éviter de construire un indice sur des bases de calculs complexes ou dans des unités difficilement compréhensibles par le client. Cette démarche de transparence sur l'indice considéré peut parfois compliquer grandement la tarification du produit car les actuaires en charge de cette étape aboutissent parfois à une tarification "optimale" sur la base de techniques trop opaques pour le client.

Enfin, disposer de données fiables sur un historique conséquent n'est pas chose facile : le plus souvent lorsque cela est possible, le coût de ces données est important. Par exemple, accéder à un historique de 40 ans de données est facturé entre 40 \$ et 90 \$ par mois par Météo France : cela constitue encore un frein au développement du marché de l'assurance paramétrique. Certaines données fiables sont cependant disponibles sans aucun coût : concernant le continent européen par exemple la base de données du European Climate Assessment Dataset (ECAD) permet d'accéder gratuitement à des données quotidiennes provenant de 4500 stations réparties dans plus de 60 pays.

1.3 Caractéristiques du secteur éolien

L'énergie éolienne (du grec Eole, le Dieu du vent) est l'énergie produite grâce au vent. Une éolienne est un dispositif qui permet la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de type éolienne. Plusieurs facteurs (techniques, économiques, politiques), n'ont pas permis le développement de l'énergie éolienne avant le début des années 90. Aujourd'hui, ses concurrents directs (énergie photovoltaïque notamment) souffrent d'un certain retard dans leur processus de développement et des

coûts de revient beaucoup plus élevés, ce qui laisse la part belle à l'éolien, en plein essor depuis ces dernières années.

Comme évoqué en introduction, la puissance du parc éolien français s'élève à plus de 17 000 MW, un nombre qui a été multiplié par 23 depuis 2005. Plus précisément, le secteur de l'éolien offshore semble attirer toute l'attention des pays à la recherche de développer leur parc éolien ces dernières années. En effet, depuis la fin des années 2000, le développement des parcs éoliens en mer se fait à un rythme soutenu et continu en Europe jusqu'à atteindre une puissance cumulée de 2,9 GW en 2020 comme en témoigne la Figure 1.6, réalisée sur la base des dernières données communiquées par WIND EUROPE (2020). Ces chiffres devraient continuer d'augmenter car l'éolien offshore est considéré par la plupart comme l'éolien de demain. L'emplacement en pleine mer permet de s'affranchir des contraintes liées à l'esthétique du paysage et au voisinage. Aussi, cela permet de développer des parcs éoliens de puissance très importante et exposés à des vents forts et continus tout au long de l'année.

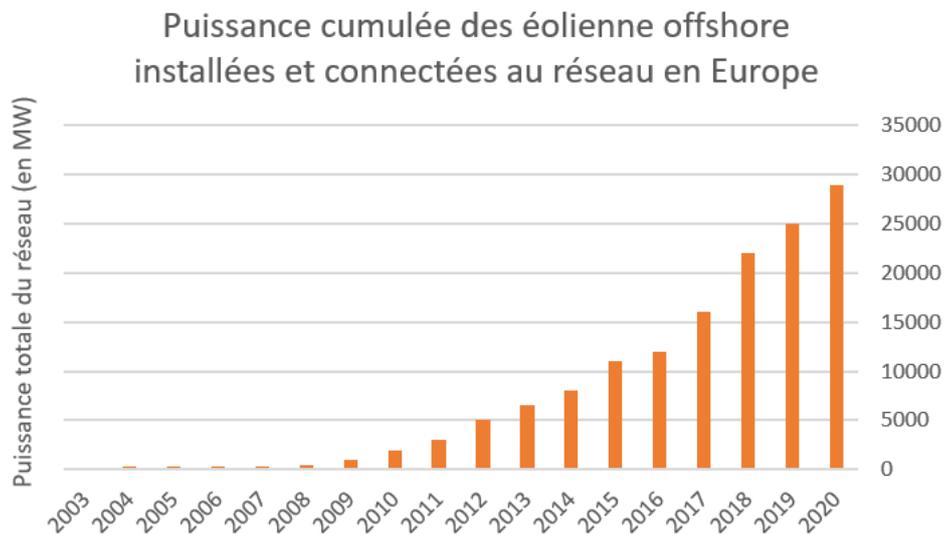


FIGURE 1.6 : Puissance cumulée des éoliennes offshore installées et connectées au réseau en Europe

1.3.1 Caractéristiques techniques d'une éolienne

Fonctionnement

Ce paragraphe a pour but de présenter brièvement au lecteur le fonctionnement d'une éolienne, l'objectif n'étant pas d'être exhaustif sur le sujet mais de donner un aperçu général. Le lecteur est invité à se référer à la Figure 1.7, présentée infra et réalisée à l'aide du logiciel de ADOBE INC. (2019), afin de comprendre au mieux l'explication condensée ci-dessous.

Une éolienne produit de l'électricité grâce au vent. En effet, la force du vent permet la rotation des pales du rotor, élément central de l'éolienne. La rotation du rotor entraîne ensuite un axe dans la nacelle, appelé arbre, relié à un générateur. Cette nacelle est située au bout d'un mât ce qui lui permet d'être exposé à des vents qui sont plus forts en altitude. Grâce à l'énergie générée par la rotation de l'axe, le générateur produit un courant électrique alternatif. Enfin, un transformateur situé à la base du mât adapte la tension du courant produit par le générateur afin qu'il soit facilement transporté dans les lignes à moyenne tension du réseau.

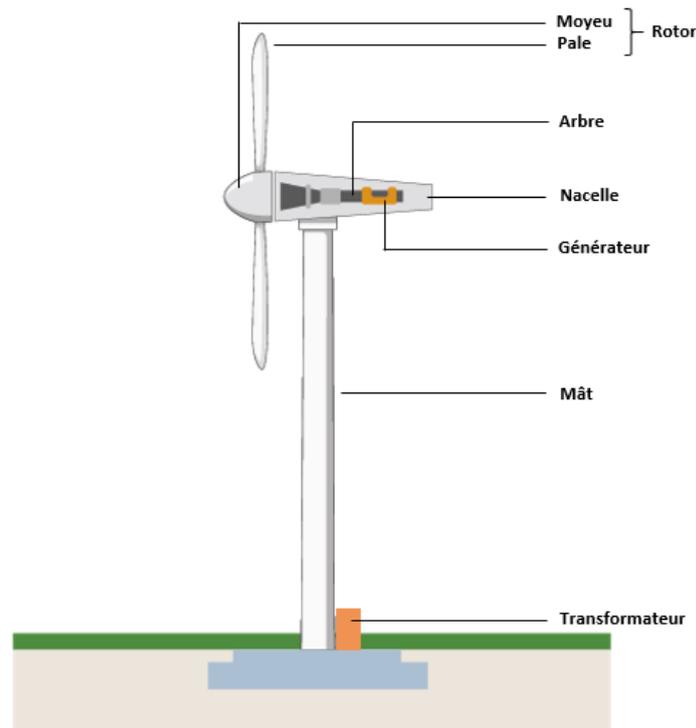


FIGURE 1.7 : Schéma d'une éolienne

Principes physiques sous-jacents

Pour débiter, il y a lieu de quantifier la source d'énergie à disposition c'est-à-dire l'énergie associée au vent. À hauteur d'une éolienne, le vent traverse une surface S (occupée par le rotor) à une vitesse instantanée V . La puissance instantanée du vent est alors obtenue comme suit

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times S \times V^3, \quad (1.2)$$

où ρ est la masse volumique de l'air soit approximativement $1,2 \text{ kg.m}^{-3}$ à une température de 20°C au niveau de la mer.

Cette formule permet d'ores et déjà de souligner des points importants. Tout d'abord, la puissance instantanée dépend du cube de la vitesse du vent : implanter un parc éolien dans une zone fortement ventée est primordial pour le rendement des éoliennes. De plus, la puissance instantanée du vent dépend de la surface qu'il traverse. Ainsi, pour un rotor de rayon R , si la surface traversée par le vent est modélisée par celle occupée par le rotor de l'éolienne, celle-ci a pour expression $\pi * R^2$ et la puissance disponible dépend donc du carré du rayon du rotor.

Cependant, la totalité de cette puissance instantanée ne peut pas être récupérée par l'éolienne : la performance de l'éolienne est plafonnée par des contraintes techniques. Ainsi en appliquant les principes fondamentaux de la mécanique, BETZ (1926) a déterminé la quantité maximale d'énergie du vent qui peut-être convertie en énergie mécanique. Ce rendement, appelé coefficient de performance, est majoré par $\frac{16}{27}$. En pratique cette majoration n'est jamais atteinte : le coefficient de performance pour une éolienne varie en fonction de la vitesse du vent tout en restant inférieur à $\frac{16}{27}$.

La Figure 1.8 présente un exemple de courbe de coefficient de performance pour l'éolienne Enercon 70, tirée des informations fournies dans le catalogue mis en ligne par ENERCON (2012).

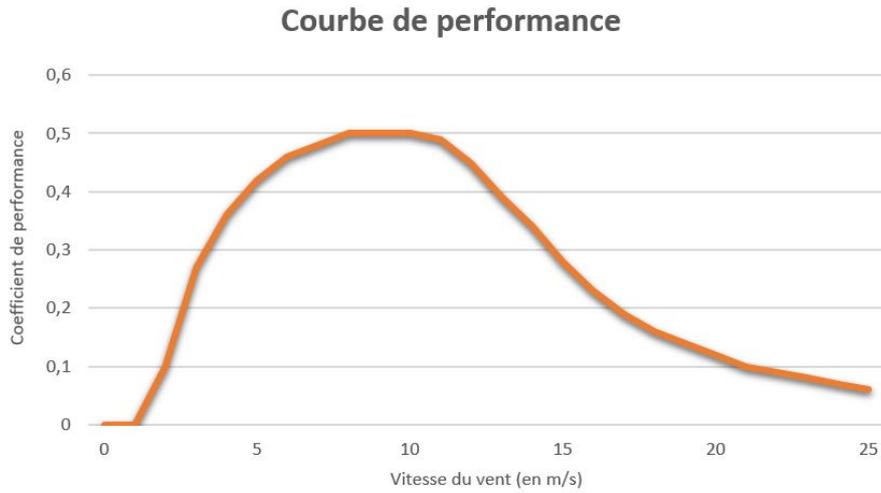


FIGURE 1.8 : Courbe de performance de l'éolienne Enercon 70

Courbe de puissance

La courbe de puissance est un outil central pour connaître la production d'énergie d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Elle donne la puissance électrique en sortie de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent. Dans la grande majorité des cas, ces courbes sont publiques et sont contrôlées par des experts indépendants, ce qui garantit des données fiables. La courbe présentée en Figure 1.9, tirée également du catalogue mis en ligne par ENERCON (2012), apporte plusieurs informations.

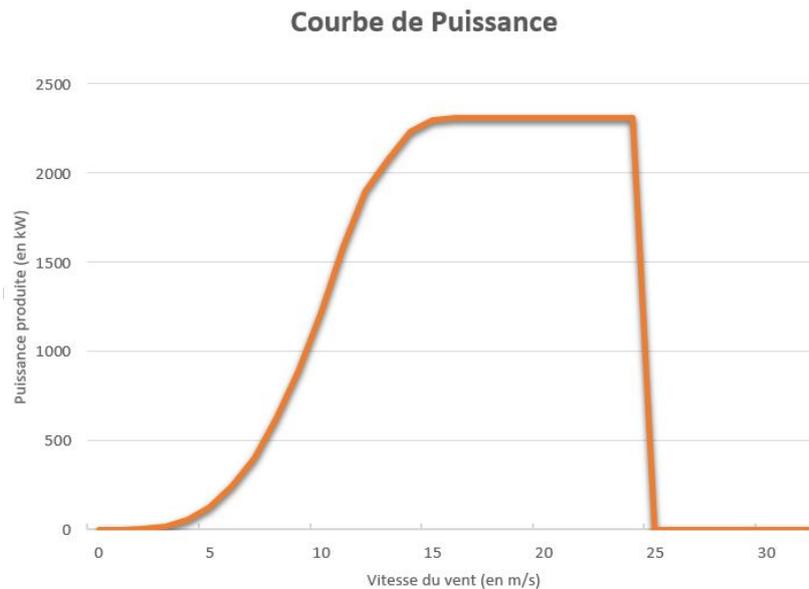


FIGURE 1.9 : Courbe de puissance de l'éolienne Enercon 70

Tout d'abord le rotor est à l'arrêt lorsque les vitesses de vent sont inférieures à 3 m.s^{-1} . Ensuite, à partir d'un certain seuil, la puissance produite par l'éolienne est nulle : il est généralement de 25 m.s^{-1} soit 90 km.h^{-1} . En effet, des mécanismes de sécurité présents sur l'éolienne agissent comme des freins et l'empêchent de tourner en cas d'importante rafale afin d'éviter des dégâts matériels. En pratique, ces épisodes de grands vents sont rares sur l'ensemble d'une année et il n'est pas rentable de concevoir des machines plus résistantes pour ce genre d'évènements. Enfin, la courbe de puissance possède un point d'inflexion : la courbe est convexe pour les vitesses de vent en dessous de 10 m.s^{-1} , et concave entre 10 et 25 m.s^{-1} . L'utilisation de vitesses moyennes du vent peut alors conduire à d'importantes erreurs.

Pour se convaincre de ce dernier point, il est possible de l'illustrer par un exemple concret. Soit deux journées venteuses avec un vent moyen de 8 m.s^{-1} pour chacune, mais avec un profil de distribution différent comme présenté en Figure 1.10.

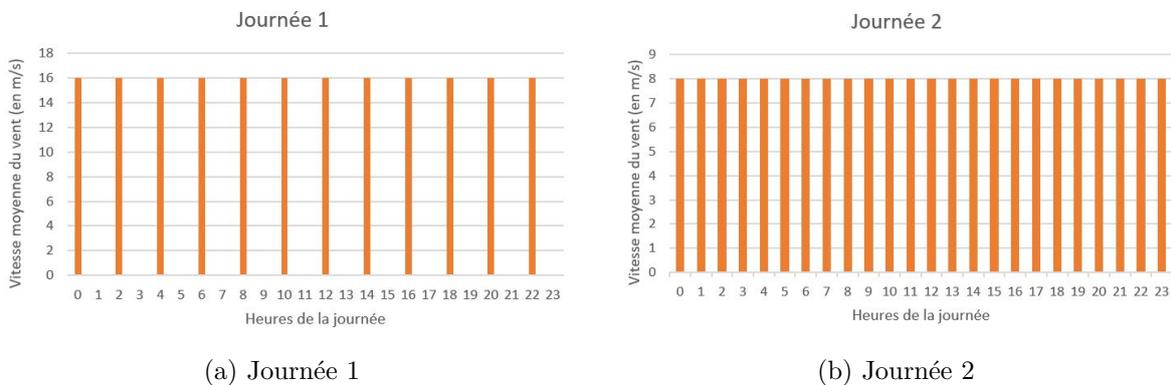


FIGURE 1.10 : Comparaison de deux journées venteuses (moyenne horaire)

Si les vitesses moyennes sont bien les mêmes, le profil de distribution très différent entre ces deux journées influe directement sur la quantité d'énergie fournie par le vent par mètre carré. En appliquant la Formule 1.2, les puissances d'énergie fournies par mètre carré obtenues sont les suivantes

$$P_1 = \frac{1}{2} \times 24 \times 1,2 \times 1 \times 8^3 = 7 \text{ kWh}, \quad (1.3)$$

$$P_2 = \frac{1}{2} \times 12 \times 1,2 \times 1 \times 16^3 = 59 \text{ kWh}, \quad (1.4)$$

où P_1 (respectivement P_2) est la puissance d'énergie fournie par mètre carré pour la journée 1 (respectivement pour la journée 2). Cette différence drastique de quantité d'énergie fournie par mètre carré conduit à utiliser des données avec le plus de mesures intra journalières possibles, afin de limiter l'erreur commise.

Facteur de charge

Le facteur de charge est une valeur importante à prendre en considération dans l'étude du rendement d'un parc éolien. Il se définit comme le ratio entre l'énergie produite par les éoliennes durant un intervalle de temps (typiquement un an) et l'énergie qu'elles auraient pu produire si elles avaient tourné à leur puissance nominale pendant le même laps de temps. Ce paramètre est exprimé en pourcentage, et est compris entre 0% et 100 %.

Effet sillage

Un effet non négligeable à quantifier lors de l'analyse énergétique d'un parc éolien est l'effet sillage. L'effet sillage se caractérise par un sillage tourbillonnaire se développant à l'arrière d'une éolienne, faisant ainsi diminuer la vitesse du vent. Une partie de l'énergie cinétique initiale du vent est captée par l'éolienne, créant alors cette diminution de la vitesse du vent. Dans le cadre d'un parc éolien constitué de plusieurs rangées d'éoliennes, cet effet peut aboutir à d'importantes pertes de productivité si rien n'est fait pour diminuer au maximum son impact. Afin d'atteindre cet objectif, certaines mesures d'espacement des éoliennes doivent être respectées.

D'après FAIDA et al. (2010), les conditions à respecter menant à l'optimisation de la production pour un parc éolien sont les suivantes

$$\begin{cases} (N_1 + 1) \times 10H < I \times N, \\ (N_2 + 1) \times 3D < L, \\ N = N_1 \times N_2, \end{cases} \quad (1.5)$$

où N est le nombre d'éoliennes sur site, N_1 le nombre d'éoliennes disposées par rangée, N_2 le nombre de rangées, H la hauteur du mât et L la dimension du terrain parallèlement à la direction prédominante du vent.

En pratique il n'est pas possible de réduire à néant l'effet sillage. De nombreuses études estiment les pertes de productivité dues à l'effet sillage aux alentours de 5%. Le lecteur intéressé peut par exemple se référer au rapport de DESROSIERS et ITHURRALDE (2015).

1.3.2 Caractéristiques économiques du marché éolien

Les revenus générés par un parc éolien sont loin d'être certains. Outre les aléas techniques directement liés aux éoliennes (typiquement une usure des matériaux), le prix de vente ainsi que le volume d'électricité produit apparaissent comme des points d'incertitude. L'introduction d'une assurance visant à couvrir une éventuelle baisse de revenus, bien qu'elle puisse venir diminuer le résultat moyen, permet de rassurer et d'attirer les différents investisseurs ainsi que de négocier à la baisse la prime de risque demandée par les banques. Afin d'obtenir un taux d'emprunt le plus intéressant possible auprès des banques, il est donc important pour les propriétaires de limiter ces aléas de revenus.

Prix de revente

Les propriétaires d'éoliennes disposent de deux options de vente : soit ils revendent l'électricité produite au prix du marché soit ils bénéficient du tarif réglementé.

Vente au prix du marché Les prix de marché sont par nature volatils : ils peuvent atteindre plusieurs centaines d'euros le mégawattheure lors de pics de consommation (ces pics sont très courts dans le temps), et descendre parfois très bas (une dizaine d'euros le mégawattheure). En moyenne les prix de marché restent faibles (45 € le mégawattheure en France ces 10 dernières années). L'évolution du prix de l'électricité est résumée par la Figure 1.11, construite avec la courbe fournie dans le rapport annuel de RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (2020). La volatilité du marché est flagrante.

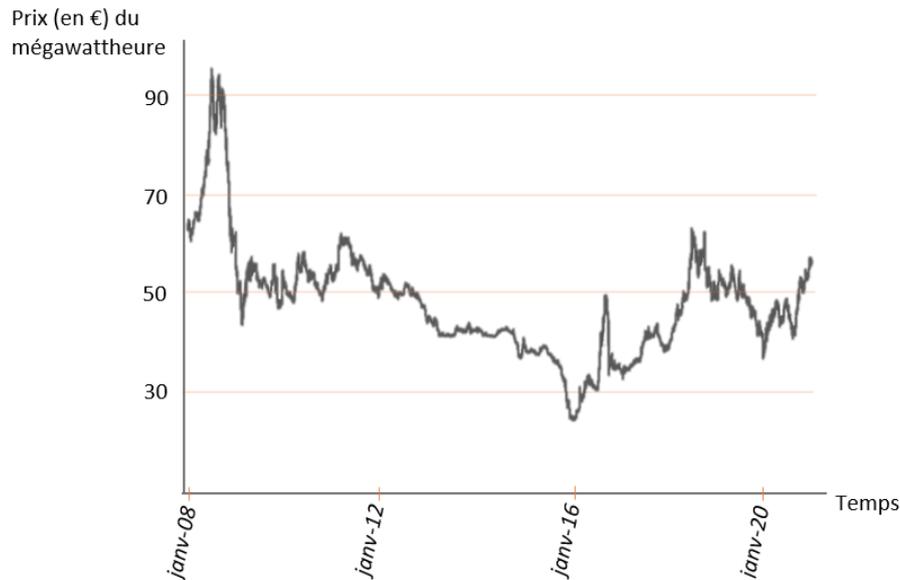


FIGURE 1.11 : Évolution du prix de l'électricité sur marché depuis janvier 2008

Vente au tarif réglementé Afin de permettre aux propriétaires d'éoliennes de parer à l'incertitude des marchés financiers et de bénéficier de tarifs plus incitatifs, l'État a mis en place la possibilité de faire jouer une obligation d'achat auprès des distributeurs. L'achat à prix garanti du kilowattheure produit est l'option qui est très majoritairement choisie par les producteurs. En zone de développement éolien terrestre (ZDET) le prix de rachat de l'électricité produite par une éolienne terrestre est actuellement de 0,082 € le kilowattheure de la première à la dixième année, et de 0,028 € le kilowattheure de la dixième à la quinzième année. Les tarifs pour les parcs éoliens offshore sont eux plus variables et propres à chaque parc : un exemple précis est donné dans la Section 1.4.2 consacrée à la présentation du parc éolien de Fécamp, site choisi pour l'étude de cas du chapitre 2. Ainsi, puisque ce mécanisme d'obligation d'achat est très répandu, le prix de revente de l'électricité n'apparaît plus comme une incertitude.

Volume de production

Le prix de revente de l'énergie éolienne n'étant finalement que peu variable, la quantité d'électricité produite représente donc la principale source d'incertitude en terme de revenus. En effet, la production d'électricité éolienne est directement dépendante du vent : s'il y a trop de vent, les éoliennes doivent être arrêtées pour raison de sécurité, s'il y en a trop peu les éoliennes ne sont pas en capacité de tourner.

En fonction du degré d'incertitude lié à la production d'électricité, la banque accepte de considérer un niveau de production plus ou moins important comme base de revenus. Les propriétaires d'éoliennes ont donc tout intérêt à sécuriser leur production en s'assurant afin d'obtenir un taux d'emprunt intéressant : ceci est tout l'enjeu du mémoire.

1.3.3 Impact environnemental des éoliennes

L'éolien est une énergie qualifiée de verte : en fonctionnement une éolienne génère de l'électricité à partir du vent et n'émet donc pas de gaz à effet de serre. Son impact en terme de bilan carbone est

d'ailleurs souvent considéré comme le plus faible du secteur énergétique : en se basant sur les chiffres de SCHLÖMER et al. (2014), résumés dans le Tableau 1.1, l'éolien ne générerait que 11 grammes de CO₂ par kilowattheure produit.

TYPE DE GÉNÉRATEUR	CO ₂ ÉMIS PAR KILOWATTHEURE PRODUIT (en g)
Charbon	820
Gaz	490
Géothermie	38
Hydroélectricité	24
Nucléaire	12
Éolien	11

TABLE 1.1 : Empreinte carbone de différentes sources d'énergie

Bien que les éoliennes soient devenues en quelques années le porte-étendard de la transition écologique, leur déploiement fait grand débat. En effet, l'éolien ne serait pas si vert qu'il n'y paraît notamment sur le sujet des matériaux utilisés pour la fabrication des éoliennes (plus précisément des pales). Ce débat dépassant largement le cadre de ce mémoire, seule la vision de l'éolien comme une énergie "propre" est retenue.

1.4 Présentation des données et du site retenu pour l'étude de cas

1.4.1 Données utilisées

La vitesse du vent se définit par la vitesse à laquelle une particule d'air se déplace dans l'atmosphère. Plus la différence de pression entre deux masses d'air est importante et plus le vent résultant est important. Les nombreux paramètres gouvernant sa vitesse étant très variables, sa vitesse horizontale instantanée présente un caractère spatio-temporel fluctuant. La qualité des données récoltées ainsi que la fréquence des mesures réalisées sont donc des points cruciaux pour la bonne conduite de l'étude énergétique d'un parc éolien. Les données utilisées dans le cadre de ce mémoire sont des données en Open Data, consultables [sur le site du Laboratoire des Sciences Physiques \(PSL\)](#).

Open Data

"Open Data" ou "données ouvertes" est un terme qui désigne l'ensemble de données publiques dont l'accès, l'exploitation et la redistribution sont publics et libres de droits. Chacun est donc libre d'y accéder et a le droit de les utiliser selon son bon vouloir. Il convient toutefois de distinguer "Open Data" et "données publiques". Les données publiques peuvent être consultées par tout le monde mais ne peuvent pas être réutilisées, redistribuées ou traitées contrairement aux données ouvertes. Une base de données est ouverte, si :

- l'accès et la récupération des données s'effectuent par des procédés simples, c'est à dire la plupart du temps sur internet et en format libre ;

- la finalité et le partage des données sont libres ;
- les données sont ouvertes à tous sans distinction et les fins d'utilisation sont libres.

La provenance des données en Open Data peut être soit publique (État, collectivités locales, ...) ou privée (entreprises, ONG ...). Les données fournies peuvent être séparées en trois catégories distinctes en fonction de leur qualité :

- les données dites synoptiques sont des données n'ayant subi aucun retraitement ;
- les données dites climatiques sont construites sur la base des données synoptiques en effectuant un premier retraitement permettant notamment de détecter et supprimer les valeurs aberrantes ;
- les données dites reconstruites sont construites sur la base des données climatiques en effectuant un second retraitement visant à corriger des approximations liées à des changements d'appareil de mesure, de localisation ou d'environnement.

Comme développé ci-après, il est bien entendu souhaitable de disposer de données de la meilleure qualité possible.

NCEP/NCAR Reanalysis project

En pratique, la présence d'un tiers extérieur et totalement impartial est nécessaire à la mise en place d'une assurance paramétrique. En effet, ce tiers, qui doit avoir la confiance de l'assuré ainsi que du preneur de risque, est le garant de la qualité et de l'indépendance des données sur lesquelles l'indice est construit. Cet indice doit refléter au mieux la sinistralité réellement constatée sur site (afin de réduire le risque de base) : la qualité des données est donc un critère majeur pour le bon fonctionnement de la solution proposée. Ce tiers peut également fournir l'indice lui-même : c'est par exemple le cas de Metnext qui fournit en France des indices visant à gérer la météo-sensibilité de différents secteurs. L'accès à de telles données est bien souvent payant, il est donc décidé de travailler sur des données ouvertes, ce qui a l'avantage de ne pas occasionner de frais.

Les données utilisées dans le cadre de ce mémoire sont issues du projet réalisé par le National Center for Environmental Prediction (NCEP) et par le National Center for Atmospheric Research (NCAR). Ce projet se nomme « NCEP/NCAR Reanalysis project » et comprend des données reconstruites ce qui garantit une grande fiabilité. Pour la suite du mémoire, il est admis que la mention « projet NCAR » ou « grille NCAR » fait référence au jeu de données introduit ci-après. Ces données sont fournies au format NetCDF, qui a pour avantage d'être un format auto-documenté qui permet la création, l'accès et le partage de données scientifiques stockées sous la forme de tableaux.

Les données utilisées sont des relevés de la vitesse de vent effectués à 10 mètres au-dessus du sol, exprimés en mètre par seconde, sur l'axe Est/Ouest (U-wind) et l'axe Nord/Sud (V-wind). Chaque vitesse de vent relevée possède trois paramètres : `time`, `lat` et `lon`. Une description des paramètres est donnée dans le Tableau [1.2](#).

Ces données sont disponibles 4 fois par jour, tous les jours depuis 1948. Cependant elles ne sont pas disponibles en tout point du globe : le globe terrestre est quadrillé selon une grille gaussienne T62 formant en tout 18048 points. La profondeur d'historique retenue est de 70 ans (de 1951 à 2020).

PARAMÈTRE	DESCRIPTION
time	donne l'heure à laquelle a été effectué le relevé
lat	donne la latitude à laquelle a été effectué le relevé
lon	donne la longitude à laquelle a été effectué le relevé

TABLE 1.2 : Paramètres du projet NCAR

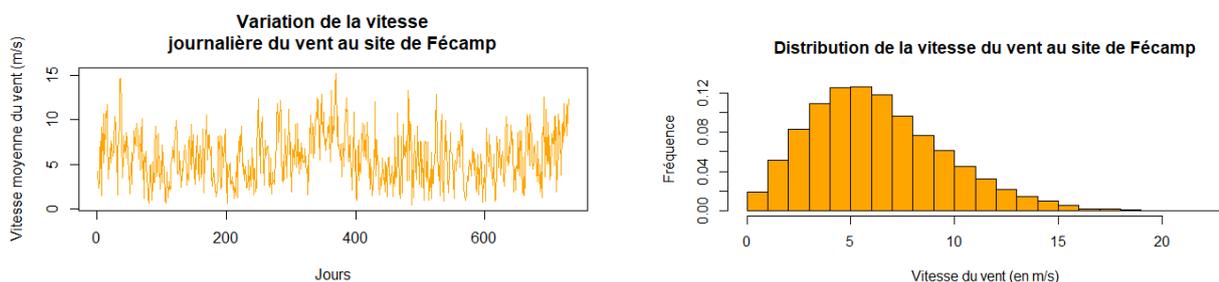
Les modèles d'éoliennes les plus récents sont tous dotés d'une nacelle s'orientant de manière optimale en fonction de la direction du vent. Le rotor est alors orienté à l'aide d'un pivot par un système de moteurs électriques. La vitesse de vent retenue en un point de la grille à un instant t est donc définie comme suit

$$\forall t \in [1; T], vitesse(t) = |\max(U(t), V(t))|, \quad (1.6)$$

où T dépend de la profondeur d'historique choisie¹, $U(t)$ est la vitesse du vent sur l'axe Est/Ouest (U-Wind) à l'instant t , $V(t)$ est la vitesse du vent sur l'axe Nord/Sud (V-wind) à l'instant t .

Cependant il est naturel de penser que ce système ne permet pas d'orienter à tout instant le rotor de manière optimale et que l'hypothèse prise engendre une approximation certaine. En effet, le dispositif d'orientation se base sur l'enregistrement de la direction prédominante du vent grâce aux signaux émis par la girouette : il est donc nécessaire d'attendre le début de certaines rafales avant d'orienter de manière optimale le rotor. Une manière plus efficace de procéder serait de mettre en place le système envisagé par GRENU (2012) qui préconise le remplacement de la girouette par un radar optique capable de détecter à l'avance l'intensité de rafales en approche.

Les variations de la vitesse du vent sur le site de Fécamp (au cours de seulement deux années pour plus de lisibilité) ainsi que la distribution de la vitesse du vent sont présentées en Figure 1.12. Une certaine saisonnalité dans les données semble d'ores et déjà visible, les vitesses du vent les plus fortes étant enregistrées aux mois de décembre et janvier.



(a) Vitesse journalière du vent à 10 mètres en 2019 et 2020 à Fécamp

(b) Distribution de la vitesse du vent à 10 mètres sur le site de Fécamp

FIGURE 1.12 : Variation et distribution de la vitesse du vent sur le site de Fécamp

¹Dans ce mémoire la profondeur d'historique considérée est de 70 ans. À raison de 4 relevés de vitesse par jour, $T = 4 \times 365.25 \times 70 = 102270$.

1.4.2 Site retenu pour l'étude de cas : le parc de Fécamp

Tout au long de ce mémoire, une attention particulière est apportée à la critique des résultats obtenus. Les hypothèses posées et les méthodes utilisées sont testées dans un souci de réduire au maximum les approximations réalisées. Dans ce souci d'obtenir des résultats les plus conformes à la réalité, certaines valeurs clés fournies par les propriétaires de deux parcs éoliens sont comparées avec les valeurs calculées dans le cadre de ce mémoire. Les parcs éoliens étudiés sont le parc de Fécamp (en construction, les données fournies étant alors des résultats estimés) et le parc de Hywind (en fonctionnement, les données fournies étant alors des résultats constatés). Le site de Fécamp est le site choisi pour la mise en place de la couverture paramétrique du chapitre 2. Les comparaisons des valeurs sur le site de Hywind sont réalisées uniquement dans le but de donner plus de crédibilité aux techniques employées et permet d'obtenir une source de critique supplémentaire pour les résultats obtenus. Avant de procéder à ces comparaisons dans le prochain chapitre, il est préférable de présenter les caractéristiques des parcs éoliens considérés. Toutes les informations relatives au site de Hywind sont fournies en Annexe.

Caractéristiques du parc de Fécamp

Le projet de Fécamp est un des trois projets de parcs éoliens offshore retenus par l'État suite à l'appel d'offres du 11 juillet 2011. Le parc de Fécamp deviendra lors de sa mise en service, courant 2023, le plus grand parc éolien français devant celui de Saint-Nazaire¹. Les informations ci-dessous sont extraites du rapport réalisé par la société EOLIENNES OFFSHORE DES HAUTES FALAISES (2013) sur le projet de Fécamp.

Localisation et Implantation Les éoliennes sont localisées entre 13 et 22 kilomètres au large de Fécamp et sont disposées de manière à conserver un espacement minimisant l'effet sillage. Le site de Fécamp présente de nombreux atouts pour l'implantation d'un parc éolien en mer, avec notamment un vent fort et régulier, en moyenne de $8,8 \text{ m.s}^{-1}$. Le temps d'arrêt des éoliennes pour cause de vitesses du vent en dehors du corridor de production est estimé à 6% (pour rappel le corridor regroupe usuellement les vitesses de vent entre 3 m.s^{-1} et 25 m.s^{-1}).

Caractéristiques techniques Le projet se compose de 71 éoliennes Siemens Gamesa pour une puissance totale du parc de 497 MW. Le moyeu est positionné à une hauteur de 105 mètres et la production envisagée est 1800 GWh par an.

Prix de rachat Le parc de Fécamp bénéficie d'un tarif d'achat s'élevant à 135,2 € par mégawattheure. Quant aux pouvoirs publics, ils estiment à 51 € par mégawattheure le prix de marché de l'électricité sur la durée du contrat d'achat (20 ans). Le tarif réglementé est donc privilégié.

Hypothèses prises pour l'étude de cas Les données de la courbe de puissance de l'éolienne Siemens Gamesa utilisée pour ce parc éolien n'étant pas publiques, c'est l'éolienne Enercon 70 qui est retenue. D'après le fabricant, ses caractéristiques sont optimales pour les zones de vent fort : elle fait donc un bon candidat pour cette étude de cas. De plus, sa courbe de puissance a été contrôlée par des experts indépendants, ce qui garantit de travailler sur des données fiables. Le noeud de référence

¹Le parc éolien de Saint-Nazaire devrait voir le jour courant 2022. Dans un premiers temps, l'idée était d'effectuer l'étude de cas du chapitre 2 sur le parc éolien de Saint-Nazaire, afin d'être en adéquation avec l'actualité de l'année à venir. Cependant les relevés de vents disponibles sont trop éloignés du site, ce qui a conduit à l'abandon de ce projet. Le lecteur intéressé peut trouver une présentation des caractéristiques de ce parc éolien en Annexe [A.I](#).

de la grille NCAR pour le site de Fécamp est le noeud de latitude 50 et de longitude 0, situé à approximativement 5 kilomètres (en pleine mer) du réel emplacement du parc de Fécamp. Enfin, un coefficient de 0,93 est appliqué à la production théorique totale du parc éolien, afin de prendre en compte de manière prudente l'effet sillage, estimé en général aux environs de 5% de pertes de la production théorique totale (cf. Section [1.3.1](#)).

Revenus, coûts et financement prévisionnels du projet de Fécamp

Le financement du projet est au coeur de la problématique du mémoire. Chaque année, le parc éolien se doit de rembourser un certain montant du prêt contracté auprès des institutions de crédit ayant permis le financement du projet. Afin d'éviter un défaut de paiement, il est donc primordial d'effectuer une analyse financière chiffrée du projet de Fécamp et de déterminer quel est le montant des recettes annuelles permettant le remboursement du prêt.

Montant de l'emprunt et des annuités Les coûts de développement et de réalisation du projet sont estimés à 2 Md€ financés en quasi totalité par des emprunts auprès d'institutions de crédits. La période d'amortissement du projet est de 20 ans et le taux d'intérêt moyen emprunté pour Fécamp se situe entre 2% et 2,5% : ce taux est fixé à 2,25%. Ainsi le remboursement annuel du crédit par les propriétaires du parc de Fécamp est estimé à 125 M€ : sécuriser cette somme (ou une partie de cette somme) présente tout l'enjeu du produit d'assurance construit.

Produits Comme précisé supra la production moyenne envisagée est de 1800 GWh, ce qui engendrerait un chiffre d'affaire de 243 M€.

Charges fixes Les charges se décomposent ici en une partie variable et une partie fixe. Les coûts fixes de fonctionnement du parc avoisinent 60 millions d'euros par an, incluant les charges salariales des équipes responsables du suivi de la production, la gestion administrative du projet, ainsi que des coûts de télécommunication et d'équipements informatiques. Le montant de la taxe payée par le parc de Fécamp est estimée à 7 M€ par an.

Charges variables Les coûts fixes sont complétés par des dépenses de maintenance qui sont elles plus variables et estimées à plusieurs dizaines de millions d'euros par an. Elles correspondent pour l'essentiel à l'achat de pièces de rechange des turbines et aux frais logistiques pour accéder au parc éolien en mer au large de Fécamp. Afin d'avoir une idée plus précise du montant à allouer pour les charges de maintenance, ces dépenses sont estimées sur base de deux études. La première étude est celle de la DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT ([2014](#)), qui évalue les charges d'exploitation d'un parc éolien offshore de 0,017 € à 0,022 € le kilowattheure. En prenant pour référence un prix de 0,02 € le kilowattheure les charges sont évaluées à 36 M€. La seconde étude est celle du CONSEIL ÉCONOMIQUE SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL DE BRETAGNE ([2009](#)) qui évalue les coûts de dépenses pour la maintenance d'un parc éolien offshore à 12 à 15 € par mégawattheure en été et à 30 € par mégawattheure en hiver. En se basant sur ces estimations, les dépenses avoisineraient les 40 M€. Au vu des résultats obtenus, les charges de maintenance sont fixées à 40 M€ par an.

Le compte de résultat simplifié obtenu pour **une année moyenne** est présenté dans le Tableau [1.3](#). Sur une année moyenne le parc éolien affiche un bénéfice de 11 M€, ce qui reste bien sûr approximatif au vu du caractère simplifié de ce compte de résultats. Les charges annuelles sont estimées à 232 M€ : sur la base de ces estimations, les propriétaires du parc éolien se doivent donc de disposer d'un montant au moins égal de revenus sur l'année afin de pouvoir s'acquitter des annuités contractées. Il devient

donc primordial pour les propriétaires du parc éolien de sécuriser le seuil de production annuelle correspondant à un revenu de 232 M€ afin que les institutions de crédit leur accordent des prêts à un taux intéressant. En se basant sur le prix de vente de 135,2 € par mégawattheure pour le site de Fécamp, le seuil critique de production annuelle obtenu est de 1719 GWh. Au vu des approximations réalisées et de leur politique de gestion du risque, les propriétaires du parc éolien peuvent cependant décider de se couvrir à un niveau de seuil différent de ce seuil critique. En particulier passer en dessous de ce seuil critique n'est pas synonyme de défaut certain : premièrement la détermination du seuil a été soumise à un grand nombre d'approximations et deuxièmement les propriétaires du parc éolien ont la possibilité de puiser dans une trésorerie constituée au fil des années. Aussi, une approximation majeure vient du fait que le prix de la couverture n'a pas été pris en compte pour définir ce seuil critique : en réalité, assurer ce seuil engendrerait le paiement d'une prime qui viendrait abaisser le résultat. Ces précisions faites, il est énoncé indifféremment dans la suite du mémoire que passer en dessous de ce seuil est synonyme de défaut de paiement ou de fortes chances de défaut de paiement.

	CHARGES	PRODUITS
Vente électricité		243 M€
Annuités	125 M€	
Coûts fixes	60 M€	
Maintenance	40 M€	
Taxes	7 M€	
Bénéfice/Perte (+/-)		+11 M€

TABLE 1.3 : Compte de résultat simplifié du parc éolien de Fécamp pour une année moyenne

Bilan du chapitre

La construction de parcs éoliens est un projet ambitieux dont le financement requiert de conséquents emprunts auprès d'institutions de crédit. Pouvoir gérer au mieux la météo-sensibilité de l'activité de leur parc éolien apparaît donc comme un enjeu majeur pour les propriétaires afin qu'ils puissent assurer le remboursement des crédits contractés. En effet, la production annuelle d'un tel parc éolien peut être directement impactée par des vitesses de vent non favorables sur l'année : une baisse de la production en dessous d'un certain seuil critique (propre à chaque parc) est un risque qu'il est nécessaire d'assurer (au moins en partie) afin de réduire la probabilité d'un défaut de paiement.

Cependant la gestion des risques climatiques non catastrophiques via l'assurance indemnitaire classique présente de nombreuses carences ne permettant pas d'en faire une solution adaptée : le délai d'indemnisation ainsi que la détermination des pertes indemnissables paraissent être des freins majeurs au développement d'une telle couverture. Une couverture basée sur l'assurance paramétrique pourrait être alors envisagée, avec une limitation à la couverture du risque de baisse de la production due à des événements climatiques non catastrophiques venant diminuer la production espérée (vents faibles ou vents trop forts).

Il convient cependant de rester vigilants face aux approximations réalisées dans le cadre de cette étude, notamment au sujet de la courbe de puissance des éoliennes placées sur le site de Fécamp qui a été substituée par la courbe de puissance de l'Enercon 70 qui présente des caractéristiques similaires. Par ailleurs, la vitesse du vent retenue dans l'étude est basée sur le maximum entre la vitesse enregistrée sur l'axe Nord/sud et la vitesse enregistrée sur l'axe Est/Ouest. C'est une hypothèse forte qui pourrait conduire à une surestimation des vitesses du vent. En outre, le point de la grille utilisé pour l'obtention des vitesses de vent pour le parc de Fécamp est situé à 5 kilomètres en pleine mer du réel emplacement du site : cette distance est assez conséquente pour que le risque de base spatial reste important. Enfin en pratique, l'obtention de données fiables à moindre coût peut être un obstacle majeur à la mise en place du produit, les données disponibles gratuitement présentant bien souvent des défauts (valeurs aberrantes, données manquantes, erreurs de saisie) les rendant inutilisables.

Chapitre 2

Construction d'une couverture paramétrique pour le parc de Fécamp

Ce chapitre est consacré à l'étude de la mise en place d'une couverture paramétrique sur le site de Fécamp. Pour rappel cette couverture vise à couvrir les propriétaires du parc éolien d'une baisse de production en dessous d'un certain seuil afin de réduire la probabilité de survenance d'un défaut de paiement. Le produit construit se limite à gérer l'aléa de production due aux vitesses de vent : des vitesses de vents faibles ou trop fortes trop souvent dans l'année font diminuer la production annuelle et par conséquent les revenus des propriétaires.

Le point étudié dans un premier temps porte sur les caractéristiques du vent sur le site de Fécamp : l'objectif ici est d'estimer la distribution de la variable d'intérêt (la vitesse du vent) afin que l'indice construit reflète le plus fidèlement possible les fluctuations de production. Il faut être vigilant afin de limiter les approximations réalisées. Parmi les différentes sources d'approximation, la transposition des vitesses de vent à la hauteur voulue est particulièrement étudiée : les relevés de vitesses du vent étant effectués à 10 mètres au-dessus du sol, il est nécessaire de veiller à trouver la meilleure manière de transposer les vitesses à la hauteur voulue.

Dans un deuxième temps, une section est consacrée à la tarification des couvertures considérées. Il faut au préalable définir l'indice sur lequel porte le contrat : la perte simulée par l'indice doit être corrélée à la perte réelle due à des épisodes de vents peu favorables à la production, et la valeur de l'indice ne doit pas pouvoir être influencée par l'assureur ou l'assuré. Le choix du meilleur indice est ainsi discuté, en prenant en compte que la construction d'un indice complexe pour le potentiel assuré nuirait à l'attractivité du contrat qui serait proposé. Par volonté de transparence sur les méthodes utilisées, deux méthodes de tarification faciles de compréhension pour les assurés sont explorées, et un principe d'ajustement de la prime pure simple appliqué.

2.1 Analyse de la distribution des vitesses de vent

Comme évoqué précédemment, l'enjeu de ce mémoire est de gérer la part d'aléa de production due aux vitesses de vent. Ainsi, une première étape dans l'analyse du risque sous-jacent consiste à caractériser la loi de la variable aléatoire Y ayant engendré les observations des vitesses de vent $(Y_i)_{(1 \leq i \leq T)}$, où T dépend de la profondeur d'historique considérée. Les observations $(Y_i)_{(1 \leq i \leq T)}$ sont supposées indépendantes et identiquement distribuées selon la loi de probabilité de Y , qui est notée \mathcal{L} . L'hy-

pothèse d'indépendance des observations peut s'avérer être particulièrement forte et non vérifiée en pratique : il semble en effet naturel qu'un relevé de vent fort à un instant t augmente la probabilité de relever une vitesse de vent forte à l'instant $t + 1$. Les relevés étant dans le cadre de ce mémoire espacés de six heures, l'hypothèse d'indépendance semble moins forte. Il paraît tout de même nécessaire de revoir cet avis si les résultats obtenus par la suite ne sont pas convaincants.

Un outil couramment utilisé pour valider ou non l'hypothèse de la loi suivie par un échantillon de données est la fonction de répartition empirique $\hat{F}_Y(\cdot)$. Une de ses propriétés remarquables est sa convergence presque sûre (*p.s.*) vers la fonction de répartition réelle $F_Y(\cdot)$

$$\hat{F}_Y(y) = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n \mathbf{1}_{y_i \leq y} \xrightarrow[n \rightarrow +\infty]{p.s.} \mathbb{E}[\mathbf{1}_{Y \leq y}] = \mathbb{P}[Y \leq y] = F_Y(y). \quad (2.1)$$

La caractérisation de la loi \mathcal{L} peut se faire via une approche paramétrique ou non paramétrique : l'approche paramétrique consiste à définir des distributions statistiques supposées sur les données considérées, contrairement à l'approche non paramétrique qui n'émet aucune hypothèse de la sorte. Au préalable, afin de s'assurer de la robustesse des résultats obtenus, il est nécessaire de détecter la présence d'éventuelles données aberrantes.

2.1.1 Détection de données aberrantes

Une donnée aberrante est une donnée dont la valeur est anormalement distante des autres observations issues de la même variable aléatoire. La principale difficulté résulte en la caractérisation du terme "anormalement" : des données particulièrement extrêmes peuvent être générées aléatoirement par n'importe quelle variable aléatoire, mais elles peuvent également être dues à des erreurs de mesures (anémomètre dérégulé) ou de saisie. Se pose alors la question d'exclure ou non ces observations du jeu de données : ces données anormales peuvent en effet introduire un biais important dans les modèles construits et ainsi conduire à des résultats moins robustes. L'absence de consensus autour de la définition d'une donnée aberrante conduit à des méthodes de détection ne fournissant pas les mêmes résultats en sortie, chaque méthode définissant sa propre définition d'une anomalie. Les données utilisées ayant été réanalysées dans le cadre du projet NCAR (cf. Section [1.4.1](#)), il est probable que peu, voire pas d'anomalies soit détectées dans le jeu de données.

Approche statistique

L'approche paramétrique consiste à construire des statistiques de test afin de valider ou non selon un seuil de confiance le caractère anormal d'une observation. En général, ces tests sont construits de telle sorte qu'ils vérifient s'il existe une observation anormale dans les données : il est alors nécessaire de répéter le test à plusieurs reprises pour détecter l'ensemble des anomalies présentes dans le jeu de données étudié. Formellement, cette famille de tests considère les hypothèses suivantes :

- \mathcal{H}_0 : il n'existe aucune anomalie dans le jeu de données ;
- \mathcal{H}_1 : il existe une anomalie dans le jeu de données.

Un inconvénient de ces tests est qu'ils supposent que la variable ayant généré les observations étudiées suit une loi normale, une restriction qui ne permet pas de les appliquer dans toutes les

situations. Si l'hypothèse de normalité est vérifiée, le test de Grubb's peut par exemple être utilisé. Sa statistique test s'exprime comme suit

$$G = \max_{y_i, i \in [1; T]} \frac{|y_i - \hat{Y}|}{s}, \quad (2.2)$$

où \hat{Y} désigne la moyenne de l'échantillon et s son écart type.

Filtre d'Hampel

La méthode dite du filtre d'Hampel a l'avantage de ne pas faire d'hypothèse préalable sur la loi suivie par la variable aléatoire ayant généré les observations, ce qui permet de généraliser la détection de données aberrantes à un jeu de données qui n'est pas issu d'une loi normale. Comme énoncé en Section [2.1.3](#), la distribution de la vitesse du vent ne suit pas une loi normale mais une loi de Weibull, ainsi la méthode du filtre d'Hampel est utilisée pour détecter d'éventuelles valeurs aberrantes au sein des relevés réalisés. Le filtre d'Hampel consiste à considérer comme valeurs aberrantes les valeurs situées en dehors de l'intervalle \bar{I} défini comme suit

$$\bar{I} = \left[\tilde{Y} - 3 \times MAD ; \tilde{Y} + 3 \times MAD \right], \quad (2.3)$$

où \tilde{Y} est la médiane des valeurs observées et MAD la médiane de la déviation absolue des valeurs observées

$$MAD = \text{mediane}(|Y_i - \tilde{Y}|). \quad (2.4)$$

L'application de cette méthode donne 336 valeurs potentiellement aberrantes. Ces données sont toutes positives et inférieures à 38 m.s^{-1} (l'équivalent de 130 km.h^{-1}) et représentent en moyenne moins de 5 relevés potentiellement aberrants par année. Dans la suite du mémoire, il est considéré que ces valeurs ne sont pas aberrantes mais sont le reflet de journées particulièrement venteuses : elles sont conservées dans la base car il est souhaitable de conserver ces relevés extrêmes afin de modéliser au mieux les queues de distribution, ce qui est un point crucial pour la bonne tarification du produit d'assurance.

2.1.2 Estimation de la densité par une approche non paramétrique

Une première approche pour estimer la fonction de répartition de Y est l'approche non paramétrique. La modélisation non-paramétrique offre un outil flexible dans l'analyse, puisque contrairement à la modélisation paramétrique, la forme de la fonction $F_y(\cdot)$ n'est pas pré-spécifiée. En pratique, la modélisation peut se faire sur un nombre très réduit d'observations (indices annuels, relevés quotidiens de la vitesse du vent pendant un an), la base d'observations peut alors s'avérer être trop petite pour générer un modèle généralisable sur d'autres échantillons : la distribution risque d'être trop peu lisse et de sur-apprendre sur les données considérées. Une solution est d'utiliser la méthode d'estimation par noyau de la densité.

Méthode des noyaux

Un noyau K est une fonction positive, intégrable et à valeurs réelles tel que $\int_{\mathbb{R}} K(x)dx = 1$ et pour tout x réel $K(x) = K(-x)$. Des noyaux fréquemment utilisés sont résumés dans le Tableau [2.1](#).

NOYAUX	SUPPORT	DENSITÉ
Epanechnikov	$[-1; 1]$	$\frac{3}{4}(1 - x^2)$
Cosinus	$[-1; 1]$	$\frac{\pi}{4} \times \cos(\frac{\pi}{2}x)$
Triangulaire	$[-1; 1]$	$1 - x $
Gaussien	\mathbb{R}	$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp(-\frac{1}{2}x^2)$

TABLE 2.1 : Quelques noyaux fréquemment utilisés

Une fois le noyau choisi, la densité recherchée peut être estimée par la méthode des noyaux via l'estimateur suivant

$$\forall x \in \mathbb{R}, \hat{f}_Y(x) = \frac{1}{T \times h} \times \sum_{y=1}^T K\left(\frac{x - I_y}{h}\right), \quad (2.5)$$

où h est une constante strictement positive appelée fenêtre de lissage.

En pratique, le choix du noyau n'a que peu d'influence sur la densité estimée comme il est illustré en Figure [2.1](#). Un raffinement dans le choix du noyau serait de prendre un noyau à support asymétrique (noyau gamma par exemple), afin d'éviter d'assigner un poids non nul à des valeurs négatives (qui n'ont ici pas de sens). Cependant, le paramètre réellement déterminant est la fenêtre de lissage h . Une fenêtre trop petite risque de mener à une situation de sur-apprentissage : la densité construite capture alors tous les détails qui caractérisent les données de l'échantillon, y compris les fluctuations et variations aléatoires, la rendant peu lisse et trop dépendante de l'échantillon. A contrario, une fenêtre trop grande risque de lisser de manière trop importante la densité construite. Une illustration de ces propos est donnée en Figure [2.2](#) : la courbe affichant la fenêtre de lissage la plus petite ($h = 0,5$) capture les fluctuations propres à l'échantillon considéré et est trop dépendante de l'échantillon sur lequel elle a été construite. Pour information, la méthode utilisée dans ce mémoire pour trouver la fenêtre de lissage optimale est celle de Sheather et Jones ; le lecteur intéressé par les techniques de recherche de fenêtre de lissage optimale peut se référer à KPOKA [\(2013\)](#).

Si aucun argument laisse à penser que les observations considérées suivent une certaine distribution, ou si le modèle paramétrique conduit à un nombre de paramètres trop important à prendre en compte, l'approche non paramétrique est à privilégier. Cet outil flexible permet dans le cas d'estimations biaisées d'équilibrer une augmentation du biais avec une diminution de la variation d'échantillonnage. De plus, les estimateurs construits sont plus robustes qu'avec les méthodes paramétriques. Cependant, il s'avère compliqué d'extrapoler au-delà de la plage des données de l'échantillon (vitesses extrêmes).

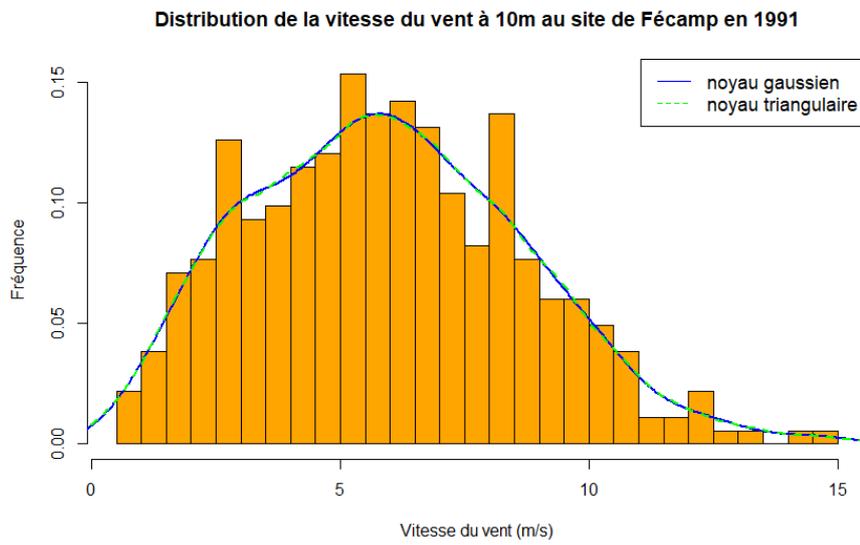


FIGURE 2.1 : Influence du choix du noyau sur l'estimation non paramétrique de la densité

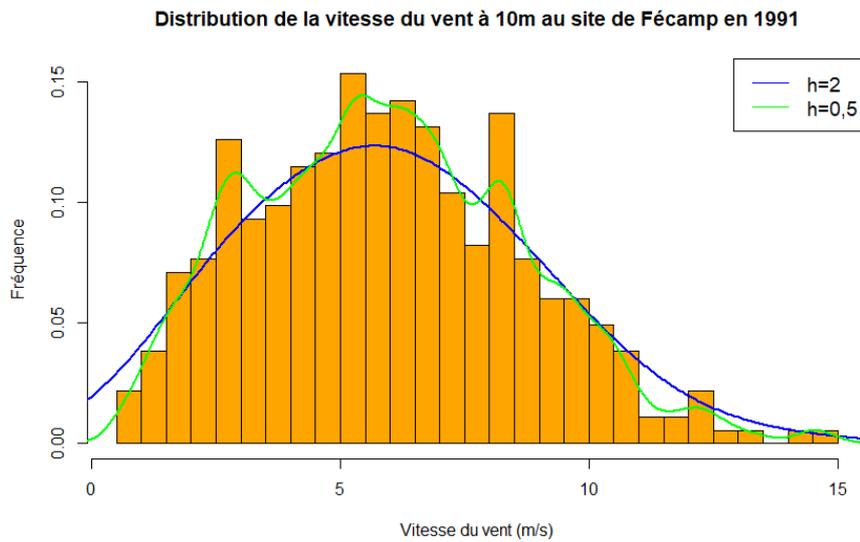


FIGURE 2.2 : Influence du choix de la fenêtre de lissage sur l'estimation non paramétrique de la densité

2.1.3 Estimation de la densité par une approche paramétrique

Une seconde approche pour estimer la fonction de répartition de Y est l'approche paramétrique : elle suppose que la fonction de densité a une forme pré-spécifiée pleinement décrite par un nombre fini de paramètres. La validité de l'hypothèse émise est validée à l'aide de tests statistiques et graphiques. Parmi la panoplie de tests possibles, le test de Kolmogorov-Smirnov (KS) au seuil de confiance 5% est utilisé dans cette sous-section. Le principe est simple, la distance d est calculée comme l'écart maximum entre la fonction de répartition empirique et la fonction de répartition théorique à valider

$$d = \max_{i \in [1;T]} |\hat{F}_Y(y_i) - F_Y(y_i)|. \quad (2.6)$$

Les deux hypothèses sont les suivantes :

- \mathcal{H}_0 : les observations sont générées suivant une loi de fonction de répartition $F_Y(\cdot)$;
- \mathcal{H}_1 : les observations ne sont pas générées suivant une loi de fonction de répartition $F_Y(\cdot)$.

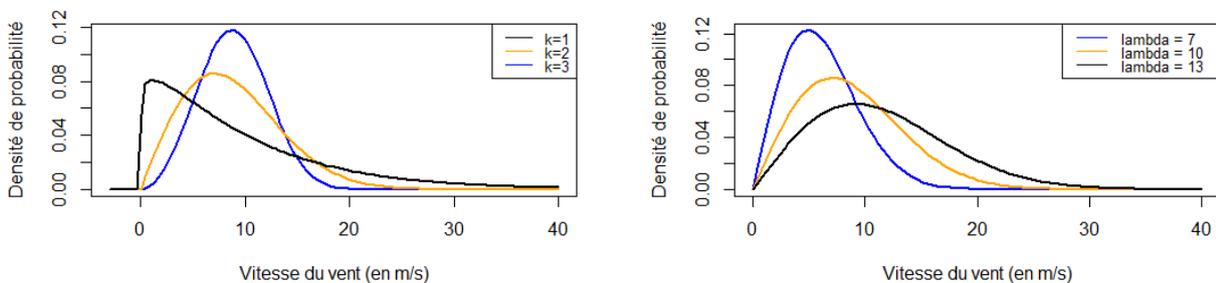
Il est à noter que sous l'hypothèse \mathcal{H}_0 , d tend vers 0.

Dans le cas de la distribution de la vitesse du vent, de nombreux travaux ont montré que la distribution de Weibull avec un paramètre de forme $k = 2$ s'avère appropriée pour décrire la distribution des vitesses du vent, le lecteur peut par exemple se référer à GOURIERES (1982) pour corroborer ces propos. Dans la suite de cette sous-section, il est donc important de veiller à vérifier l'adéquation de la distribution de notre jeu de données avec une loi de Weibull dont le paramètre de forme est proche de 2.

Loi de Weibull Pour rappel, la densité d'une loi de Weibull, à support dans \mathbb{R}_+ est donnée par

$$\forall x \in \mathbb{R}_+, f_{\lambda,k}(x) = \frac{k}{\lambda} \times \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} \times \exp\left(-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k\right), \quad (2.7)$$

où k est un facteur de forme et λ un facteur d'échelle. L'influence des paramètres k et λ sur la forme de la densité est illustrée en Figure 2.3.



(a) Densité de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme k ($\lambda = 7$)

(b) Densité de Weibull pour différentes valeurs du paramètre d'échelle λ ($k = 2$)

FIGURE 2.3 : Influence des paramètres k et λ sur la forme de la distribution

Afin de tester l'hypothèse selon laquelle les observations sont distribuées selon une loi de Weibull, les paramètres de la loi de Weibull à tester sont inférés par maximum de vraisemblance. Dans le cas de la distribution de la vitesse des vents à 10 mètres sur le site de Fécamp, les paramètres sont $k = 2,17$ (proche de 2) et $\lambda = 9$. L'adéquation de la loi de Weibull à la distribution des vitesses de vent à Fécamp est testée de manière graphique en Figure 2.4 et via un test de Kolmogorov-Smirnov. Est alors obtenue une p valeur de 0,678, conduisant à ne pas rejeter l'hypothèse nulle selon laquelle les données sont distribuées selon une loi de Weibull de paramètres $k = 2,17$ et $\lambda = 9$ au seuil de confiance 5%.

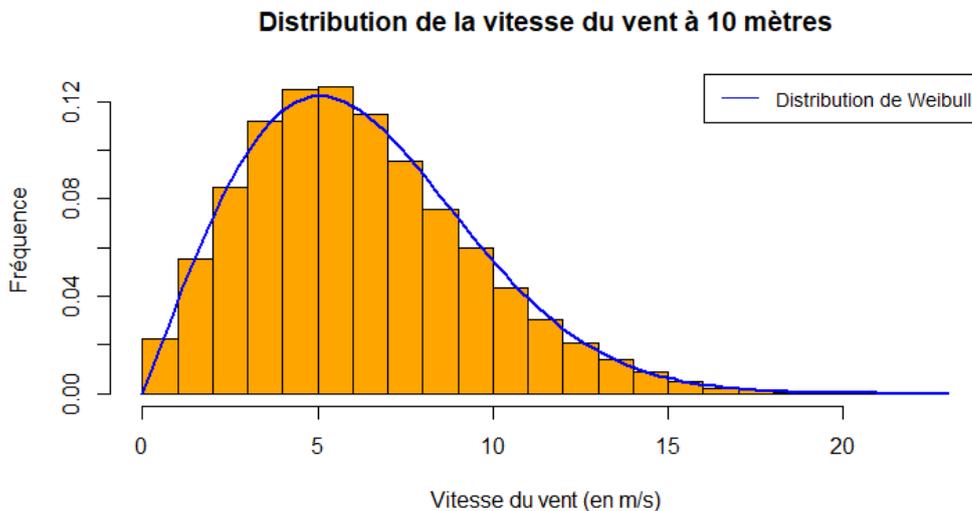


FIGURE 2.4 : Adéquation de la distribution des vitesses du vent à 10 mètres avec une loi de Weibull

Ce test est ensuite complété par un outil qualitatif tel que le diagramme quantile-quantile, présenté ci-après en Figure 2.5, dont l'intérêt est de valider visuellement l'adéquation d'une loi de probabilité au travers des quantiles. Il est primordial d'être particulièrement vigilant à l'adéquation des queues de la distribution de Weibull modélisée avec la queue de la distribution empirique puisque la réalisation du risque correspond à ces situations extrêmes (vent trop fort ou trop faible ne permettant pas de production). Des queues de la distribution de Weibull plus légères que celles de la distribution empirique pourraient conduire à une sous-tarification de la couverture choisie, ce qui irait à l'encontre des principes de prudence propres au monde de l'assurance. Ici, la courbe est quasiment confondue avec la diagonale, y compris pour les valeurs extrêmes. La loi de Weibull ainsi construite paraît être un candidat idéal pour modéliser la distribution des vitesses de vent considérées.

En conclusion, le choix d'un modèle paramétrique simplifie les calculs et permet notamment d'extrapoler au-delà de la plage des données de l'échantillon. Mais pour être utile, le modèle doit reproduire étroitement les données : il est alors nécessaire de s'appuyer sur de solides arguments car le modèle paramétrique peut s'avérer être trop restrictif. Au vu des résultats obtenus et des recherches déjà menées sur le sujet, le modèle paramétrique est considéré ici comme le mieux adapté. En particulier la qualité des résultats obtenus permet d'affirmer que l'hypothèse d'indépendance des observations n'était pas dénuée de sens.

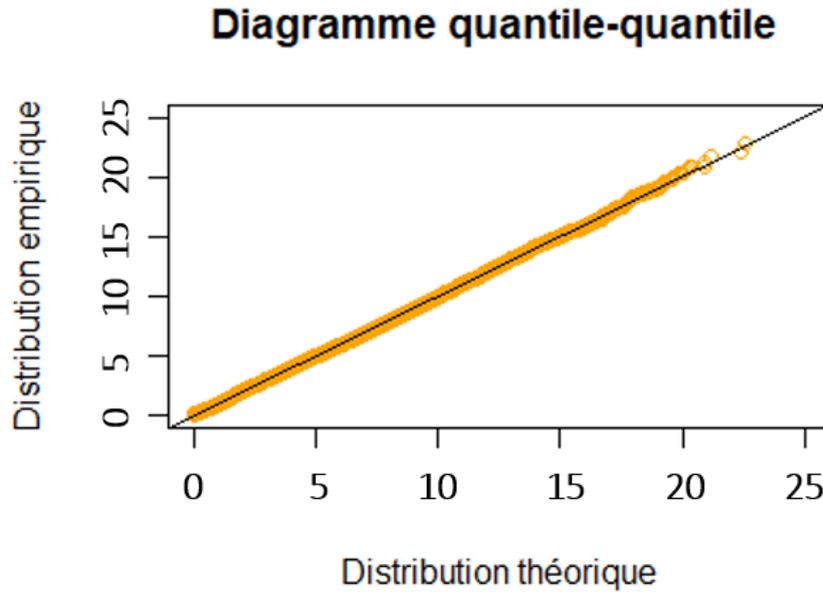


FIGURE 2.5 : QQ-plot de la distribution des vitesses du vent à 10 mètres avec une loi de Weibull

2.2 Interpolation des vitesses de vent à hauteur des éoliennes

Comme précisé précédemment, les données récoltées sont des vitesses de vent mesurées à 10 mètres au-dessus du sol. Ceci engendre une source d'erreur inévitable puisque la hauteur du moyeu d'une éolienne est généralement comprise entre 80 mètres et 120 mètres et que la vitesse du vent n'est pas constante selon l'altitude (pour rappel la hauteur des moyeux des éoliennes du parc de Fécamp est 105 mètres). Trois méthodes permettant de transposer les vitesses du vent sont présentées, parmi celles-ci l'option conservée est celle conduisant aux meilleures estimations de certaines mesures communiquées par les propriétaires. Les valeurs relatives au site de Hywind sont présentées en Annexe.

2.2.1 Première option : la méthode de Davenport et Harris

Une première méthode consiste à transposer les vitesses de vents de la hauteur h_1 à la hauteur h_2 en utilisant la loi introduite par DAVENPORT (1961) et reprise par HARRIS (1971)

$$\frac{v_{h_2}}{v_{h_1}} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha, \quad (2.8)$$

où v_{h_1} (resp. v_{h_2}) est la vitesse du vent à la hauteur h_1 (resp. h_2), et où α est le coefficient de rugosité du terrain étudié.

La rugosité d'un terrain est une spécificité qui dépend de la nature et de la présence d'obstacles au sol. Par exemple en zone urbaine, la présence de grandes constructions perturbe l'écoulement naturel du vent et conduit ainsi à diminuer sa vitesse. Un tel terrain possède un coefficient de rugosité élevé, ce qui traduit de grandes disparités entre les vitesses mesurées au sol et en altitude. Une table des coefficients de rugosité largement admise et notamment utilisée par GUERIN et DOLIGEZ (2018) est présentée dans le Tableau 2.2. En pratique, chaque terrain a ses propres caractéristiques, et donc le

coefficient de rugosité est amené à varier autour des valeurs présentées dans le tableau. Dans la suite du mémoire, sauf mention contraire, α est fixé à 0,13.

NATURE DU TERRAIN	COEFFICIENT α
Mer	0,13
Champs et pâturages, cultures	0,13 à 0,16
Rivage	0,16
Plaine	0,20
Bois, zones peu habitées	0,20 à 0,23
Villes	0,25 à 0,4

TABLE 2.2 : Table des coefficients de rugosité

Afin d'avoir une vision critique sur les méthodes adoptées, certaines valeurs communiquées par les propriétaires des parcs éoliens sont comparées avec les valeurs calculées sur la base des méthodes présentées dans ce mémoire. Plus précisément, sont comparés : la vitesse moyenne du vent, le facteur de charge, le temps à l'arrêt¹ des éoliennes et la production annuelle moyenne en transposant les vitesses à l'aide de la loi de Davenport et Harris. **Concernant la production annuelle moyenne, la production estimée dans le cadre de ce mémoire devrait être légèrement supérieure à celle estimée par les promoteurs.** En effet, les estimations réalisées dans le cadre de ce mémoire ne sont basées que sur les vitesses de vent enregistrées. Ceci est très réducteur et ne prend pas en compte les baisses de production dues à la mise à l'arrêt des éoliennes pour cause de maintenance (panne de l'aérogénérateur ou casse d'une pale). Ces temps de maintenance peuvent parfois être très longs (plusieurs mois) et ont un impact loin d'être négligeable sur la production annuelle d'un parc éolien.

Les résultats obtenus sur la base de la méthode de Davenport et Harris sont récapitulés dans le Tableau 2.3. Les écarts constatés sont très faibles, notamment pour le facteur de charge : la valeur obtenue dans le cadre du mémoire (42%) est proche du facteur de charge communiqué (40%). C'est un critère primordial pour la bonne conduite de l'étude car le facteur de charge est un indicateur de productivité des parcs éoliens. Les interruptions de production dues à des vents trop forts ou trop faibles viennent directement impacter ce facteur, et il est donc crucial de pouvoir les répliquer au mieux afin de construire un produit d'assurance visant à se prémunir contre ces baisses de production. À ce sujet, le temps d'arrêt des éoliennes est également une mesure primordiale à répliquer : la méthode Davenport et Harris est d'une grande précision sur ce point (valeur communiquée de 6% contre une valeur estimée de 6,3%). Enfin, la production annuelle moyenne estimée est supérieure de 100 GWh à celle communiquée, ce qui est un ordre de grandeur jugé convaincant. En particulier l'utilisation de la courbe de puissance de l'éolienne Enercon 70 à la place de la Siemens Gamesa ne semble avoir que peu d'impact sur l'estimation de la production. Enfin il peut paraître incohérent de ne pas trouver une vitesse moyenne du vent légèrement surestimée suite à l'Hypothèse 1.6.

¹Cette mesure représente ici le pourcentage moyen du temps qu'une éolienne passe à l'arrêt à cause de vitesses du vent en dehors du corridor de production (et ne prend donc pas en compte les arrêts dûs aux opérations de maintenance).

MESURE	VALEUR COMMUNIQUÉE	VALEUR OBTENUE
Vitesse moyenne du vent (m.s^{-1})	8,8	8,6
Facteur de charge	40%	42%
Temps à l'arrêt	6%	6,3%
Production annuelle moyenne (GWh)	1800	1900

TABLE 2.3 : Valeurs obtenues et valeurs communiquées (méthode de Davenport et Harris)

Il est également intéressant de vérifier si les vitesses transposées suivent toujours une distribution de Weibull, avec un paramètre de forme proche de 2 : si ce n'est pas le cas, de forts doutes pèseraient sur la méthode de Davenport et Harris. Est alors testée l'adéquation de la distribution des vitesses de vents obtenues à 105 mètres avec une loi de Weibull de paramètre de forme $k = 2,02$ et de paramètre d'échelle $\lambda = 9,58$ (paramètres obtenus par maximum de vraisemblance). S'ensuit l'adéquation graphique présentée en Figure 2.6 et une p-valeur au test de Kolmogorov-Smirnov de 0,53. L'hypothèse nulle selon laquelle la vitesse du vent à 105 mètres suit une loi de Weibull de paramètre de forme $k = 2,02$ et de paramètre d'échelle $\lambda = 9,58$ n'est donc pas rejetée (au seuil de confiance 5%). Le diagramme quantile-quantile présenté en Figure 2.6 confirme là aussi la bonne adéquation de la distribution transposée obtenue avec la loi de Weibull théorique considérée.

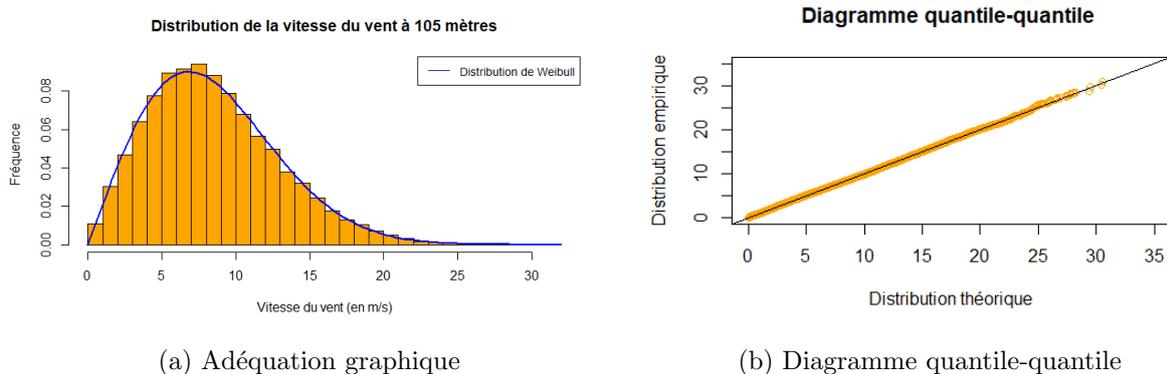


FIGURE 2.6 : Adéquation de la distribution des vitesses transposées à 105 mètres avec une loi de Weibull (méthode de Davenport et Harris)

2.2.2 Deuxième option : la méthode de Wieringa

Une deuxième méthode pour transposer les vitesses du vent récoltées à la hauteur voulue est celle proposée par WIERINGA (1992). Cette méthode se base cette fois-ci non pas sur le coefficient de rugosité mais sur la longueur de rugosité z_0 , qui est un paramètre de longueur relié à l'effet de la rugosité de surface déterminant les turbulences subies par un fluide.

Au-dessus de la mer, la longueur de rugosité est donnée par la relation de CHARNOCK (1955)

$$z_0 = 0,015 \times \frac{u_*^2}{g}, \quad (2.9)$$

où u_* est la vitesse de friction (en m.s^{-1}) et où $g = 9,81 \text{ m.s}^{-2}$ est l'accélération de la pesanteur.

La vitesse de friction u_* peut être déterminée par la relation $u_* = \sqrt{\frac{\tau}{\rho}}$ avec $\rho = 1,2 \text{ kg.m}^{-3}$ la masse volumique de l'air au-dessus de la mer et τ la contrainte de cisaillement à déterminer. En s'appuyant sur les travaux de STULL (1988), la contrainte de cisaillement pour un terrain en pleine mer est fixée à $1,35 \text{ Pa}$ ce qui donne $u_* = 1,14 \text{ m.s}^{-1}$. En reportant cette valeur dans la Formule 2.9, la longueur de rugosité obtenue est $z_0 = 0,002 \text{ m}$.

La relation de Wieringa est ensuite appliquée

$$v_{h_2} = 0,76 \times v_{10} \times \log\left(\frac{60}{z_0}\right) \times \left(\log\left(\frac{h_2}{z_0}\right)\right)^{-1}, \quad (2.10)$$

où v_{h_2} est la vitesse du vent à la hauteur au-dessus du sol h_2 recherchée et v_{10} la vitesse du vent mesurée à 10 mètres.

La Formule 2.10 est appliquée aux vitesses de vent à 10 mètres, puis les différents indicateurs (vitesse moyenne du vent, facteur de charge, temps à l'arrêt, production annuelle moyenne) sont calculés afin de les comparer avec les valeurs communiquées par les propriétaires. Le comparatif pour le site de Fécamp est présenté dans le Tableau 2.4. Il montre une importante sous-estimation de la vitesse moyenne du vent, du facteur de charge et de la production annuelle moyenne attendue. De plus, le temps d'arrêt des éoliennes est sous-estimé de manière assez importante. Cela laisse à penser qu'utiliser la méthode de Wieringa n'est pas la solution optimale pour transposer les vitesses de vent en pleine mer.

MESURE	VALEUR COMMUNIQUÉE	VALEUR OBTENUE
Vitesse moyenne du vent (m.s^{-1})	8,8	7
Facteur de charge	40%	36%
Temps à l'arrêt	6%	4,1%
Production annuelle moyenne (GWh)	1800	1610

TABLE 2.4 : Valeurs obtenues et valeurs communiquées (méthode de Wieringa)

2.2.3 Troisième option : la méthode de Justus et Mikhail

Une troisième méthode pour transposer les vitesses de vent récoltées à la hauteur au-dessus du sol voulue est celle proposée par JUSTUS et MIKHAIL (1980). Pour une référence de hauteur initiale 10 mètres, les formules suivantes permettent de trouver les paramètres de la distribution de Weibull suivie par la vitesse du vent à la hauteur h_2 voulue

$$k_2 = k_1 \times \left(\frac{1}{1 - 0,0081 \times \ln\left(\frac{h_2}{10}\right)} \right), \quad (2.11)$$

où k_2 (resp. k_1) est le paramètre de forme de la distribution de Weibull à la hauteur h_2 (resp. h_1) ainsi que

$$\lambda_2 = \lambda_1 \times \left(\frac{h_2}{10}\right)^m, \quad (2.12)$$

où λ_2 (resp. λ_1) est le paramètre de forme de la distribution de Weibull à la hauteur h_2 (resp. h_1) et où $m = 0,37 - 0,881 \times \ln(\lambda_1)$.

Le comparatif des résultats obtenus avec les valeurs communiquées pour le site de Fécamp est présenté dans le Tableau 2.5. Il est à noter que cette méthode conduit à une importante surestimation des valeurs communiquées, excepté pour le temps à l'arrêt des éoliennes qui est fortement sous-estimé. La surestimation de la vitesse moyenne du vent peut paraître cohérente suite à l'Hypothèse 1.6 mais l'importante sous-estimation du temps à l'arrêt des éoliennes risque de ne pas permettre de construire un indice dont les fluctuations sont fortement corrélées aux fluctuations de production.

MESURE	VALEUR COMMUNIQUÉE	VALEUR OBTENUE
Vitesse moyenne du vent (m.s ⁻¹)	8,8	10
Facteur de charge	40%	60%
Temps à l'arrêt	6%	3%
Production annuelle moyenne (GWh)	1800	2720

TABLE 2.5 : Valeurs obtenues et valeurs communiquées (méthode de Justus et Mikhail)

2.2.4 Conclusion sur la méthode à adopter et réflexion sur des sources d'approximations supplémentaires

La méthode de Davenport et Harris apporte, de loin, les résultats les plus satisfaisants. Pour la suite de l'étude, dans un souci de réduire les approximations commises, cette méthode est adoptée pour transposer les vitesses du vent à la bonne hauteur. Les approximations peuvent cependant provenir de sources bien plus diverses que la seule transposition à la hauteur voulue. Deux sources d'approximations supplémentaires sont soulignées ci-dessous afin de sensibiliser le lecteur aux éventuelles limites inhérentes aux données à disposition.

Risque de base spatial Les points pour lesquels les vitesses de vent sont connues peuvent être éloignés de plusieurs centaines de kilomètres du site étudié et donc fournir des données météo très éloignées de la réalité dudit site. Dans le cadre de cette étude de cas, le point le plus proche de la grille est situé à environ 5 kilomètres en pleine mer du réel emplacement du site de Fécamp. La relative proximité entre le point de la grille et le site étudié, ainsi que l'homogénéité certaine de l'environnement autour de ce site (pleine mer) permettent de réduire l'approximation réalisée à un niveau acceptable comme vu dans le Tableau 2.3. Cependant une fois le produit d'assurance lancé, la largeur de la maille de noeuds utilisée ne permet pas de proposer un tarif pour un parc éolien en tout point du globe (ou même de la France). Afin d'obtenir des mesures de vent en tout point, une solution basée sur la méthode de lissage géospatial est présentée dans le chapitre 3.

Fréquence des mesures Comme vu en Section 1.3.1, la fréquence de mesure de la vitesse du vent peut avoir une conséquence importante sur l'estimation de la quantité d'énergie potentiellement fournie à l'éolienne. En pratique lors de l'étude préalable à la construction d'un parc éolien, les experts

effectuent des relevés toutes les 10 minutes (le lecteur peut se référer à BERLANDIER (2017) pour un exemple), soit 144 fois par jour. Le manque de connaissance sur le profil de distribution de la vitesse du vent au sein d'une journée pourrait conduire à d'importantes erreurs d'estimation. Pour essayer de quantifier ces erreurs, 144 observations par jour générées suivant une loi de Weibull paramètre de forme $k = 2,02$ et de paramètre d'échelle $\lambda = 9,58$ sont tirées aléatoirement pendant 70 ans. Cela permet ensuite de comparer dans le Tableau 2.6 les résultats obtenus sur la base des mesures de vents générées 144 fois par jour avec les résultats obtenus à l'aide des données à disposition (mesures 4 fois par jour). De manière générale les résultats sont légèrement meilleurs, sans que cela soit vraiment significatif.

MESURE	4 FOIS PAR JOUR	144 FOIS PAR JOUR	VALEUR COMMUNIQUÉE
Vitesse moyenne du vent (m.s^{-1})	8,6	8,7	8,8
Facteur de charge	42%	42%	40%
Temps à l'arrêt	6,3%	6,2%	6%
Production annuelle moyenne (GWh)	1900	1895	1800

TABLE 2.6 : Valeurs obtenues en fonction du nombre de relevés quotidiens

2.3 Construction de l'indice

2.3.1 Discussions sur le choix de l'indice

Avant de tarifier la couverture paramétrique considérée, il est nécessaire de déterminer l'indice sur lequel porte le contrat. Pour rappel, le principe sur lequel repose l'assurance paramétrique est le versement d'une indemnisation dès qu'un indice pré-déterminé franchit ou passe en dessous d'un certain seuil. Cet indice se doit d'être le plus objectif possible et ne doit pas pouvoir être influencé par le comportement de l'assureur ou de l'assuré (typiquement des mesures météorologiques provenant d'un organisme indépendant). Il doit être défini de telle sorte qu'il mesure et résume de la manière la plus fidèle possible les conséquences financières que peuvent avoir les événements météorologiques non catastrophiques considérés sur le niveau de production annuel.

Indice basé sur le système de production

Une première approche pour construire l'indice serait de considérer les capacités de production de l'éolienne elle-même. Pour rappel, une éolienne ne produit de l'électricité que lorsque la vitesse du vent est comprise dans un intervalle précis, typiquement entre 3 m.s^{-1} et 25 m.s^{-1} : en dessous de 3 m.s^{-1} la vitesse du vent n'est pas suffisante pour faire tourner les pales, au-dessus de 25 m.s^{-1} l'éolienne est automatiquement mise à l'arrêt pour prévenir tout dégât majeur. Cet intervalle est usuellement appelé corridor de production. L'indice proposé ne se baserait donc pas sur une donnée exogène par rapport à la production mais sur le système de production lui-même : un nombre limite de jours (ou d'heures) cumulé(e)s où les éoliennes sont à l'arrêt, car incapables de produire de l'électricité pour les vitesses du vent enregistrées, pourrait alors faire office de seuil pour la couverture paramétrique. Bien que de prime abord intéressant, un tel indice pourrait mener à des incohérences concernant les

indemnisations : un assuré pourrait se voir indemniser lorsque sa production est bonne alors qu'un autre assuré connaîtrait une production moyenne sans être indemnisé.

Pour illustrer ceci, un exemple simplifié est présenté en Figure 2.7 : deux niveaux mensuels de production estimés sur la base des vitesses moyennes quotidiennes du vent sont considérés. Les éoliennes utilisées pour l'exemple sont des Enercon 70. Dans la situation 1, les vitesses du vent enregistrées sont très fortes (toutes supérieures à 21 m.s^{-1}) et trois relevés ne sont pas inclus dans le corridor de production pour l'éolienne considérée ¹. En faisant passer les vitesses relevées via la courbe de puissance de l'éolienne Enercon 70, la production mensuelle par mégawatt d'installation obtenue est de 701 MWh. À noter que ce montant est une estimation n'incluant pas, par exemple, les pannes ou casses qui impactent directement la production d'une éolienne : l'estimation obtenue est purement théorique et sert uniquement comme moyen de comparaison objectif entre les deux situations de la Figure 2.7. La situation 2 est le reflet d'un mois avec des vitesses de vent faibles, sans que celles-ci ne sortent du corridor de production. L'estimation de production mensuelle obtenue par mégawatt d'installation est de 149 MWh. La situation 1 est donc largement plus favorable que la situation 2 pour les propriétaires d'un parc éolien. Cependant, alors qu'une indemnisation pourrait être versée sur la base de l'indice considéré dans la situation 1 (trois relevés en dehors du corridor de production), la couverture paramétrique n'interviendrait pas dans le cas de la situation 2 (aucun relevé en dehors du corridor de production). Cela relève une incohérence certaine et ne permet pas de couvrir le risque de baisse de production qui a formellement été défini précédemment. Il est néanmoins possible qu'un produit basé sur cet indice puisse être étudié puisque la couverture paramétrique, par essence, n'indemnise pas selon le préjudice subi. Néanmoins ce manque de corrélation entre le préjudice subi et l'indemnisation perçue pourrait freiner de manière trop importante les potentiels clients.

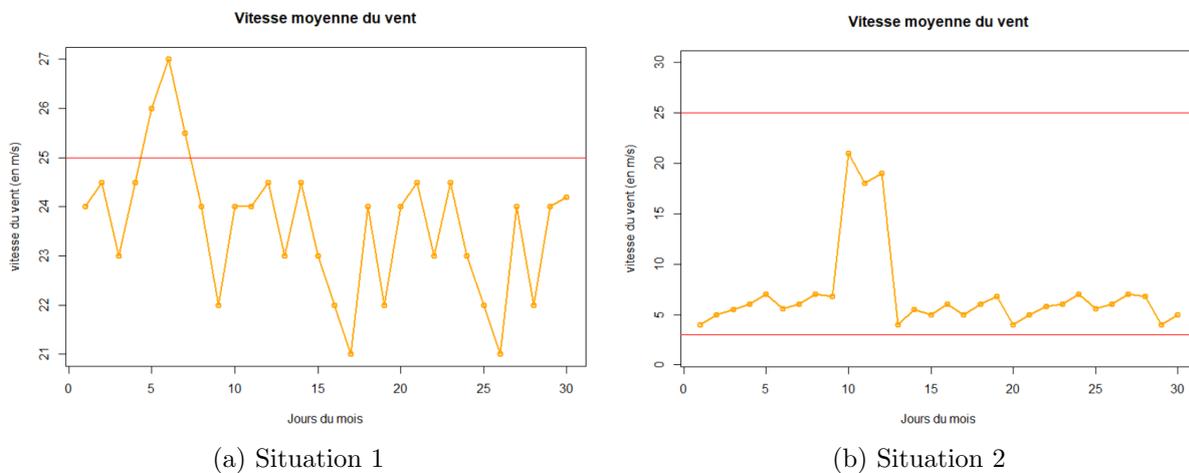


FIGURE 2.7 : Deux situations avec des profils venteux très différents

Indice basé sur la production annuelle

Une seconde approche pour construire l'indice est de se baser sur la productivité par mégawatt d'installation pour le parc éolien considéré. Cet indice de production est purement théorique puisque calculé uniquement sur la base des vitesses de vent. Il ne prend donc pas en compte les baisses de production dues aux divers risques techniques qui se seraient produites. Cependant, à condition d'utiliser des données de vent de bonne qualité, cette méthode a pour avantage d'indemniser uniquement les pertes

¹Il est important de souligner que l'hypothèse simplificatrice prise ici (relevés une fois par jour) ne permet bien évidemment pas de savoir si oui ou non l'éolienne a été à l'arrêt toute la journée.

de production dues à des vents trop forts ou trop faibles (et non pas dues à un matériel défectueux ou à une éolienne en maintenance par exemple). Ainsi, ne se basant que sur les vitesses de vent récoltées, l'indice de production est totalement objectif et permet d'éviter toute forme d'aléa moral (l'assuré ne peut pas influencer les valeurs prises par cet indice). L'indemnisation versée par le preneur de risque est alors déclenchée lorsque l'indice de production sur une année est inférieur à un certain seuil (à définir en fonction de la politique de gestion de risque de l'assuré et du prix de la couverture voulu). Cet indice a cependant le défaut d'être plus difficile à comprendre pour les assurés : le calcul de la valeur de l'indice est moins direct que l'exemple précédent. L'assuré doit, en plus d'avoir connaissance des vitesses du vent, faire passer ces vitesses à travers la courbe de puissance de ses éoliennes. Cela semble tout de même surmontable car les propriétaires des parcs éoliens sont sans doute à l'aise avec la manipulation des vitesses de vent et des courbes de puissances.

Dans la suite du mémoire, l'indice utilisé est un indice de productivité annuelle. Puisque cet indice vise à refléter les fluctuations d'une production annuelle, il est construit sur la base de relevés de vitesses sur une année civile : du 1er janvier 00h00 au 31 décembre 18h00 (les relevés ne sont disponibles que toutes les 6 heures). Sa construction s'effectue en suivant les étapes listées ci-dessous :

1. récolter les vitesses du vent à 10 mètres sur une année civile pour le point de la grille le plus proche du site étudié ;
2. transposer les vitesses collectées à la hauteur voulue avec la méthode de Davenport et Harris ;
3. faire passer les vitesses obtenues via la courbe de puissance du modèle de l'éolienne à considérer ;
4. ramener les résultats obtenus en mégawattheure par mégawatt d'installation¹.

Dans la suite du mémoire, **les indices de production sont exprimés sans unité de mesure.** Toutefois, au vu de leur construction, il est aisé de leur associer un niveau de production annuelle². Les indices annuels obtenus pour le parc éolien de Fécamp sont représentés en Figure 2.8.

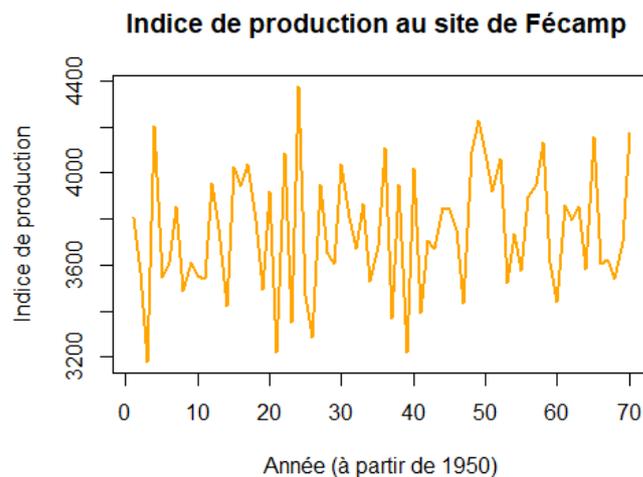


FIGURE 2.8 : Indice de production au site de Fécamp

¹La plupart des éoliennes ont une puissance comprise entre 2 et 6 mégawatt. Ramener la valeur obtenue à 1 mégawatt d'installation permet de construire un indice comparable quelque soit la puissance de l'éolienne considérée.

²Par exemple un indice de production de 3 000 donne un niveau de production annuelle associé de 3 000 mégawattheure par mégawatt d'installation.

2.3.2 Analyse de la tendance

Afin que les méthodes de tarification fournissent des résultats cohérents avec la sinistralité probablement constatée dans le futur, il est important d'analyser et si besoin de corriger certains aspects de la série étudiée. En effet, l'hypothèse qui est souvent posée pour l'étude des séries chronologiques est celle de stationnarité (au moins au sens faible) des séries étudiées. Pour rappel, la stationnarité au sens faible d'un processus temporel $(Y_t)_{t \in [1, T]}$ à valeurs réelles est définie comme suit :

- $\forall i \in [1, T]$, $\mathbb{E}[Y_i] = \mu$, i.e l'espérance est indépendante du temps, il n'y a donc pas de tendance ;
- $\forall i \in [1, T]$, $\mathbb{V}[Y_i] = \sigma^2 < \infty$;
- $\forall i \in [1, T]$, $Cov(Y_i, Y_{i-k}) = \rho_k$ i.e l'autocovariance entre Y_t et Y_{t-k} dépend uniquement de k .

Cependant, ces hypothèses sont rarement vérifiées lors de l'étude des mesures météorologiques. En effet, ces mesures peuvent présenter une tendance provenant d'un changement de climat sur le long terme (dû au réchauffement climatique par exemple) ou d'un changement progressif de l'environnement autour de la station météo. Ces données ont pour particularité de présenter également une composante cyclique, appelée saisonnalité : les vents les plus forts sont enregistrés durant l'hiver, lorsque les contrastes de température entre masses d'air sont les plus importants. La présence de ces aspects peut engendrer d'importants écarts dans la tarification des contrats. De ce fait, il est primordial de stationnariser la série d'intérêt. Ce travail est ici effectué sur la série des indices de productions annuels (et non pas directement sur les vitesses de vent) : cette méthode a en outre l'avantage de ne pas se soucier des effets de saisonnalité.

Formellement, en toute date t de l'historique, l'indice de production I_t peut être écrit en fonction de la tendance μ_t et d'une marche aléatoire ϵ_t

$$\forall t \in [1, T], I_t = I_0 + \mu_t + \epsilon_t, \quad (2.13)$$

dans le cas d'une décomposition additive. L'analyse et la suppression de la tendance d'une série chronologique peut ensuite s'effectuer via une approche paramétrique ou non paramétrique.

Remarque 2.1 *L'ensemble du travail de modélisation de la tendance a également été effectué dans le cas d'une décomposition multiplicative. Les résultats n'ont cependant pas été jugés très probants et il a été jugé préférable de se concentrer sur la présentation de la seule décomposition additive.*

Modélisation de la tendance via une approche non paramétrique

L'approche consiste à ne pas faire d'hypothèses sur la forme de la tendance. La méthode des polynômes locaux est ici utilisée pour estimer une fonction f . L'estimateur polynomial local $\hat{f}_h(x)$ de degré q correspondant dépend du choix du noyau K (pour rappel les noyaux couramment rencontrés sont présentés dans le Tableau [2.1](#)), et s'écrit

$$\hat{f}_h(x) = \underset{P}{\operatorname{argmin}} \sum_{t=1}^n W_t(x) \times \|y_t - P(x_t - x)\|^2, \quad (2.14)$$

avec $P(x) = \sum_{p=0}^q a_p x^p$ un polynôme de degré q , et $W_t(x) = \frac{K(\frac{x-t}{h})}{\sum_{t=1}^n K(\frac{x-t}{h})}$.

Le principe est d'estimer pour chaque pas de temps t une fonction polynomiale de degré q approximant au mieux la série chronologique dans un certain voisinage qui dépend de la fenêtre h . Une illustration des résultats obtenus pour trois valeurs de h est donnée en Figure 2.9. La fenêtre de lissage jugée optimale peut ensuite être obtenue en appliquant la méthode de Sheather et Jones.

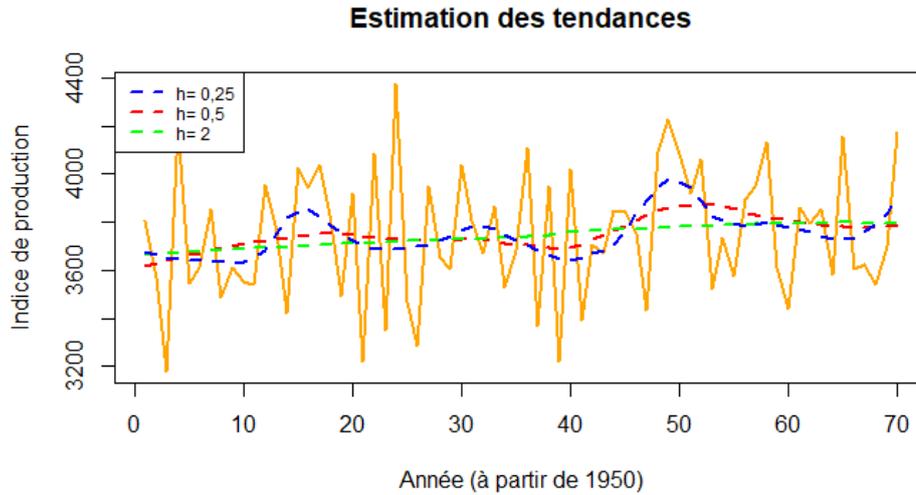


FIGURE 2.9 : Estimation de la tendance via une approche non paramétrique (noyau gaussien)

Modélisation de la tendance via une approche paramétrique

L'approche paramétrique suppose une forme pré-spécifiée de la tendance $(\mu_t)_{t \in [1, T]}$. Pour tout réel a , b , c , des choix possibles sont par exemple :

- $\forall t \in [1, T], \mu_t = a + bt$ pour une tendance linéaire ;
- $\forall t \in [1, T], \mu_t = a + bt + ct^2$ pour une tendance polynomiale d'ordre 2 ;
- $\forall t \in [1, T], \mu_t = \log(t)$ pour une tendance logarithmique.

Une régression est ensuite effectuée en se basant sur un critère à minimiser, typiquement celui des moindres carrés. L'exemple de la tendance linéaire est illustrée en Figure 2.10, présentée infra.

Il faut cependant garder à l'esprit qu'appliquer une méthode paramétrique doit reposer, comme toujours, sur d'importantes présomptions. En effet, estimer la tendance d'une série temporelle via une méthode paramétrique sans avoir vérifié la cohérence de son utilisation pourrait conduire à d'importantes erreurs : plus la tendance est estimée sur un historique profond, plus les probabilités qu'elle comporte un biais important sont fortes. Ainsi, sans a priori sur la tendance, se tourner vers une estimation non paramétrique paraît être une meilleure solution.

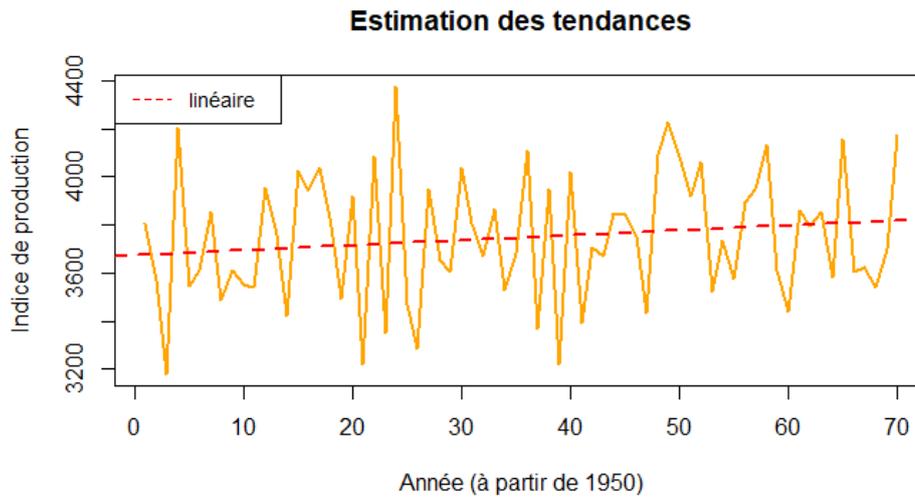


FIGURE 2.10 : Estimation de la tendance via une approche paramétrique

Conclusion sur la modélisation de la tendance

Graphiquement, la présence d'une tendance n'est pas évidente. L'impression graphique est appuyée par le test de significativité du coefficient directeur de la régression linéaire. Ce test donne une importante p-value comme présenté dans le Tableau 2.7, l'hypothèse de nullité du coefficient n'est donc pas rejetée au seuil de confiance 5%. Pour le reste du mémoire, il est alors admis que la série des indices de production n'admet pas de tendance.

	Estimate	Std. Error	t-value	p-value
(Intercept)	3674,056	65,503	56,090	< 2e - 16
coef	2,078	1,604	1,296	0,199

TABLE 2.7 : Test de significativité du coefficient directeur de la tendance linéaire

Remarque 2.2 Une approche "séries temporelles" a un temps été envisagée. L'objectif était de définir un processus ARIMA collant au mieux aux données et ainsi de pouvoir prédire le comportement de l'indice dans le futur grâce à cette modélisation. Cependant l'impression générale est que l'indice semble être une répétition d'un processus ayant la même loi chaque année. Il n'a donc pas semblé utile de procéder à une telle modélisation.

Remarque 2.3 Une autre approche aurait été de travailler sur des données avec un pas de temps plus fin, ceci aurait permis de prendre en compte des fluctuations saisonnières ou mensuelles. Cependant le produit construit indemnise la production à l'année (le but étant d'éviter un défaut de paiement des annuités), il n'a donc pas été jugé nécessaire d'explorer cette voie.

2.3.3 Adéquation de la distribution de l'indice à une loi connue

La distribution de l'indice considéré pour le site de Fécamp est présentée en Figure 2.11. Graphiquement, il semble intéressant de tester l'adéquation de cette distribution avec au moins deux lois : la loi normale et la loi log-normale. Confirmer l'hypothèse que l'indice de production suit une des deux lois listées ci-dessus pourrait permettre d'utiliser un certain nombre de propriétés facilitant la détermination du prix du contrat étudié. La validation ou non de l'hypothèse selon laquelle la distribution de l'indice suit une loi prédéfinie pourrait se heurter à la taille de l'échantillon. Pour des petits échantillons d'observations, les tests usuels sont souvent peu puissants (ils pourraient valider l'adéquation à une certaine loi sans raison d'être et inversement). La taille de l'échantillon est ici de 70 observations, ce qui est faible mais tout de même convenable. C'est pourquoi le test de Shapiro-Wilk est utilisé, il permet de tester la normalité d'un petit échantillon. Pour tester la log-normalité de l'échantillon, le test de Wilcoxon-Mann-Whitney est introduit.

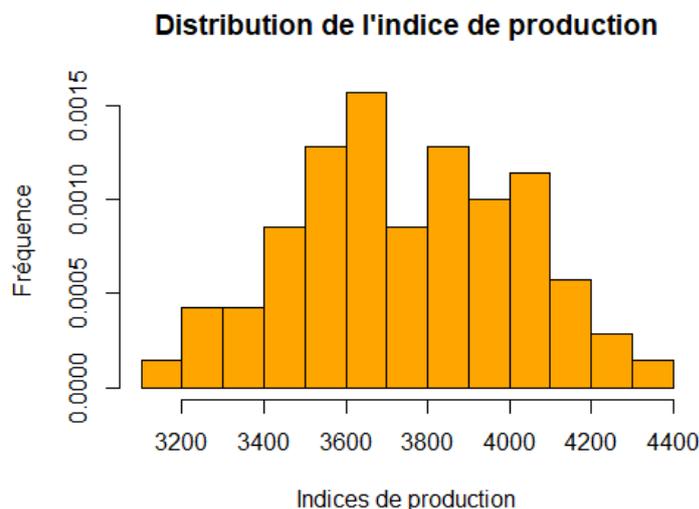


FIGURE 2.11 : Distribution de l'indice

Test de Shapiro-Wilk Le test de Shapiro-Wilk est un test permettant de tester la normalité d'une variable d'intérêt. Ce test est d'autant plus adapté à notre situation qu'il est particulièrement puissant pour les petits échantillons : il y a ici 70 observations correspondant aux 70 années d'historique. Formellement, le test de Shapiro-Wilk considère les hypothèses suivantes :

- \mathcal{H}_0 : la variable d'intérêt est distribuée selon une loi normale ;
- \mathcal{H}_1 : la variable d'intérêt n'est pas distribuée selon une loi normale.

La statistique de test s'écrit

$$W = \frac{\left(\sum_{i=1}^{\lfloor \frac{n}{2} \rfloor} a_i \times (x_{(n-i+1)} - x_{(i)}) \right)^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})}, \quad (2.15)$$

où n est la taille de l'échantillon, $x_{(i)}$ désigne la i ème statistique d'ordre, \bar{x} est la moyenne de l'échantillon, et la constante a_i est la i ème coordonnée du vecteur a défini comme suit

$$a = \frac{m^t V^{-1}}{(m^t V^{-1} V^{-1} m)^{\frac{1}{2}}}, \quad (2.16)$$

où m est le vecteur des espérances des statistiques d'ordre d'un échantillon d'observations indépendantes et identiquement distribuées selon une loi normale et V est la matrice de variance-covariance de ces statistiques d'ordre.

En appliquant ce test à la distribution des indices de productions annuels une valeur test $W = 0,986$ ainsi qu'une p-valeur de 0,643 sont obtenues : l'hypothèse nulle selon laquelle l'échantillon est distribué selon une loi normale n'est pas rejetée au seuil de confiance 5%.

Test de Wilcoxon-Mann-Whitney Le test de Wilcoxon-Mann-Whitney est un test non paramétrique reposant sur l'idée que deux échantillons d'observations fusionnés et ordonnés par valeurs croissantes doit conduire à un échantillon homogène si l'hypothèse nulle est vérifiée. Dans le cas présent, les hypothèses du test sont :

- \mathcal{H}_0 : la variable d'intérêt est distribuée selon une loi log-normale ;
- \mathcal{H}_1 : la variable d'intérêt n'est pas distribuée selon une loi log-normale.

Soient (x_1, \dots, x_n) et (y_1, \dots, y_m) deux échantillons d'observations. Une fois les deux échantillons fusionnés et réordonnés, la somme des rangs des observations de l'échantillon 1 (resp. l'échantillon 2) dans l'échantillon fusionné est notée R_1 (respectivement R_2).

La statistique de test W s'écrit comme suit

$$W = \min \left(n \times m + \frac{n(n+1)}{2} - R_1, n \times m + \frac{m(m+1)}{2} - R_2 \right). \quad (2.17)$$

En appliquant ce test à la distribution des indices de productions annuels la p-valeur est de 0,61 : l'hypothèse nulle selon laquelle l'échantillon est distribué selon une loi log-normale n'est pas rejetée au seuil de confiance 5%.

Enfin, au vu des résultats plutôt probants obtenus sur les deux tests effectués, l'adéquation de la distribution de l'indice avec une autre loi n'est pas testée. L'adéquation de la distribution de l'indice annuel de production avec une loi normale et log-normale (paramètres inférés par maximum de vraisemblance) est représentée en Figure 2.12 : les deux courbes sont très proches l'une de l'autre. Dans la suite de ce mémoire, la modélisation de l'indice via une loi normale est omise afin d'alléger la présentation (les résultats obtenus selon l'hypothèse de log-normalité sont en effet très proches des résultats obtenus selon l'hypothèse de normalité).

Graphiquement, la loi log-normale paraît plutôt bien reproduire le comportement de l'indice sur les vingt dernières années de l'historique considéré, comme présenté en Figure 2.13. Bien que cette impression soit amenée à changer en fonction des tirages réalisés, l'impression générale reste souvent satisfaisante.

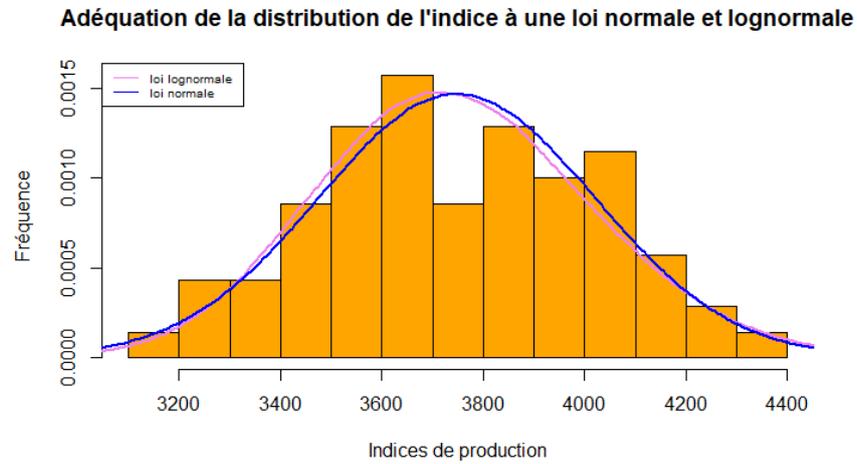


FIGURE 2.12 : Adéquation de la distribution de l'indice avec une loi normale et log-normale

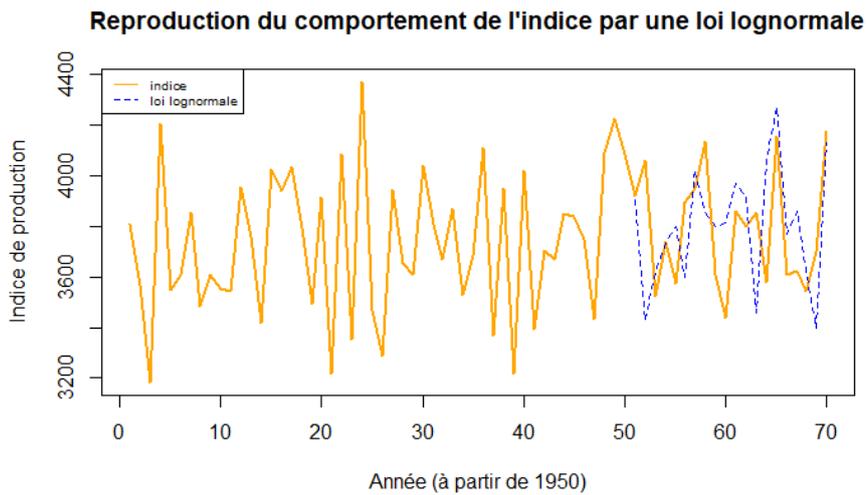


FIGURE 2.13 : Reproduction du comportement de l'indice par une loi log-normale

2.4 Tarification et étude de rentabilité

Dans toute industrie, tarifier un produit est une étape cruciale dans sa commercialisation. Dans le secteur de l'assurance, cette étape de tarification revêt cependant une importance toute particulière du fait de l'inversion du cycle de production. Le preneur de risque est alors confronté à un système où le prix du produit (i.e la prime exigée pour se couvrir) est fixé avant son coût (i.e le montant total des prestations qui sont versées au titre de cette couverture). Ainsi le preneur de risque doit s'assurer que son tarif est suffisant. Pour cela il ajuste la prime pure obtenue (l'espérance des futurs sinistres) en fonction de la volatilité du risque. La détermination du prix du contrat est donc un enjeu crucial pour l'assureur : un prix trop élevé serait synonyme d'un manque de compétitivité par rapport aux concurrents, l'assureur pourrait n'avoir que peu de souscriptions ou faire face à une vague de résiliations. À contrario, une sous tarification du produit proposé ne prendrait pas en considération le risque inhérent au caractère aléatoire du contrat qui doit inéluctablement conduire à une tarification prudente afin de pouvoir honorer les engagements.

2.4.1 Principes de base de la tarification

Propriétés désirables des primes

Avant toute chose, il paraît intéressant de présenter brièvement quelques propriétés qu'il est souhaitable de retrouver dans une prime d'assurance.

Pour le risque sous-jacent étudié, l'indice I construit vise à quantifier le possible impact de ce risque sur la production annuelle. Est notée $\Gamma(i)$ l'indemnité versée par le preneur de risque consécutive à une valeur i de l'indice I . La prime pure (PP) est alors définie comme la quantité $\mathbb{E}[\Gamma(I)]$: c'est la tarification du risque.

Rigoureusement une fonction de prime $\mathcal{P}(\cdot)$ est une fonction qui associe à une perte aléatoire L , un montant de prime π tel que

$$\mathcal{P} : \begin{cases} \mathcal{L} & \longrightarrow \mathbb{R}_+ \\ L & \longmapsto \pi \end{cases},$$

où \mathcal{L} est l'ensemble des pertes possibles.

Une **première propriété** primordiale à respecter pour une prime est d'être minorée par la prime pure

$$\forall L \in \mathcal{L}, \mathcal{P}(L) \geq \mathbb{E}[L]. \quad (2.18)$$

Cette propriété permet de prendre en compte la volatilité de la perte aléatoire autour de sa moyenne, afin que l'assureur puisse faire face à ses obligations lors des années de forte sinistralité.

Ensuite, une **deuxième propriété** veut que la fonction de prime $\mathcal{P}(\cdot)$ soit croissante avec la perte potentiellement subie

$$\forall L_1, L_2 \in \mathcal{L}, L_1 > L_2 \implies \mathcal{P}(L_1) > \mathcal{P}(L_2). \quad (2.19)$$

Une **troisième propriété**, appelée sous-additivité, repose sur le principe de mutualisation des risques qui veut que la prime d'un risque mutualisé soit inférieure aux primes qui auraient été demandées pour assurer les risques individuellement

$$\forall L_1, L_2 \in \mathcal{L}, \mathcal{P}(L_1) + \mathcal{P}(L_2) \geq \mathcal{P}(L_1 + L_2). \quad (2.20)$$

Enfin une **quatrième propriété** est celle d'additivité, pour deux risques indépendants L_1 et L_2 il est souhaitable d'avoir

$$\mathcal{P}(L_1 + L_2) = \mathcal{P}(L_1) + \mathcal{P}(L_2). \quad (2.21)$$

L'ensemble des propriétés souhaitables présenté ci-dessus n'est pas exhaustif. Les propriétés d'exclusion de marge injustifiée, d'invariance d'échelle, d'invariance de translation ainsi que de valeur maximale sont également des propriétés désirables. Un ensemble plus fourni de propriétés souhaitées est disponible en Annexe [B](#).

Les principes d'ajustement de la prime pure

Comme vu précédemment, la prime pure est le montant minimum parmi l'ensemble des primes possiblement exigées par l'assureur. Afin de pouvoir respecter ses engagements dans un contexte de forte volatilité induite par la nature aléatoire de la perte encourue, et aussi des hypothèses sous-jacentes prises pour l'évaluation de la prime pure, le preneur de risque ajoute un matelas de sécurité à la prime pure, dépendant d'un montant de chargement de sécurité (ou chargement technique) λ . La prime obtenue, appelée prime ajustée, peut se calculer selon plusieurs principes.

Principe de la prime pure Un premier principe de calcul de cette prime ajustée consiste en l'inclusion d'une charge technique proportionnelle à la prime, ce qui donne

$$\forall L \in \mathcal{L}, \mathcal{P}(L) = (1 + \lambda) \times \mathbb{E}[L], \text{ avec } \lambda > 0.$$

Un grand avantage de cette technique est sa facilité d'application pour les actuaires ainsi que la facilité de compréhension pour les assurés. Cependant elle ne prend pas en compte une mesure du risque de fluctuation de L autour de son espérance mathématique. Pour combler cette lacune, des indicateurs de dispersion peuvent être insérés dans le calcul.

Principe de la variance Un deuxième principe pour calculer la prime ajustée est de se baser sur la variance de la perte L . Afin de tenir compte du risque encouru du à la fluctuation de la perte aléatoire L autour de sa moyenne, le principe de la variance peut être appliqué

$$\forall L \in \mathcal{L}, \mathcal{P}(L) = \mathbb{E}[L] + \lambda \times \mathbb{V}[L], \text{ avec } \lambda > 0.$$

Un inconvénient majeur du principe de la variance est qu'il ne respecte pas le critère de sous-additivité, qui est pourtant une propriété naturellement souhaitable dans le cadre de la mutualisation des risques.

Principe de l'écart type Un troisième principe pour calculer la prime ajustée est de se baser sur l'écart type de la perte aléatoire L , ce qui donne

$$\forall L \in \mathcal{L}, \mathcal{P}(L) = \mathbb{E}[L] + \lambda \times \sqrt{\mathbb{V}[L]}, \text{ avec } \lambda > 0.$$

Le principe de l'écart type présente le défaut de ne pas respecter le critère d'additivité ce qui est difficilement justifiable dans la réalité.

De nombreux autres ajustements sont possibles, un panorama plus large des principaux principes de primes existants est proposé en Annexe **B**. De manière générale, chaque principe présente ses avantages et inconvénients : de par sa simplicité d'application et son utilisation avérée dans la pratique, le principe de prime pure est appliqué pour le reste du mémoire. Il convient donc d'être particulièrement vigilant et critique sur les résultats obtenus car la tarification ne prend pas en compte une mesure de volatilité du risque. En particulier il faut s'attendre à devoir prendre un chargement technique λ assez conséquent afin de tarifier de manière prudente sans avoir considéré de mesures de dispersion.

Remarque 2.4 *Afin d'obtenir la prime commerciale il est nécessaire de rajouter aux primes ajustées divers coûts de gestion et d'acquisition ainsi qu'une taxe sur les produits d'assurance. Chaque assureur applique ses propres chargements commerciaux, cependant il est coutume de dire que les frais de l'assureur et les diverses commissions représentent respectivement 15% et 10% de la prime hors taxes. Ces estimations ne tiennent pas compte de la baisse des charges liées à la gestion des sinistres induite par l'assurance paramétrique. Les taxes sur ce type de couverture sont de 9%.*

Remarque 2.5 *Les primes commerciales ainsi obtenues ne correspondent pas forcément aux primes payées par l'assuré lors de la mise en place de la couverture. En effet, les prix qui sont contractualisés peuvent être différents des prix théoriques du fait de divers facteurs. La transcription opérationnelle du tarif théorique obtenu peut avoir pour conséquence la simplification des modèles (par exemple la traduction d'un modèle de Machine Learning complexe en GLM facilement compréhensible pour le client), et le tarif appliqué peut également inclure des promotions dans les tarifs afin d'attirer plus de clients.*

2.4.2 Paramètres du contrat

Un premier paramètre à fixer lors de la création du contrat est le niveau du seuil choisi : si l'indice de production dépasse ce seuil, une indemnisation est versée. Plus la hauteur de ce seuil est haute, plus le prix de la couverture est important : il est en effet plus probable que l'indice de niveau de production annuelle passe en dessous de ce seuil donc la fréquence d'indemnisation est plus élevée et les indemnisations versées sont plus conséquentes.

Un deuxième paramètre à fixer lors de la création du contrat est la méthode de calcul du montant d'indemnisation. Ce montant se déduit du niveau de l'indice ainsi il ne peut pas être influencé par le preneur de risques ou l'assuré. Le modèle d'indemnisation mis en place est le suivant : si l'indice annuel calculé passe le seuil S considéré, le propriétaire se voit indemnisé de la perte de revenus correspondant aux gains non générés par la vente du volume d'électricité $V(i)$, où $V(i)$ se définit comme suit

$$V(i) = (S - \tilde{i})_+,$$

avec \tilde{i} le niveau de production annuel associé à la valeur i prise par l'indice I , et S le seuil d'intervention considéré (exprimé en mégawattheure par mégawatt d'installation).

En notant P le prix réglementé (135,2 € par mégawattheure pour Fécamp), l'indemnisation versée par mégawatt d'installation se calcule avec la Formule [2.22](#)

$$\Gamma(i) = V(i) \times P. \quad (2.22)$$

Afin de tarifier le contrat, il est nécessaire pour l'assureur de connaître le comportement de l'indice I puisque les valeurs qui sont prises par cet indice déterminent s'il y a une indemnisation à verser et si oui, quel est son montant. Il est possible de se baser sur l'historique des valeurs prises par I , l'hypothèse sous-jacente étant que le comportement passé de l'indice décrit correctement son comportement général, donc son comportement futur. Il est également possible de procéder de manière paramétrique en supposant que l'indice de production I suive une certaine loi. Les résultats obtenus sur la base de ces deux approches sont présentés ci-après.

La couverture proposée est tarifée selon trois seuils différents : en pratique il est aisément imaginable que l'assureur propose à l'assuré de choisir le niveau de seuil qui convient le mieux dans la gestion de son risque. Le premier seuil d'indemnisation choisi correspond à la médiane historique de l'indice de production annuelle. Le deuxième seuil correspond au premier quartile historique. Enfin, le troisième seuil correspond au seuil critique défini dans le chapitre 1 pour le site de Fécamp. Pour rappel ce seuil est soumis à de nombreuses approximations, il est cependant considéré afin d'illustrer les évolutions de tarifs en fonction du seuil choisi. Les trois seuils considérés pour la tarification sont présentés en Figure [2.14](#).

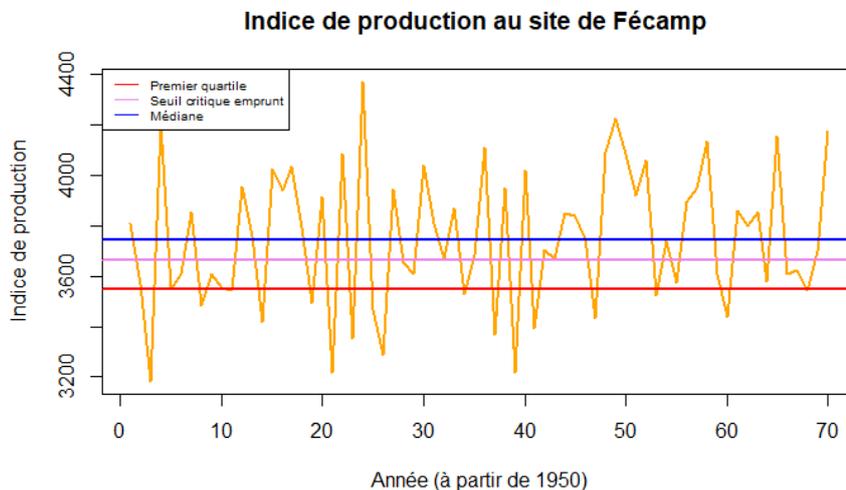


FIGURE 2.14 : Seuils considérés pour la tarification

2.4.3 Tarification de la couverture pour le site de Fécamp

Cette section est consacrée à la tarification de la couverture paramétrique. Les calculs relatifs au site de Hywind sont présentés en Annexe.

Calcul de la prime pure par approche historique

La méthode historique est une approche dite “payoffs” : le but ici n’est pas de modéliser les indices mais uniquement le montant des payoffs qui en découlent. Pour chaque année de l’historique, l’indemnisation qui aurait été versée à l’assuré si la couverture était en place est calculée, puis moyennée sur les 70 ans d’historique considérés.

Il faut souligner l’extrême importance du detrending dans cette approche : la distribution des sinistres passés doit refléter la distribution des sinistres futurs. Une attention particulière doit être apportée à la qualité des données utilisées, ainsi qu’à la profondeur d’historique disponible qui doit être conséquent afin d’éviter tout problème d’overfitting. Lorsque ces conditions sont réunies, c’est une approche qui est très couramment utilisée par les preneurs de risque dans leur tarification et qui permet d’obtenir une bonne référence comme montant de prime pure à exiger.

Les primes ajustées obtenues via l’approche historique pour couvrir l’ensemble du site de Fécamp sont présentées dans le Tableau 2.8. Le principe utilisé est celui de la prime pure. Pour rappel le chiffre d’affaire annuel du parc éolien de Fécamp est estimé à 240 M€.

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Prime seuil d’intervention premier quartile (en M €)	1,7	1,8	1,9
Prime seuil d’intervention critique (en M €)	6,5	6,8	7,1
Prime seuil d’intervention médian (en M €)	9,0	9,4	9,9

TABLE 2.8 : Primes ajustées obtenues par l’approche historique

Une fois la tarification actuarielle achevée, l’assureur s’intéresse souvent à des indicateurs économiques et de performance qu’il convient de connaître et de maîtriser pour évaluer la rentabilité d’un produit. Parmi ces indicateurs, l’assureur donne une importance particulière au rapport sinistres sur primes. Le ratio entre les sinistres observés et les primes ajustées reçues est étudié sur une période de 10 ans : plus ce ratio est en-dessous de 100%, plus l’assureur est bénéficiaire sur le produit considéré. Cependant, calculer le ratio sinistres sur primes sur le même historique que celui utilisé pour la tarification engendrerait un surapprentissage évident : pour cela une méthode de backtesting est proposée. Pour chaque année entre 2011 et 2020, le niveau de prime pure exigé est établi sur la base des 60 années précédentes (par exemple en considérant l’année 2011 la tarification se fait sur la base des années 1951 à 2010), et les sinistres sont constatés sur les 10 dernières années d’historique (de 2011 à 2020). Le ratio global de sinistre sur primes est alors obtenu de la manière suivante

$$\left(\frac{S}{P}\right)^{Global} = \frac{\sum_{t=2011}^{2020} S_t}{\sum_{t=2011}^{2020} P_t}, \quad (2.23)$$

où S_t est le montant de prestation versée pour l’année t et P_t la prime ajustée reçue pour l’année t .

Cette méthode peut paraître simpliste, mais elle permet de construire une mesure de comparaison objective entre deux tarifications sur un même produit d’assurance, ce qui peut s’avérer primordial pour les assureurs dans le pilotage de leur politique tarifaire.

Les ratios globaux obtenus sont présentés dans le Tableau 2.9. Les ratios pour le seuil d'intervention correspondant au premier quartile sont modérés. Les ratios pour le seuil d'intervention médian et critique sont eux plus élevés (aux alentours de 100%). Une dégradation modérée de la rentabilité lorsque le seuil assuré augmente est constaté, il est donc possible qu'en l'état le produit ne soit pas généralisable à l'ensemble des seuils imaginables. Choisir un coefficient de sécurité λ égal à 5% ou 10% permettrait d'être rentable sur l'ensemble des seuils proposés. Une alternative possible pour améliorer la tarification de ce produit serait de disposer d'une profondeur d'historique plus importante, bien qu'une profondeur de 70 années soit déjà assez conséquente. Aussi, il faudrait penser à étudier un principe d'ajustement des primes prenant en compte une mesure de dispersion.

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Ratio seuil d'intervention premier quartile	98%	93%	88%
Ratio seuil d'intervention critique	101%	97%	92%
Ratio seuil d'intervention médian	103%	99%	94%

TABLE 2.9 : Ratios de sinistres sur primes obtenus par approche historique

Calcul de la prime pure par approche paramétrique

Une autre approche possible pour calculer la prime pure se base sur les résultats obtenus dans la Section 2.3.1 concernant l'adéquation de la distribution de l'indice avec une loi log-normale. Dans cette section, il est supposé que l'indice de production annuelle suit une loi log-normale de paramètres μ et σ .

Loi log-normale Pour rappel, la densité d'une loi log-normale, à support dans \mathbb{R}_+^* est donnée par

$$\forall x \in \mathbb{R}_+^*, f_{\mu,\sigma}(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \times e^{-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}}. \quad (2.24)$$

Les estimateurs empiriques des paramètres de la loi log-normale sont calculés de la façon suivante

$$\hat{\mu} = \ln \left(\frac{1}{70} \sum_{t=1951}^{2020} I_t \right) - \frac{1}{2} \hat{\sigma}^2, \quad (2.25)$$

$$\hat{\sigma}^2 = \ln \left(1 + \frac{\frac{1}{70-1} \sum_{t=1951}^{2020} (I_t - \hat{\mu})^2}{\left(\frac{1}{70} \sum_{t=1951}^{2020} I_t \right)^2} \right), \quad (2.26)$$

Les valeurs des estimateurs empiriques obtenus sont présentées dans le Tableau 2.10

	$\hat{\mu}$ (EN KWH)	$\hat{\sigma}^2$ (EN KWH)
Fécamp	8,24	0,0036

TABLE 2.10 : Estimateurs empiriques des paramètres de loi log-normale

En pratique, le calcul de la prime est souvent réalisé via Monte Carlo. La méthode adoptée est décrite ci-dessous.

1. Déterminer les estimateurs empiriques $\hat{\mu}$ et $\hat{\sigma}$.
2. Pour un nombre de fois N relativement grand :
 - a) effectuer un tirage aléatoire d'une réalisation i de l'indice I ;
 - b) calculer l'indemnisation relative à la valeur de I tirée.
3. Calculer la moyenne des indemnisations simulées.
4. Exprimer la prime ainsi obtenue en une prime à l'échelle du parc étudié. \square

Il convient de noter que la précision de l'estimation obtenue est directement liée au nombre de trajectoires simulées N . Dans le présent mémoire, les trajectoires simulées sont au nombre de 50 000, assurant une estimation robuste tout en garantissant un temps de calcul raisonnable. Les primes obtenues pour couvrir le parc de Fécamp sont présentées dans le Tableau 2.11.

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Prime seuil d'intervention premier quartile (en M €)	1,9	2,0	2,1
Prime seuil d'intervention critique (en M €)	6,6	6,9	7,3
Prime seuil d'intervention médian (en M €)	9,6	10,1	10,6

TABLE 2.11 : Primes ajustées obtenues par approche paramétrique

Tout comme pour l'approche historique, il est souhaitable de calculer un ratio global de sinistres sur primes par backtesting afin de pouvoir comparer de manière objective les différentes approches tarifaires tout en ne risquant pas de surapprentissage. L'approche paramétrique conduit à légèrement abaisser les ratios de sinistres sur primes, notamment pour le seuil premier quartile, comme présenté dans le Tableau 2.12.

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Ratio seuil d'intervention premier quartile	88%	84%	80%
Ratio seuil d'intervention critique	99%	95%	90%
Ratio seuil d'intervention médian	97%	92%	88%

TABLE 2.12 : Ratios de sinistres sur primes obtenus par approche paramétrique

Conclusion sur l'approche à adopter

Les deux approches fournissent des primes du même ordre de grandeur, soulignant que les hypothèses considérées ne sont pas aberrantes. Cependant, les écarts de tarification ne sont tout de même pas négligeables pour le seuil premier quartile : l'approche paramétrique conduit à modéliser une plus

¹La prime obtenue sans retraitement correspond au prix de la couverture étudiée par mégawatt d'installation.

forte sinistralité que celle constatée sur les années étudiées. Le ratio obtenu paraît tout de même réaliste et assez grand pour que la concurrence ne puisse pas attirer facilement les assurés vers la résiliation en leur proposant un tarif plus avantageux. Il semble néanmoins préférable d'utiliser la méthode historique, qui se généralise mieux à l'ensemble des trois seuils étudiés. La prime ajustée ne prenant pas en compte de mesure de dispersion (pour rappel le principe utilisé ici est celui de la prime pure), il paraît plus prudent de prendre un niveau de chargement de sécurité $\lambda = 10\%$.

Le fort écart de tarif constaté entre les différents seuils pourrait cependant conduire le client à ne souscrire qu'à la couverture pour le seuil premier quartile, les autres niveaux de couvertures étant possiblement trop chers. Cela souligne un des inconvénients de l'assurance paramétrique : définir une couverture basée sur un seuil trop fréquemment atteint va gonfler de manière très importante le prix de la couverture. Bien que se couvrir à hauteur du seuil critique voire médian permettrait de sécuriser la somme allouée au remboursement des annuités, il conviendrait ici d'envisager une solution alternative pour couvrir les tranches à la sévérité moyenne et fréquemment atteintes afin de baisser le coût global de la couverture. La création d'une captive serait une solution à envisager.

Bilan du chapitre

Comme évoqué précédemment, la principale limite des couvertures paramétriques est liée au risque de base. Afin de le réduire au maximum et de corréliser les pertes induites par l'indice et les pertes réelles, il est nécessaire de tester plusieurs méthodes afin de transposer les vitesses du vent à la hauteur voulue. Bien que les résultats soient satisfaisants, des approximations restent inéluctables. Le point de la grille NCAR utilisé pour la construction de la couverture au site de Fécamp est situé à 5 kilomètres en pleine mer du réel emplacement du site. Une telle distance semble trop importante en pratique pour pouvoir minimiser le risque de base spatial.

Une alternative pourrait être de disposer un anémomètre à la hauteur voulue sur le site du parc éolien. Cette solution demeure cependant compliquée à mettre en place pour deux raisons : la première est qu'il faudrait corriger les vitesses enregistrées de l'effet sillage produit par les éoliennes en altitude, ce qui créerait là aussi une approximation, la seconde et la principale raison est le risque de fraude à l'assurance que cela engendrerait : le propriétaire pourrait trouver une méthode permettant de dérégler l'anémomètre afin de sous-évaluer sa production. Cette solution est donc difficile à mettre en place sauf si les garanties de sécurité nécessaires sont peu coûteuses, ce qui n'est (pour le moment) pas le cas.

Concernant la tarification, l'approche historique est l'approche retenue. L'approche paramétrique est satisfaisante pour les seuils critique et médian, le seuil premier quartile est quant à lui légèrement sur-tarifé. Bien qu'envisagé, travailler sur les queues de distribution de la loi log-normale n'a pas été retenu, d'autant que le diagramme quantile-quantile en Figure 2.15 est très satisfaisant. Une limite de la tarification provient également du principe d'ajustement de la prime pure utilisé, il serait alors intéressant de comparer les résultats obtenus en fonction des différents principes appliqués.

Enfin comme constaté, une limite de ces produits est leur prix parfois relativement important. Une solution à envisager serait alors d'utiliser l'assurance paramétrique pour couvrir uniquement les pics de sinistralité, et d'utiliser une captive pour les tranches à sévérité moyenne et de fréquence assez élevée, ceci afin de repousser le seuil d'intervention du produit indiciel et donc de diminuer son coût.

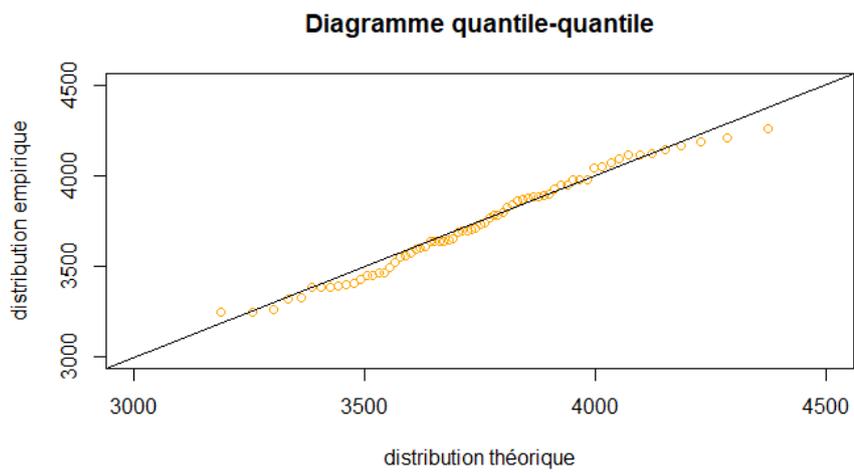


FIGURE 2.15 : QQ plot de la distribution de l'indice avec une loi log-normale

Chapitre 3

Généralisation du produit à l'échelle de la Normandie

Le précédent chapitre a pour but de construire un produit d'assurance paramétrique pour le seul site de Fécamp. Il est possible d'obtenir des résultats avec des approximations raisonnables car le point de la grille NCAR est très proche de l'emplacement réel du site (quelques kilomètres en pleine mer). Proposer ce tarif à l'ensemble d'un portefeuille de parcs éoliens ne serait cependant pas possible sans risquer de sur/sous tarifier les risques propres des autres parcs éoliens. La maille de la grille NCAR étant assez large (les mesures de vents ne sont réalisées qu'en 18048 points du globe), il est peu probable de disposer d'un point de la grille suffisamment proche de chaque parc éolien en portefeuille.

Afin de bénéficier de l'effet de mutualisation au sein de son portefeuille tout en ne risquant pas de sur/sous tarifier les risques propres de ses assurés, l'assureur doit trouver une méthode permettant d'obtenir un tarif pour un parc éolien en tout point du globe en réduisant au maximum le risque de base. Pour répondre à ce besoin, il est proposé d'effectuer un lissage géospatial. Par souci de simplification, la généralisation est restreinte à la région terrestre de la Normandie.

3.1 Lissage géospatial : présentation et motivations

3.1.1 Motivations

Les tarifs pour le parc éolien de Fécamp sont obtenus sur la base de la distribution historique du vent sur site. L'obtention de vitesses de vent fiables est possible car un point de la grille NCAR se situe à seulement quelques kilomètres en pleine mer du réel emplacement du site. La relative proximité entre le point de la grille et le site étudié, ainsi que l'homogénéité certaine de l'environnement autour du site (pleine mer) permettent de réduire l'approximation réalisée à un niveau acceptable. En pratique, un assureur souhaite construire un portefeuille d'assurés afin de mutualiser les risques. Il est donc nécessaire de donner un tarif pour chaque nouvel arrivant dans le portefeuille en fonction de son risque propre, ce qui peut s'avérer impossible si l'assureur se restreint à des parcs éoliens suffisamment proches des emplacements pour lesquels il dispose de relevés de vent.

Une solution utilisée en pratique est de procéder à une étude du potentiel éolien du site voulant entrer en portefeuille, par exemple par l'intermédiaire d'un cabinet spécialisé. Une telle étude nécessite l'installation d'un mât provisoire afin d'enregistrer des mesures de vent sur le terrain durant une

période de quelques mois (voire une année). Cette durée d'étude peut cependant s'avérer être assez peu significative ce qui ne permettrait pas de déceler les spécificités de la distribution du vent sur site, la faible profondeur d'historique ne permet par exemple pas de détecter une éventuelle tendance dans les données. En outre, une telle étude nécessite d'être anticipée et il n'est donc pas possible d'obtenir instantanément un tarif pour la couverture paramétrique. En pratique, cet inconvénient n'est pas majeur pour le secteur éolien car les projets et les besoins de couvertures sont usuellement anticipés, mais un gain de temps pour l'obtention d'un tarif ne peut être que bénéfique, d'autant plus qu'une telle méthode peut être appliquée à d'autres domaines où les besoins de couvertures sont plus flexibles dans le temps. Par ailleurs une telle méthode peut sembler inadapté car elle ne permet pas de réduire les risques de fraudes liés à l'installation d'un anémomètre sur site. Enfin, l'intervention d'un cabinet spécialisé et l'installation d'équipements sur le site pour chaque demande de couverture présente un coût non négligeable qui est répercuté par de forts chargements sur la prime payée par l'assuré.

Afin de pallier certains défauts de cette solution, il est proposé une méthode de lissage géospatial permettant d'obtenir instantanément un tarif à tout nouvel arrivant sur la base d'un historique plus profond afin de révéler au mieux les tendances sur la période considérée ainsi que la véritable allure de la distribution des vitesses du vent sur site. Par souci de simplification, le lissage est restreint à la région (terrestre) de la Normandie. Il faut cependant être vigilant quant au risque de base généré par une telle méthode d'autant plus que le vent est un phénomène complexe, fluctuant et parfois très localisé ce qui amène à se questionner sur la légitimité de cette méthode.

3.1.2 Principe du lissage géospatial

Il est impossible d'obtenir les relevés de la vitesse du vent en tout point de la Normandie, ces relevés étant réalisés à la maille des stations météorologiques. Afin d'obtenir des vitesses de vent pour l'ensemble de la Normandie il est toutefois possible, moyennant certaines approximations, d'avoir recours à une méthode de lissage géospatial. Le lissage géospatial consiste à déterminer la vitesse du vent en un point grâce à la moyenne pondérée des vitesses de vent connues aux points alentours (les sites où sont localisées les stations météorologiques). Les pondérations utilisées sont des fonctions décroissantes de la distance afin que la vitesse du vent en un point soit plus fortement influencée par un point proche qu'un point particulièrement distant. Soit p_{kB} le poids affecté au point k influençant les vitesses du vent au point B et soit v_k la vitesse du vent au point k . La vitesse v_B du vent au point B peut être déterminée en fonction des n points où la vitesse du vent est connue, de la manière suivante

$$v_B = \frac{\sum_{k=1}^n p_{kB} \times v_k}{\sum_{k=1}^n p_{kB}}.$$

De nombreuses pondérations peuvent être utilisées. Des pondérations simples mais usuelles sont calculées comme l'inverse de la distance ou l'inverse de la distance au carré

$$p_{kB} = \frac{1}{d_{kB}} \text{ ou } p_{kB} = \frac{1}{d_{kB}^2},$$

où d_{kB} est la distance entre le point k et le point B .

Cependant il est probable que ces fonctions ne permettent pas de lisser de manière satisfaisante les données considérées : un point extrêmement éloigné de l'autre n'a pas un poids exactement nul alors qu'en pratique il ne devrait avoir aucune influence. Ainsi LAMON (2019) propose de tenir compte des

points voisins uniquement dans un rayon D prédéfini. Au-delà de ce rayon, les points n'ont plus aucun poids. Cette fonction de poids est appelée biweight et vaut

$$p_{kB} = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{d_{kB}}{D}\right)^2\right]^2 & \text{si } d_{kB} < D \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases}$$

Le choix de la fonction de poids adoptée pour le lissage est discuté dans la Section [3.2.3](#), il se limite à l'une des trois pondérations présentées ci-dessus.

3.1.3 Découpage géographique considéré

La précision du découpage considéré pour lisser spatialement les données du vent est un paramètre primordial à définir. Dans la mesure du possible, une plus grande précision est souhaitable afin de capter au mieux les spécificités locales. Quelques choix possibles pour découper la Normandie sont résumés schématiquement en Figure [3.1](#).

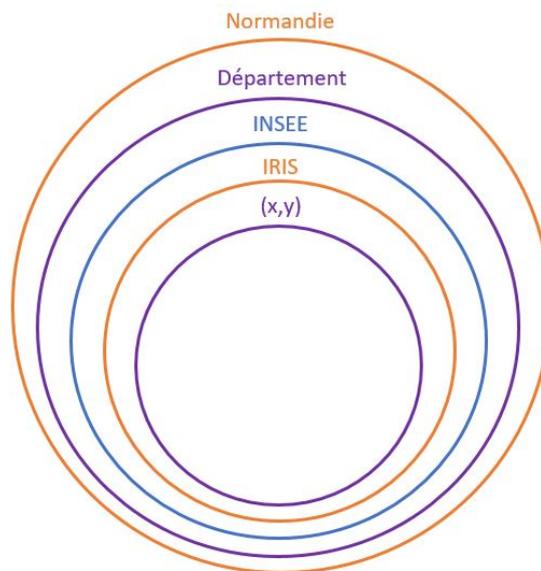


FIGURE 3.1 : Quelques découpages possibles de la Normandie

Dans le cadre de cette étude, le découpage de la Normandie se fait à l'échelle des codes IRIS. Un découpage plus précis (à l'échelle d'un couple de coordonnées par exemple) paraît trop complexe et non réalisable, alors qu'un découpage moins précis (département) ne permettrait pas de rendre compte du caractère parfois très localisé du vent. Seul le découpage à l'échelle du code INSEE paraît être une alternative crédible.

L'extrait ci-dessous est issu du site de l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) et vise à préciser la notion d'IRIS : « Les communes d'au moins 10 000 habitants et la plupart des communes de 5 000 à 10 000 habitants sont découpées en IRIS. Ce découpage [...] constitue une partition du territoire de ces communes en quartiers dont la population est de l'ordre de 2 000 habitants. La France compte environ 15 500 IRIS. Par extension, afin de couvrir l'ensemble du territoire, on assimile à un IRIS chacune des communes de France non découpées en IRIS. »

Dans la suite du mémoire, chaque IRIS est représenté par son centroïde \square

Centroïde d'une surface S Le centroïde d'une surface S est le point qui rend minimale la distance quadratique moyenne à tous les points de la surface

$$\min_m \frac{1}{a(S)} \int_S \|x - m\|^2 dx, \quad (3.1)$$

où $m = \frac{1}{a(S)} \int_S x dx$ et $a(S)$ est l'aire de la surface S .

Chaque IRIS peut être représenté par un polygone irrégulier (cf. Figure \square) et son centroïde est alors déterminé par la Formule \square .

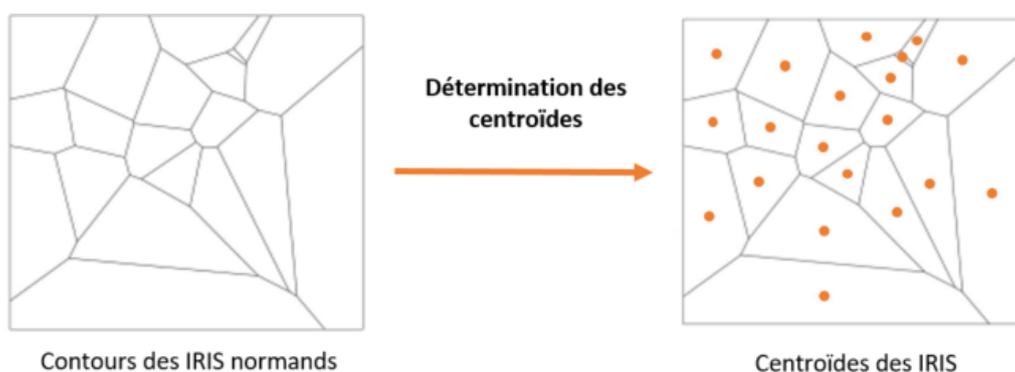


FIGURE 3.2 : Détermination des centroïdes pour chaque IRIS

Remarque 3.1 *L'approche considérée comporte cependant plusieurs limites. Tout d'abord un enjeu primordial est d'analyser s'il est bien légitime d'appliquer un lissage à la situation étudiée. Les relevés du vent sont bien répartis sur tout le territoire français et à des emplacements représentatifs de la zone d'observation, rendant ainsi possible la connaissance des vitesses aux points manquants. Cependant, le vent est un phénomène très complexe, fluctuant et parfois très localisé ce qui amène à se questionner sur la légitimité d'une telle méthode. Ensuite il est nécessaire d'effectuer un lissage géospatial 365 fois dans l'année afin de récolter les vitesses du vent journalières lissées en tout IRIS de la Normandie sur une année entière, la mise en oeuvre est ainsi peu pratique et coûteuse en temps.*

3.1.4 Données supplémentaires utilisées pour le lissage

Jusqu'à présent, les données utilisées pour l'étude du parc éolien de Fécamp provenaient exclusivement du projet NCAR présenté dans la Section \square . Cependant ce jeu de données a l'inconvénient de posséder une maille assez grossière, ainsi les stations présentes en Normandie ou aux alentours ne sont que trop peu nombreuses pour constituer une maille assez fine et homogène permettant de lisser spatialement une donnée aussi fluctuante et complexe qu'est la vitesse du vent. Seuls les points localisés en Normandie ou situés au maximum à 70 kilomètres de la région sont sélectionnés. Les points de la grille NCAR retenus sont représentés en Figure \square , aucun point n'est situé en Normandie. Afin de

¹La liste des IRIS utilisée est la table IRIS en géographie au 1er janvier 2020, disponible sur [le site de l'INSEE](#).

densifier la maille utilisée pour le lissage géospatial, un second jeu de données est introduit et combiné avec le jeu de données NCAR.

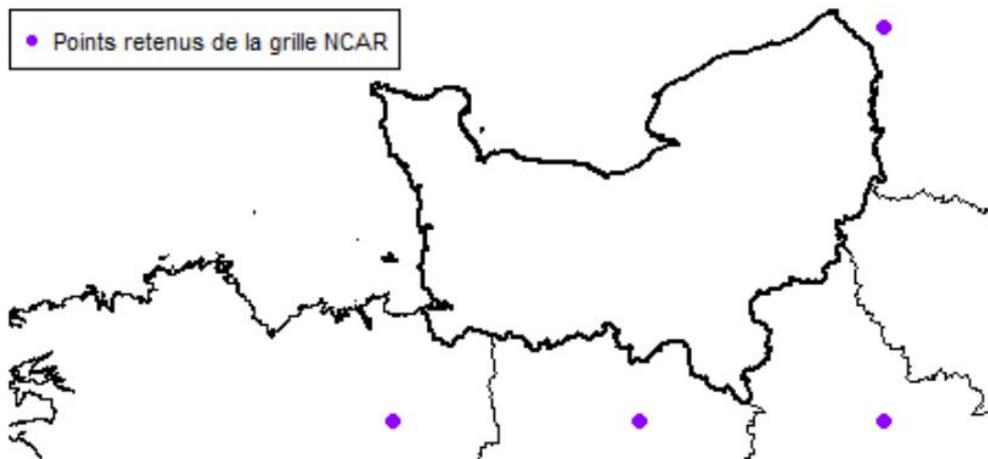


FIGURE 3.3 : Points de la grille NCAR retenus pour le lissage géospatial

Le second jeu de données provient de l'Agence américaine d'observation océanique et atmosphérique (NOAA) et est disponible en Open Data. Pour la suite du mémoire, il est admis que la mention « projet NOAA » ou « grille NOAA » fait référence au jeu de données présenté ci-après. Ces données sont disponibles au format csv et comporte initialement 49 colonnes soit 49 variables potentiellement intéressantes pour l'étude.

Variables géographiques

Le jeu de données NOAA comporte 11 variables géographiques présentées dans le Tableau [3.1](#).

VARIABLES GÉOGRAPHIQUES	DESCRIPTION
Station, Name	Id, Nom de la station météo
Longitude, Latitude, Elevation	Longitude, Latitude, Hauteur de la station météo
Pays, Cd_Postal, Cd_INSEE, Cd_IRIS	Pays, Code postal, INSEE, IRIS de la station météo
Nom_Commune, Nom_IRIS	Nom de la commune, de l'IRIS

TABLE 3.1 : Variables géographiques du jeu de données NOAA

Parmi cette liste, les variables **Longitude** et **Latitude** sont primordiales à conserver puisqu'elles permettent de localiser les stations météorologiques. Contrairement au jeu de données NCAR, les relevés de vent sont effectués à une hauteur variable au-dessus du sol : cette information est contenue dans la variable **Elevation** et est importante à conserver pour l'application de la méthode de Davenport et Harris. Enfin la variable **Cd_IRIS** est retenue, elle permet de lisser les données à l'échelle des IRIS.

Les 17 points retenus issus de la grille NOAA sont représentés en Figure 3.4 : seuls les points localisés en Normandie ou situés au maximum à 70 kilomètres de la région ont été sélectionnés. Au total, les points retenus pour effectuer le lissage sont au nombre de 21. **Ces points sont appelés “stations météorologiques”.**

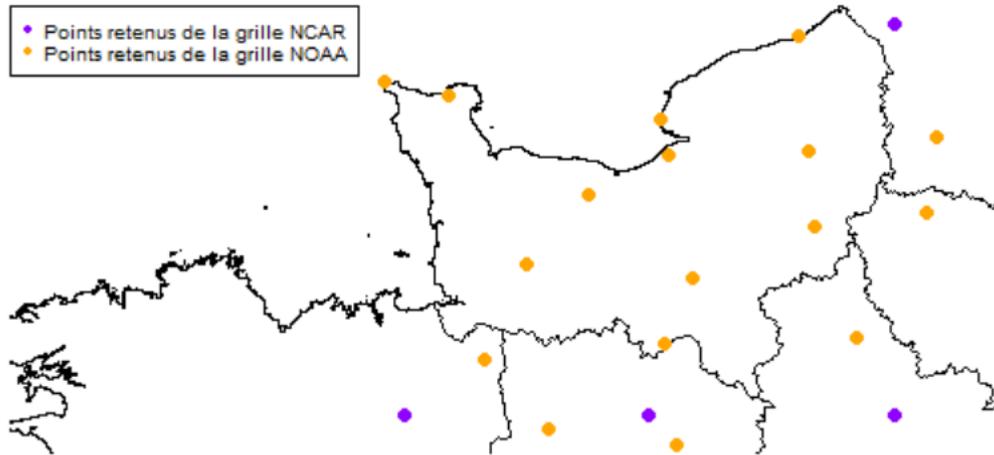


FIGURE 3.4 : Points des grilles NCAR et NOAA retenus pour le lissage géospatial

Variables temporelles

La période d’observation des données s’étend du 1er janvier 1991 au 31 décembre 2020, soit une profondeur d’historique de 30 ans. Les données sont relevées de manière journalière et les informations temporelles sont contenues dans la variable `date`. Pour plus de lisibilité, la variable `date` a été séparée en trois variables : `année`, `mois`, `jour`.

Variable météorologique

Le jeu de données NOAA contient un grand nombre de variables et indicateurs météorologiques (température, pluie, pression, grêle...). La variable météorologique d’intérêt pour l’étude est la variable `WDSP` contenant les relevés journaliers de la vitesse du vent sur les 30 années d’historique. La vitesse du vent étant initialement exprimée en noeud, un retraitement a été effectué afin qu’elle soit exprimée en mètre par seconde. Après étude sur la présence de potentielles données aberrantes, il a été jugé préférable de ne pas supprimer de relevés.

Approximations inhérentes aux données

Les relevés issus du projet NOAA ne sont disponibles qu’une fois par jour donc les données NCAR sont moyennées à la journée afin de disposer des mêmes fréquences de relevés sur toutes les stations météorologiques. Ce manque de précision sur les relevés intra-journaliers pourraient conduire à d’importantes approximations. En outre, il n’est pas évident que la grille construite soit suffisamment fine pour pouvoir reproduire le caractère parfois très fluctuant du vent.

La méthode de Davenport et Harris nécessite de choisir le paramètre α correspondant au mieux à la nature du terrain environnant la station météo. Il est alors nécessaire de déterminer le meilleur α pour chaque station météorologique. Pour cela, l'environnement de chaque station météorologique est observé via l'outil *Google Maps* développé par GOOGLE (2005) afin de déterminer les paramètres α : il est cependant clair que ces valeurs sont sujettes à plus d'approximations que pour le site de Fécamp, situé en pleine mer ($\alpha = 0,13$). Le paramètre α choisi pour chaque station météorologique est présenté dans le tableau situé en Annexe C.1.2.

3.2 Application du lissage à l'échelle de la Normandie

Cette section est destinée à illustrer la mise en place du produit d'assurance à l'échelle de la Normandie. Les cartes présentées sont générées avec la package *rgdal*.

3.2.1 Marche à suivre pour l'obtention des indices de production lissés

Pour rappel, l'indice de production est construit sur la base des relevés de la vitesse du vent sur une année civile : du 1er janvier au 31 décembre. L'objectif est ici de construire l'indice de production pour chaque IRIS de Normandie. La méthode suivie pour obtenir l'indice de production pour chaque année d'historique est décrite ci-dessous.

1. Travail préalable :

- a) calculer la matrice de distance ;
- b) déterminer pour chaque station météorologique le meilleur paramètre α à utiliser pour la méthode de Davenport et Harris ;
- c) récolter les vitesses du vent sur l'année civile considérée pour chaque station météorologique.

2. À effectuer à la souscription du contrat :

- a) obtenir le modèle d'éolienne installée dans le parc éolien ;
- b) obtenir la hauteur au-dessus du sol du moyeu des éoliennes ainsi que l'IRIS où se situe le parc éolien.

3. À effectuer pour chaque jour de l'année :

- a) transposer les vitesses de vent à l'emplacement des stations météorologiques à la hauteur obtenue à l'étape 2.b) avec la méthode de Davenport et Harris ;
- b) procéder au lissage géospatial à l'aide de la matrice de distance obtenue à l'étape 1.a) et d'une fonction de poids à déterminer (le choix de la fonction de poids est discuté dans la Section 3.2.3) ;
- c) faire passer la vitesse du vent obtenue au niveau de l'IRIS du parc éolien via la courbe de puissance du modèle obtenue à l'étape 2.a) ;
- d) ramener les résultats obtenus en mégawattheure par mégawatt d'installation.

L'indice est ainsi construit jour après jour, puis ensuite agrégé sur une année civile. Une fois calculés sur tout l'historique à disposition (30 ans), les indices annuels ne sont pas détrendés : il est supposé qu'ils n'admettent pas de tendance, comme pour le site de Fécamp. La prime par IRIS est ensuite calculée en fonction du seuil voulu et du prix de revente réglementé P sur la base de la Formule 2.22.

3.2.2 Zoom sur le calcul de la matrice de distance

La méthode de lissage géospatial permet d'obtenir une valeur de la vitesse du vent en n'importe quel IRIS de la Normandie. Pour cela, il suffit de connaître pour chaque IRIS sa distance avec les stations météorologiques (pour lesquelles les vitesses du vent sont connues). Cette distance est appelée distance géodésique : c'est la distance minimale entre deux points sur une sphère¹.

Soit lon_a et lat_a (respectivement lon_b et lat_b) la longitude et la latitude du centroïde de l'IRIS a (respectivement de l'IRIS b). La distance géodésique d_{ab} (exprimée en kilomètres) entre ces deux points s'obtient à l'aide de la relation fondamentale de trigonométrie sphérique

$$d_{ab} = R \times \arccos(\sin(lat_a) \times \sin(lat_b) + \cos(lat_a) \times \cos(lat_b) \times \cos(\Delta_{lon})), \quad (3.2)$$

où $\Delta_{lon} = lon_a - lon_b$ et où R est le rayon de la Terre soit 6378 kilomètres. Les notations sont résumées en Figure 3.5.

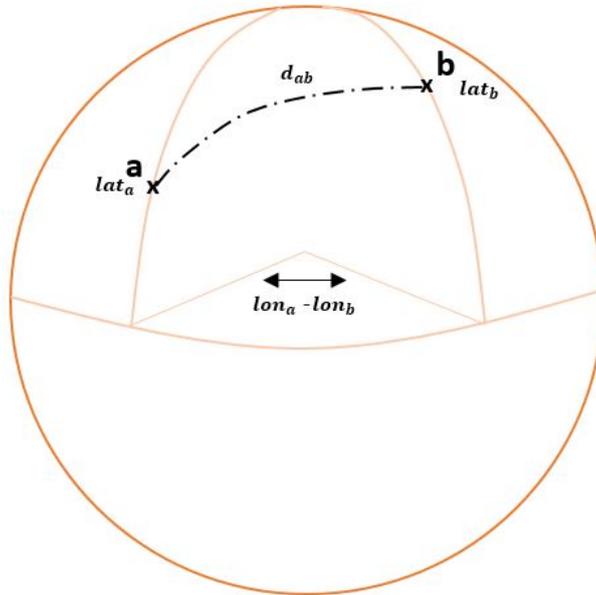


FIGURE 3.5 : Notations utilisées pour le calcul de la distance géodésique

Le rayon minimal pour lequel chaque IRIS contient au moins une station météo dans ce rayon est de 66 kilomètres. Il est donc nécessaire de veiller à prendre un rayon D supérieur ou égal à 66 kilomètres pour l'éventuelle utilisation de la fonction biweight.

3.2.3 Discussions sur la pondération à utiliser

Exclusions de garanties et hypothèses prises pour la construction du produit

Afin de simplifier la présentation, le produit construit ne propose que deux seuils de couverture : le seuil médian et le seuil premier quartile. En pratique, il est imaginable que le seuil soit ajustable en fonction de la stratégie de rétention du risque de l'assuré.

¹La Terre est ici supposée être une sphère.

Comme vu dans le chapitre 2, la construction de l'indice nécessite la connaissance de la courbe de puissance de l'éolienne utilisée pour le parc considéré, il serait donc nécessaire de détenir l'ensemble des courbes de puissance des éoliennes susceptibles d'être installées sur le territoire normand. Par souci de simplification, est exclu des garanties tout sinistre constaté sur un parc éolien n'étant pas équipé d'un des deux modèles d'éolienne suivants : Enercon 70 et Siemens type SWT-6.0-154. Les courbes de puissances étant généralement publiques, généraliser ce produit à un plus grand nombre de modèles ne pose a priori pas de problème particulier. Afin d'alléger le corps du mémoire, les résultats obtenus pour le modèle d'éolienne Siemens type SWT-6.0-154 sont présentés en Annexe [C.3](#).

Ensuite, le moyeu de chacune des éoliennes en portefeuille est supposé être à 85 mètres au-dessus du sol. Enfin le prix de revente réglementé P peut être propre à chaque parc éolien, il est donc nécessaire de demander ce paramètre au client à la souscription du contrat. Dans la suite de cette section, le prix de 135,2 € par mégawattheure est retenu pour illustrer les résultats.

Les lissages obtenus pour la pondération inverse de la distance, inverse de la distance au carré, et biweight (avec $D = 70$ km) sont présentés respectivement en Figure [3.6](#), [3.7](#) et [3.8](#). Une comparaison se basant sur des critères quantitatifs et qualitatifs est ensuite effectuée afin de déterminer quelle pondération permet d'obtenir le lissage le plus cohérent avec le potentiel éolien de la Normandie.

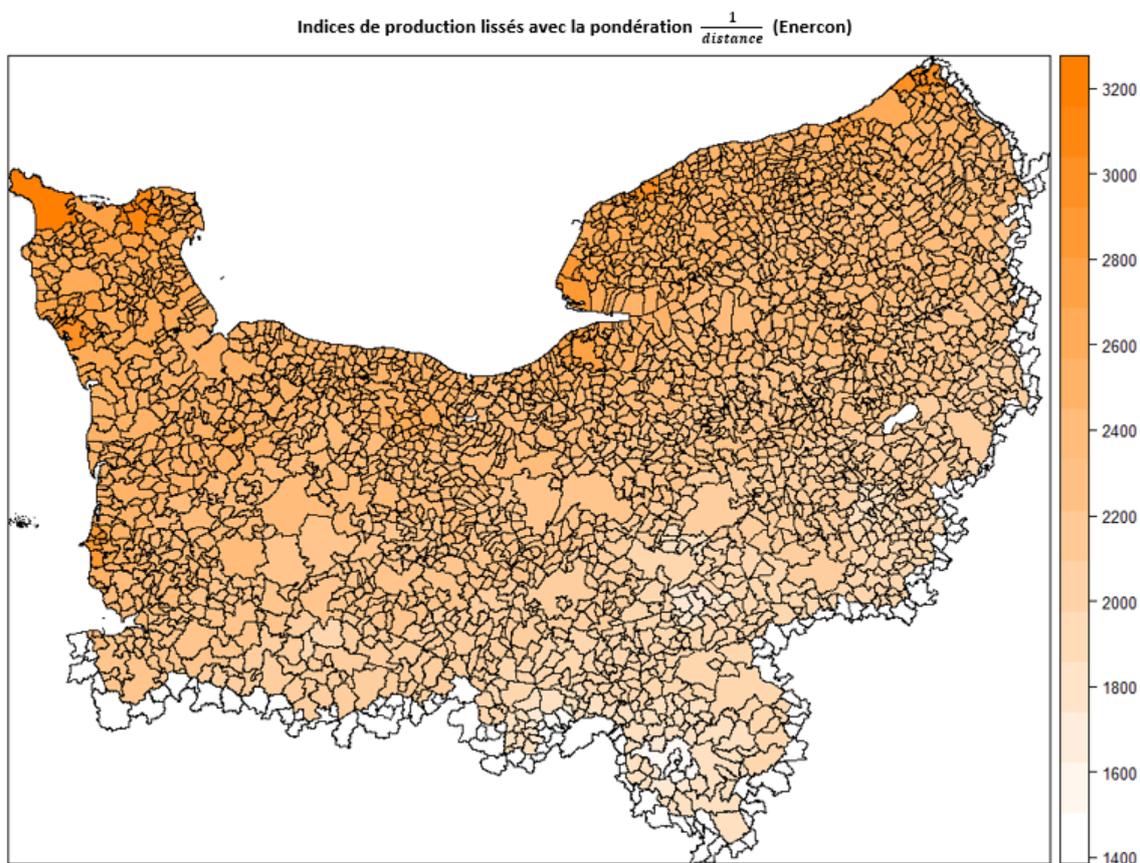


FIGURE 3.6 : Indices de production lissés avec la pondération $\frac{1}{distance}$, éoliennes Enercon 70 (en 2020)

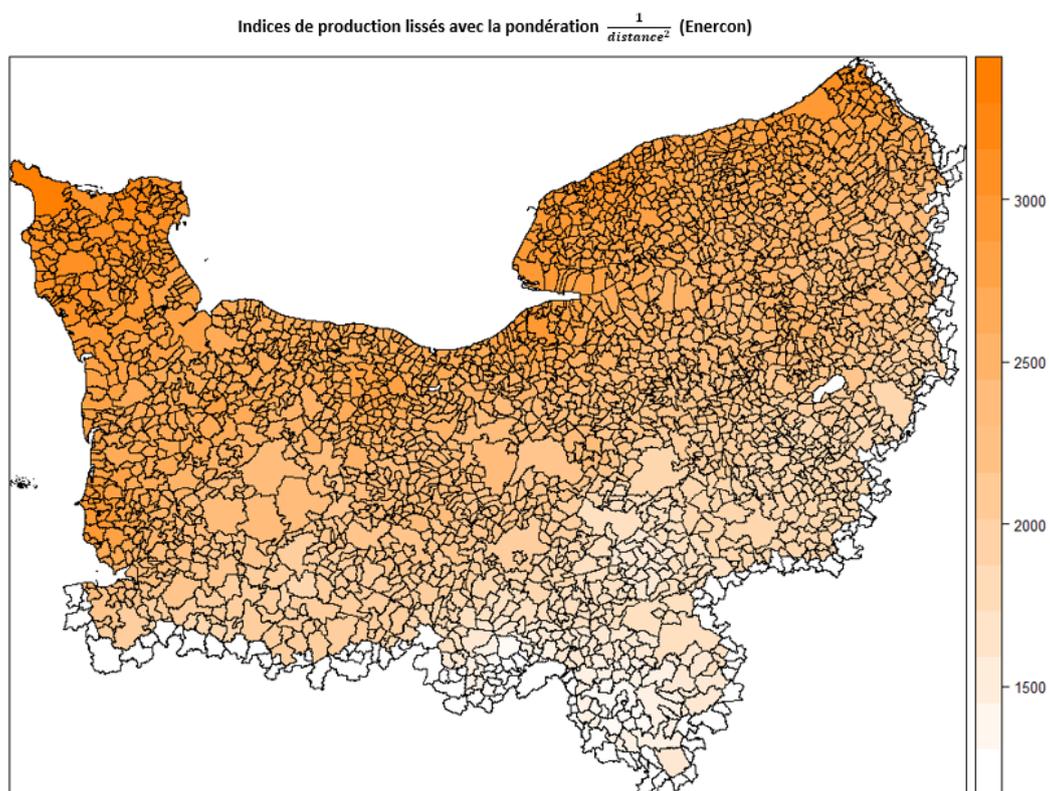


FIGURE 3.7 : Indices de production lissés avec la pondération $\frac{1}{distance^2}$, éoliennes Enercon 70 (en 2020)

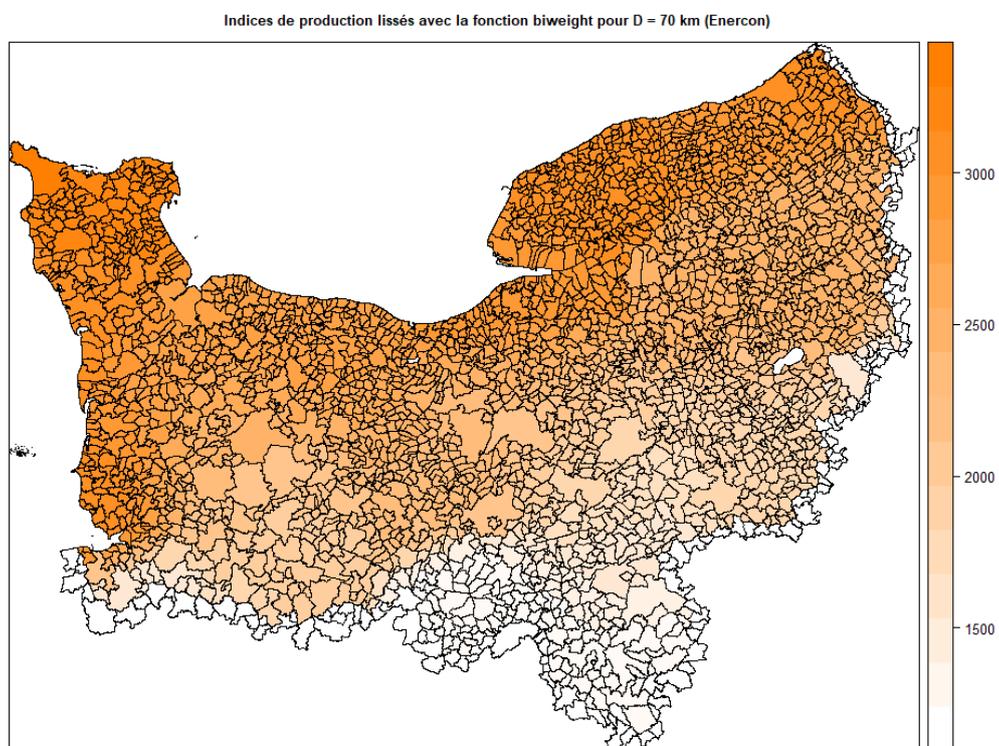


FIGURE 3.8 : Indices de production lissés avec la fonction de biweight, éoliennes Enercon 70 (en 2020)

Critères de comparaison qualitatifs

De prime abord, il semble logique de s'attendre à ce que le lissage donne des indices de production maximum pour des zones côtières (là où le vent est le plus fort et le plus régulier). De ce point de vue, le lissage effectué avec la fonction biweight paraît le plus réaliste : les zones proches de la côte possèdent d'importants indices de production (supérieurs à 3000) et les différences avec les territoires situés plus à l'intérieur des terres sont importantes (il paraît cohérent d'admettre que le vent souffle moins fort et de manière moins régulière à l'intérieur des terres). Les indices obtenus via une pondération inverse de la distance sont beaucoup moins importants pour les zones côtières (souvent entre 2400 et 2700 pour la pondération $\frac{1}{distance}$, et entre 2700 et 3000 pour la pondération $\frac{1}{distance^2}$), et les différences sont moins marquées avec les zones à l'intérieur des terres. Bien que peu précise, cette distinction de potentiel éolien entre les zones côtières et l'intérieur des terres en Normandie a été soulignée par l'Agence de l'Environnement et De la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) avec la carte se trouvant en Annexe [C.2](#).

Critères de comparaison quantitatifs

Afin de choisir la pondération la plus adaptée de manière objective et rigoureuse, la production moyenne estimée sur la base des indices lissés est comparée avec la production moyenne réellement observée pour deux parcs éoliens (les parcs de Manneville et de Saint-Jacques-de-Néhou). Une brève présentation de ces deux parcs est proposée ci-dessous. Aussi, le lecteur peut retrouver leur localisation en Figure [3.9](#).

Parc éolien de Manneville Le parc éolien de Manneville se situe en Seine Maritime. Le modèle d'éolienne utilisé est l'Enercon 70 et la puissance totale du parc s'élève à 13,8 MW. Le moyeu des éoliennes est situé à 85 mètres au-dessus du sol. La production annuelle moyenne est de 34 GWh d'après la page internet de WIKI ÉOLIENNE ([2017](#)).

Parc éolien de Saint-Jacques-de-Néhou Le parc éolien de Saint-Jacques-de-Néhou se situe dans la Manche. Le modèle d'éolienne utilisé est l'Enercon 70 et la puissance totale du parc s'élève à 10 MW. Le moyeu des éoliennes est situé à 85 mètres au-dessus du sol. La production annuelle moyenne est de 23 GWh d'après la page internet de OSTWIND ([2009](#)).

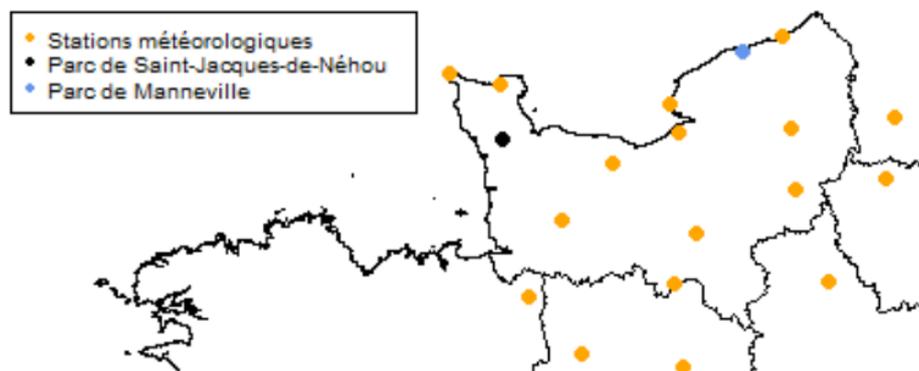


FIGURE 3.9 : Localisation des parcs éoliens de Manneville et de Saint-Jacques-de-Néhou

Les productions moyennes associées aux indices lissés (pour une pondération inverse à la distance, inverse au carré de la distance, et biweight) sont comparées aux production moyennes réellement constatées sur ces deux sites dans le Tableau 3.2. Pour rappel, les productions estimées devraient être légèrement supérieures aux productions réellement constatées car les estimations ne prennent pas en compte les baisses de production dues à l'arrêt d'éoliennes pour cause de maintenance (panne de l'aérogénérateur ou casse d'une pale).

	Production réelle	Lissage inverse	Lissage inverse au carré	Lissage biweight
Parc de Manneville	34 GWh	30 GWh	37 GWh	40 GWh
Parc de Saint-Jacques-de-Néhou	23 GWh	21 GWh	24 GWh	28 GWh

TABLE 3.2 : Productions estimées et productions réelles

Seules les pondération biweight et inverse de la distance au carré permettent de surestimer légèrement la production pour les deux parcs. En particulier, comme il était attendu, la pondération inverse à la distance sous-estime grandement la production pour ces parcs situés non loin des côtes. Les relatives bonnes estimations obtenues dans l'ensemble paraissent cependant quelque peu surprenantes au vu de la fréquence des relevés à disposition (un relevé toutes les 24 heures). Pour la suite du mémoire, la pondération biweight est la pondération retenue : les disparités entre les côtes et l'intérieur des terres ainsi que l'ordre de grandeur des surestimations de production des deux parcs étudiés semblent les plus cohérents.

L'étude du rayon D optimal à considérer est complexe à réaliser. Elle peut s'effectuer avec plusieurs algorithmes, ceux-ci pouvant donner des résultats variables et parfois très éloignés les uns des autres. De manière générale il est souhaitable que l'utilisateur choisisse ce rayon de lissage en fonction de son expérience et de son expertise sur la problématique. Le rayon $D = 70$ km est alors conservé, d'autant que celui-ci ne semble avoir que peu d'influence sur les résultats obtenus comme l'illustrent les indices lissés pour différentes valeurs du rayon D présentés en Annexe C.4.

Remarque 3.2 *D'autres méthodes auraient pu être utilisées pour challenger le lissage des indices proposés dans ce mémoire, comme par exemple le krigeage. Cette méthode se base sur l'obtention d'un poids par une combinaison linéaire sans biais et à variance minimale pour chaque commune voisine. Cependant la méthode d'obtention du lissage est moins explicite via la krigeage et il a été jugé préférable de ne pas retenir cette méthode, toujours dans un souci de compréhension du produit final par les clients.*

Remarque 3.3 *Les cartes des indices lissés à l'échelle de la Normandie présentent quelques anomalies. En effet, comme illustré en Figure 3.10, certaines zones côtières possèdent des IRIS avec de très faibles indices de production (représentés en blanc). Après vérification, aucun IRIS correspondant à cette localisation n'est affecté d'un indice de production lissé aussi faible. Aussi, chaque IRIS normand du package rgdal a bien une correspondance avec un et un seul IRIS de la table INSEE restreinte à la Normandie, et réciproquement (il n'y a donc pas eu d'oubli, excluant l'hypothèse selon laquelle les IRIS représentés en blanc seraient des IRIS sans indice de production affecté). En remarquant que ces IRIS incohérents sont tous frontaliers, ils sont considérés comme ne faisant pas partie de la région et donc que la Normandie n'est pas parfaitement détournée dans le package rgdal.*

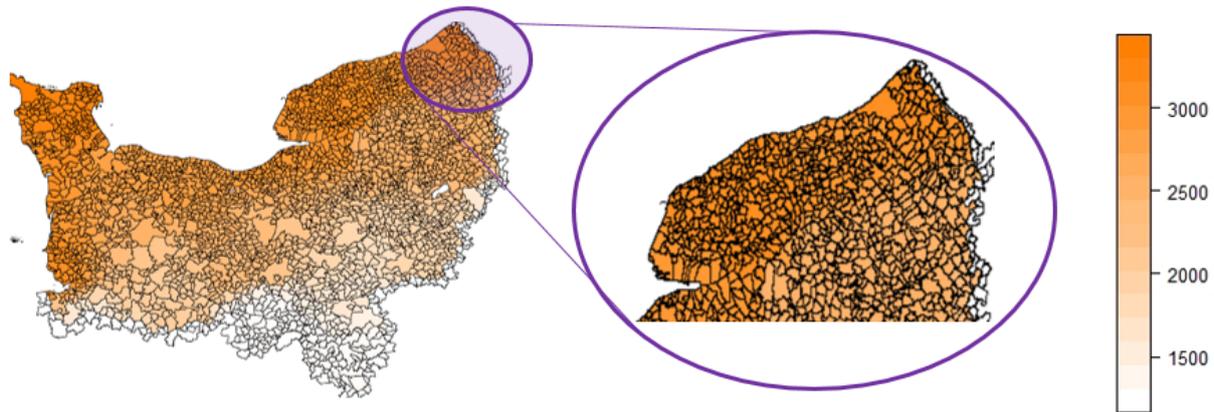


FIGURE 3.10 : Zoom sur des indices lissés incohérents

3.3 Tarification et étude de rentabilité

Tarification

Comme évoqué précédemment, les tarifs sont obtenus pour les deux modèles d'éoliennes : Enercon 70 et Siemens type SWT-6.0-154. Aussi, seuls le seuil premier quartile et le seuil médian sont considérés pour la tarification. Les primes pures sont obtenues par une approche historique basée sur les 30 années à disposition (de 1991 à 2020) : pour chaque année, l'indemnisation qui aurait été versée à l'assuré si la couverture était en place est calculée, puis la somme de ces montants est moyennée sur 30 ans. Les primes sont ensuite ajustées par le principe de la prime pure en prenant un chargement de sécurité $\lambda = 10\%$.

À titre d'exemple, les primes ajustées obtenues pour l'IRIS 504860000 (l'IRIS du parc éolien de Saint-Jacques-de-Néhou) sont présentées dans le Tableau 3.3. Pour rappel, les primes sont calculées pour 1 MW d'installation.

	ENERCON 70	SIEMENS SWT-6.0-154
Prime seuil d'intervention premier quartile (en €)	5 100	5 000
Prime seuil d'intervention médian (en €)	22 000	21 000

TABLE 3.3 : Primes ajustées obtenues pour l'IRIS 504860000 (par mégawatt installation)

Étude de rentabilité

Avant d'évaluer la rentabilité de ce portefeuille fictif, il est nécessaire de poser quelques hypothèses.

À ce jour, la Normandie compte 859 MW d'installation pour un ensemble de 119 sites (soit une puissance moyenne par site d'un peu plus de 7 MW d'installation) d'après OBSERV'ER (2021). Afin d'anticiper le fort développement de l'éolien en France et plus précisément en Normandie, le portefeuille hypothétique considéré est composé de 330 parcs éoliens normands. Pour ce faire, le postulat est que 10% des IRIS de Normandie possèdent un et un seul parc éolien sur leurs terres (soit 330 sites) d'une

puissance de 7 MW d'installation. Pour chacun des 5 départements composant la Normandie, 66 IRIS sont tirés aléatoirement afin de déterminer l'emplacement des parcs éoliens en portefeuille. La puissance totale du parc normand considéré se porte à 2310 MW d'installation, non loin de l'objectif des 2400 MW d'installation à l'horizon 2023 en région normande.

Enfin, les résultats sont présentés selon deux hypothèses. La première hypothèse est l'hypothèse dite "Enercon" : tous les parcs éoliens en portefeuille sont équipés d'éoliennes Enercon 70 avec un moyeu situé à 85 mètres au-dessus du sol. La seconde hypothèse est l'hypothèse dite "Siemens" : tous les parcs éoliens en portefeuille sont équipés d'éoliennes Siemens SWT-6.0-15 avec un moyeu situé à 85 mètres au-dessus du sol. Ces hypothèses permettent de présenter les résultats de manière simplifiée, en pratique il n'est pas nécessaire qu'elles soient vérifiées.

Afin d'obtenir des indicateurs économiques et de rentabilité du potentiel portefeuille de parcs éoliens sur la région normande, il convient de calculer le ratio entre les sinistres observés et les primes ajustées reçues. Dans un souci d'éviter tout surapprentissage, pour chaque année entre 2016 et 2020, le niveau de prime pure exigé est établie sur la base des 25 années précédentes (par exemple en considérant l'année 2016 la tarification se fait sur la base des années 1991 à 2015), et les sinistres sont constatés sur les 5 dernières années d'historiques (de 2016 à 2020).

Les ratios sinistres sur primes obtenus par département pour le seuil premier quartile sont présentés en Figure 3.11. Les résultats sont satisfaisants puisque le produit construit est rentable à l'échelle de la Normandie (ratio global de 95% pour l'hypothèse Enercon et l'hypothèse Siemens) ainsi qu'à l'échelle des départements. Cependant, de fortes disparités entre les départements existent : en prenant l'hypothèse Enercon par exemple, le Calvados présente le meilleur ratio de la région (90%) alors que la Manche présente le ratio le plus dégradé (99%). Il est à noter que le modèle d'éolienne semble peu influencer sur la rentabilité finale du produit.

La situation pour le seuil médian est plus dégradée que pour le seuil premier quartile comme en atteste la Figure 3.12 présentée ci-après : le ratio global est de 99% pour les deux modèles d'éoliennes, et deux départements ne sont pas rentables pour l'assureur (la Manche et l'Eure). Cette dégradation de rentabilité en passant au seuil médian laisse penser que le produit n'est pas généralisable à l'ensemble des seuils imaginables. Là encore le modèle d'éolienne n'a que peu d'influence sur les résultats.

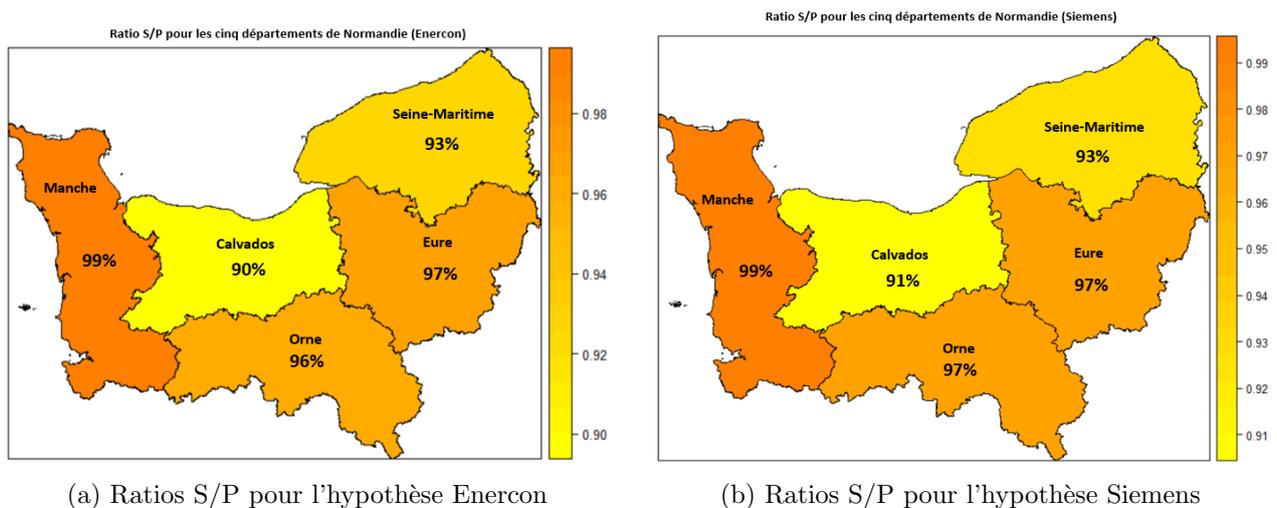


FIGURE 3.11 : Ratios S/P pour les cinq départements de Normandie (seuil premier quartile)

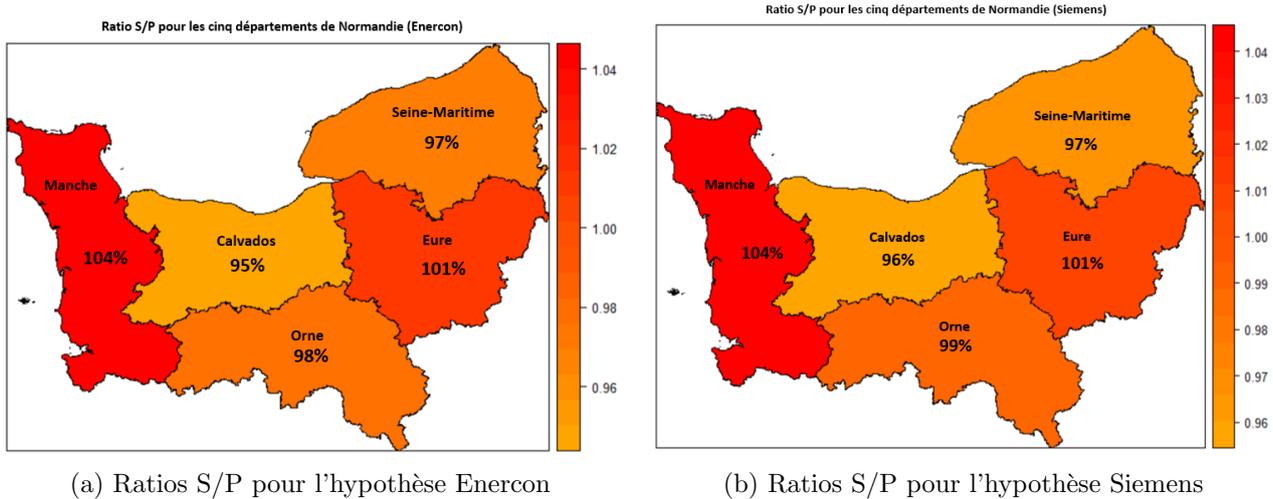


FIGURE 3.12 : Ratios S/P pour les cinq départements de Normandie (seuil médian)

Bilan du chapitre

L'étude de rentabilité effectuée est satisfaisante : les ratios à l'échelle de la région sont inférieurs à 1 pour les deux seuils considérés. Cependant, une première limite à la rentabilité de ce produit semble être le choix du seuil : le passage d'un seuil premier quartile au seuil médian a assez fortement dégradé la rentabilité ce qui laisse apparaître une faiblesse dans les modélisations utilisées. Ainsi, en l'état, il paraîtrait peu réalisable de généraliser ce produit à l'ensemble des seuils possibles. Une seconde limite est soulignée par les forts écarts de rentabilité entre départements. Cela peut être problématique car l'hypothèse faite dans le cadre de cette étude est celle d'une répartition égale des parcs éoliens entre les départements. Si, en réalité, les parcs éoliens étaient localisés de manière plus importante dans le département de la Manche, cela viendrait inéluctablement dégrader la rentabilité globale du produit jusqu'à éventuellement faire passer le ratio global au-dessus de 1. Il serait intéressant de disposer de relevés de vents avec une profondeur d'historique plus importante (pour rappel la profondeur d'historique pour le lissage est de 30 ans) afin de perfectionner la tarification.

Ensuite, le risque de base spatial interroge : les productions estimées associées aux indices de production lissés pour les parcs de Manneville et de Saint-Jacques-de-Néhou sont proches des productions réelles, mais réaliser ce test pour seulement 2 IRIS en zone côtière n'est pas représentatif de l'ensemble des 3300 IRIS normands. Ainsi, le risque de base spatial pourrait demeurer important, les sinistres réellement observés pouvant être d'un montant sensiblement supérieur ou inférieur aux sinistres obtenus par la méthode de lissage géospatial. Cette dernière remarque interroge d'autant que les valeurs des coefficients α n'ont pas été déterminées précisément et que la grille construite a de fortes chances de ne pas être encore assez dense pour permettre d'obtenir des indices de production cohérents en tout point de Normandie.

Une amélioration serait de pouvoir utiliser des données payantes météorologiques de Météo France qui dispose de 554 stations en métropole et 67 en Outre-Mer. Ce réseau de stations météorologiques, appelé réseau Radome, est présenté ci-après en Figure 3.13. Ce réseau compte 27 stations météorologiques en Normandie et approximativement une quinzaine de stations à moins de 70 kilomètres de la région créant ainsi un maillage de meilleure qualité.

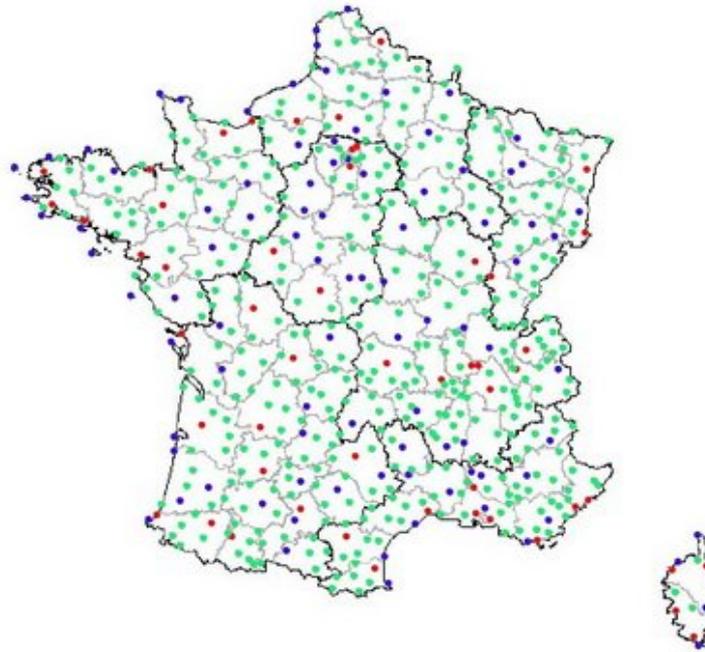


FIGURE 3.13 : Réseau Radome en Corse et France métropolitaine

En outre, il est possible que la tarification ne soit pas prudente. En effet, aucune analyse de tendance n'a été effectuée (étudier au cas par cas chaque IRIS ne paraît pas faisable). Ce choix est motivé par l'absence de tendance croissante sur le site de Fécamp. Cependant, généraliser ceci à l'ensemble des sites d'une région ne se fait pas sans certaines approximations, notamment car les sites étudiés se situent dans les terres (contrairement au parc de Fécamp qui est un parc offshore). Il est alors imaginable que l'évolution de l'environnement au fil des années (construction d'habitation, forêt rasée ...) augmente les chances de constater la présence d'une tendance dans les données.

Enfin l'étude du produit à l'échelle de la Normandie a permis de mettre en lumière que le modèle d'éolienne n'influe que très peu sur la rentabilité du produit.

Chapitre 4

Création d'une captive : une solution à envisager

Ce chapitre porte sur la mise en place d'une solution innovante combinant la couverture paramétrique décrite au chapitre 2 et l'utilisation d'une captive pour le site de Fécamp. L'étude préalable aboutissant à la mise en place d'une captive est complexe et pourrait aisément faire l'objet d'un mémoire à elle toute seule. De ce fait, le présent chapitre doit être considéré comme un chapitre d'ouverture et de réflexion qu'il serait souhaitable de développer plus en détails.

L'étude de la mise en place d'une captive pour gérer les risques d'un parc éolien est motivée par l'importante demande autour de cet outil de gestion des risques comme le rapporte CARRÈRE (2021). Dans cet article, Oliver Wild, président de l'Association pour le Management des Risques et des Assurances de l'Entreprise (AMRAE), affirme qu'une cinquantaine de groupes français ont le souhait de créer leur captive. À ce sujet il ajoute que les demandes d'études de faisabilité sont de plus en plus nombreuses, les courtiers Aon et Gras Savoy affirmant avoir vu leur nombre quadrupler l'année passée. En outre, ce fort engouement s'est généralisé à de nouveaux groupes : les demandes sont pour la plupart formulées par des groupes avec un chiffre d'affaires qui oscillent entre 1 et 10 Md€ et qui ne possèdent pas encore de société captive.

Malgré cette tendance marquée, rares sont (et seront, dans un avenir proche) les captives implantées en France. À ce jour, seules neuf d'entre elles sont localisées sur le territoire national, la France n'offrant actuellement que peu d'avantages techniques et opérationnels en comparaison des domiciles captives historiques comme le Luxembourg, l'Irlande ou encore Malte. Le retournement du marché d'assurance en "Hard Market" couplé avec la crise sanitaire et économique traversée a cependant mis en lumière l'importance de ces outils pour gérer la part de risque qui ne peut être transférée au marché de l'assurance. Le gouvernement a d'ailleurs récemment annoncé travailler sur la mise en place d'un environnement attractif comprenant notamment un cadre juridique et fiscal avantageux visant à inciter la création de captive en France.

4.1 Captive : une solution alternative pour gérer des risques variés

Dans le cadre de leur politique de gestion des risques, chaque entreprise est amenée à arbitrer entre la part du risque qu'elle conserve (car les couvertures souhaitées n'existent pas ou à des prix jugés non satisfaisants) et la part à transférer au marché (car le groupe n'a pas la solidité financière pour supporter certains risques ou car les couvertures proposées par le marché sont particulièrement performantes).

Ainsi les entreprises souhaitent sécuriser leur résultat tout en veillant à ce que les couvertures souscrites ne soient pas trop coûteuses. Cependant, certains risques ne sont pas assurables par le marché (ou à des prix prohibitifs) et peuvent venir menacer la santé financière des groupes : en cas de réalisation d'un sinistre important non assuré le résultat de l'entreprise pourrait être fortement impacté. Afin de gérer cette volatilité non transférable au marché, un nombre croissant d'entreprises a recours à la création d'une captive.

4.1.1 Définition d'une captive

La définition la plus courante rejoint la définition légale qui a été donnée pour la première fois par la Directive relative à la réassurance du PARLEMENT EUROPÉEN et CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE (2005). Bien que celle-ci s'applique stricto sensu aux entreprises captives de réassurance, elle peut par extension s'appliquer à toute société captive, qu'il s'agisse d'une captive d'assurance ou d'une captive de réassurance. Une captive peut alors se définir comme « une filiale d'assurance ou de réassurance réglementée, qui assure ou réassure les risques propres du groupe industriel ou de services auquel elle appartient ». Ainsi, une captive est une compagnie d'assurance ou de réassurance (captive d'assurance ou captive de réassurance) créée et possédée par une ou plusieurs compagnies n'appartenant pas au secteur de l'assurance.

Une captive de réassurance, à la différence d'une captive d'assurance, ne peut pas assurer directement les risques propres du groupe. Elle doit faire appel à un assureur qui a le rôle de fronteur et se charge d'émettre les polices. Ensuite la captive réassure le fronteur, souvent pour la totalité du risque : le fronteur est utilisé afin de s'acquitter de la charge administrative et de bénéficier de sa capacité à émettre des polices. La captive de réassurance peut ensuite rétrocéder une partie des risques couverts afin de limiter son exposition. En pratique, les captives de réassurance sont les captives les plus répandues notamment car elles permettent d'avoir un accès direct au marché de la réassurance et à ses avantages. En particulier, un propriétaire de parc éolien est fortement incité à s'orienter vers une captive de réassurance afin de faire valoir, vis-à-vis des institutions de crédit, des couvertures d'assurance placées auprès d'acteurs reconnus du marché. La captive étudiée pour le reste de l'étude est une captive de réassurance. Son fonctionnement est résumé en Figure 4.1 présentée ci-après.

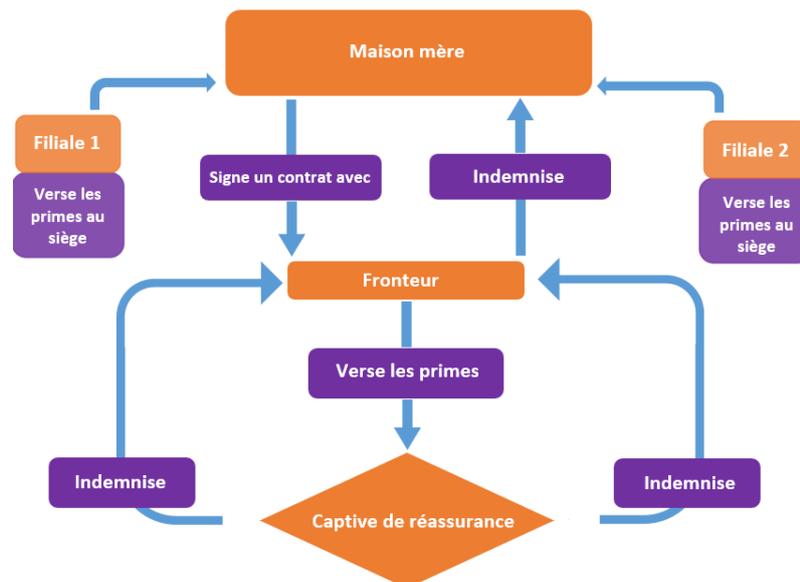


FIGURE 4.1 : Fonctionnement schématique d'une captive de réassurance

4.1.2 Avantages d'une captive

Les captives présentent de nombreux avantages leur permettant de se présenter comme un complément crédible à l'assurance traditionnelle.

Un moyen de s'affranchir du marché

Posséder une captive permet de mettre en place des couvertures adaptées au besoin de l'entreprise et couvrant des risques habituellement non acceptés par le marché ou bien acceptés contre des primes trop élevées (manque de connaissance du risque, du profil de l'assuré...).

La détention d'une captive permet également d'obtenir des meilleurs prix de couverture sur le marché. En effet, au fil des années la captive augmente sa capacité de couverture et est donc en capacité de transférer de moins en moins au marché tout en connaissant de manière précise son profil : ceci constitue un outil de négociation majeur avec le marché. La captive aide également à réagir rapidement en cas de bonds du marché, il est possible de réduire l'impact sur les affaires de ces bonds en faisant varier la part de risque cédée à la captive.

Enfin créer une captive est un moyen d'accéder directement au marché de la réassurance afin de bénéficier de coûts structurels réduits et d'accéder à de nouvelles capacités et acteurs. En particulier, être au contact des réassureurs permet au groupe d'accroître sa connaissance du marché et par conséquent d'être plus rapidement informé sur les tendances et les nouveaux instruments de couverture.

Une trésorerie conservée au fil des années

Une captive permet de constituer des réserves durant les années où la sinistralité est moins importante afin de couvrir un futur pic de sinistralité : contrairement à un contrat d'assurance "classique" les primes versées pour la couverture du risque souscrit restent dans le groupe et l'éventuel surplus de primes vient alors alimenter les réserves via la dotation d'une provision d'égalisation (ou provision pour fluctuation de sinistralité). Ces fonds accumulés peuvent être repris en cas de résultat annuel négatif de la captive les années suivantes.

Des risques mutualisés et une gestion améliorée

Les risques sont mutualisés au sein d'une captive : la mutualisation peut être géographique (la société mère peut avoir des filiales à différents coins du globe) ou inter-activité (permet de souscrire des risques climatiques avec des risques plus classiques comme de la responsabilité civile ou des risques dommages par exemple). Comme évoqué précédemment, cette mutualisation peut également être temporelle (au travers de la dotation d'une provision pour fluctuation de sinistralité).

La création d'une captive perfectionne la remontée d'informations, responsabilise les entités et améliore la prévention. Le groupe accroît la connaissance de ses risques et la prévention est accrue : les couvertures souscrites sont donc plus adaptées et la charge de sinistre est réduite.

Enfin, passer par une captive accélère le processus d'indemnisation grâce à des leviers internes qui permettent débloquer les situations, réduisant ainsi l'irritation clients. Sans captive, le risk-manager du groupe ne possède pas le même champ d'action et n'a pas ce pouvoir d'intervention dans l'administra-

tion de ses prestataires externes. Le constat est d'autant plus vrai dans le cas d'une captive d'assurance car celle-ci permet une maîtrise de tous les circuits, contrairement à la captive de réassurance qui est dépendante du bon fonctionnement de l'ensemble des maillons.

4.1.3 Inconvénients d'une captive

Disposer d'une captive présente plusieurs inconvénients loin d'être négligeables.

Des risques non transférés

Le risque cédé à la captive n'est pas transféré en dehors du groupe. Un pic de sinistralité (en fréquence ou en sévérité) viendrait alors directement menacer le groupe : il est donc essentiel de protéger la captive contre ces événements adverses en ayant une politique de souscription peu risquée ou par de la rétrocession sur le marché de la réassurance.

Une justification du montant des primes nécessaire

Les primes versées à la captive doivent être suffisamment importantes pour couvrir les tranches cédées, sans être démesurées. En effet, les primes se doivent d'être particulièrement bien justifiées : si elles sont trop importantes par rapport au risque couvert, la captive peut être jugée comme un outil d'optimisation fiscale (les primes étant déduites fiscalement puisqu'elles visent à payer des sinistres), entraînant de possibles redressements fiscaux.

Une immobilisation de fonds propres

Comme toute compagnie d'assurance, une captive doit immobiliser un certain montant de fonds propres. Le niveau de capital requis varie selon le domicile envisagé, ce point est développé plus en détails dans la Section [4.2.2](#). En particulier, le minimum réglementaire fixé par la Directive Solvabilité II du PARLEMENT EUROPÉEN et CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE (2014) est fixé à 1,2 M€ pour une captive de réassurance. Immobiliser ces fonds entraîne un coût du capital à prendre en compte lors de la création d'une captive.

Des coûts de création et de gestion

Lors de la création d'une captive, la maison mère doit payer certains frais liés à l'obtention de la licence, les études de faisabilité... À dire d'experts, ces frais sont généralement compris entre 40 000 et 100 000 €. À ces frais s'ajoutent des coûts annuels liés à la gestion de la captive s'élevant usuellement à plusieurs dizaines de milliers d'euros.

Bien qu'ayant des avantages certains, la captive n'est donc pas une réponse à tous les problèmes. Combiner son utilisation avec de l'assurance paramétrique présente alors une solution à envisager.

4.1.4 Description de la stratégie de gestion des risques considérée

Comme évoqué précédemment, une captive ne peut que rarement supporter l'ensemble du risque, le plus souvent elle ne couvre qu'une tranche du risque ou rétrocede les tranches non voulues au marché de la réassurance. La stratégie de gestion des risques qui est alors envisagée dans ce chapitre est résumée en Figure 4.2. Le but est d'étudier si cette stratégie est bénéfique pour le groupe qui la mettrait en place.

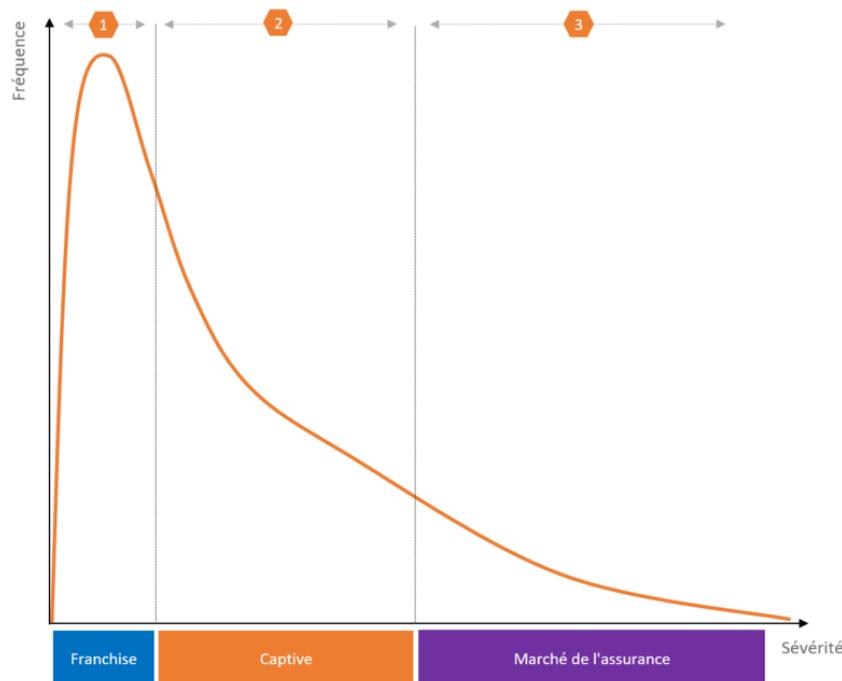


FIGURE 4.2 : Stratégie de gestion des risques

Plus précisément, chaque niveau répond à un besoin précis décrit ci-dessous.

- **Niveau 1** : Responsabiliser les équipes et obvier aux coûts de friction.
- **Niveau 2** : Ajuster le seuil d'intervention du marché de l'assurance afin de négocier des conditions plus avantageuses.
- **Niveau 3** : Transférer les risques pouvant impacter sévèrement le bilan à l'échelle du groupe.

Schématiquement, la captive est utilisée comme un outil de gestion des fréquences et des sévérités intermédiaires : elle intervient au deuxième niveau représenté sur la Figure 4.2. La couverture paramétrique est utilisée comme un outil de transfert des pics de sinistralité et a pour but de se prémunir contre des baisses de production dont l'impact serait significatif pour les propriétaires de parc éolien.

En reprenant l'exemple du fournisseur d'énergie du chapitre 1, l'objectif de la solution combinée proposée est de définir un seuil intermédiaire C au-dessus duquel la captive intervient. Le fonctionnement de la solution étudiée est présenté infra, en Figure 4.3 : entre le seuil A et C le résultat du fournisseur d'énergie est immunisé grâce à l'indemnisation de la captive, entre le seuil B et C l'indemnisation est versée par la couverture paramétrique.

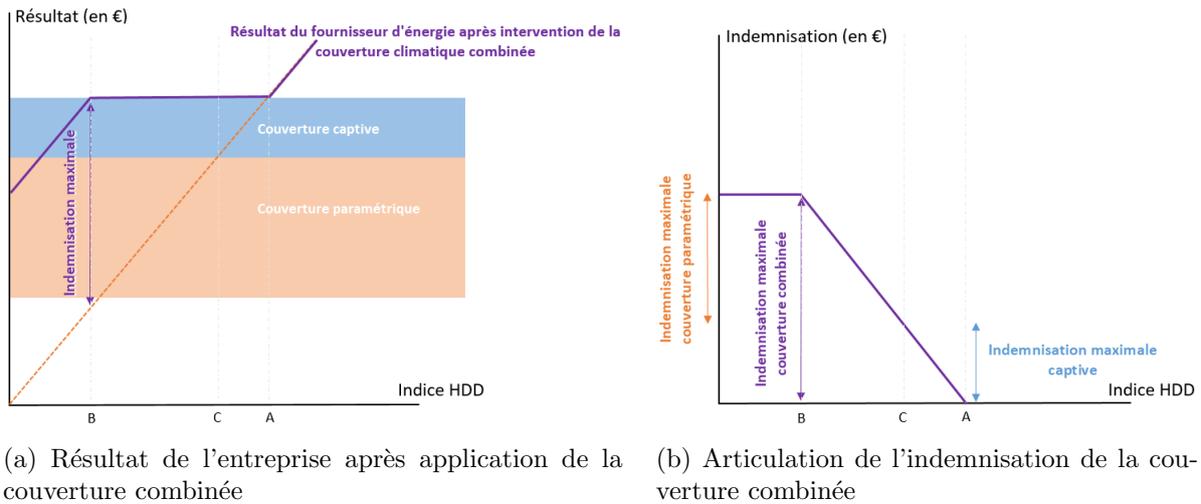


FIGURE 4.3 : Couverture combinée construite sur la base d'un indice HDD

4.2 Hypothèses préalables à l'étude

4.2.1 Domiciliation choisie

Le pays choisi pour domicilier la captive doit répondre à de nombreux critères. Parmi eux se trouve la reconnaissance du pays en tant que domicile captive et notamment la commodité opérationnelle sur place : équipes formées, diversité des langues parlées, infrastructures locales, ainsi que les contraintes réglementaires qui se doivent d'être conciliantes et adaptées au statut de la captive.

Les parcs éoliens étudiés étant français, le choix d'un domicile non européen n'est pas envisagé, les sites européens sont considérés comme assez nombreux et suffisamment avantageux pour s'y restreindre. La France est exclue du périmètre de l'étude car il n'existe pas de spécificités pour les captives : les groupes choisissant d'implanter leur captive en France le font souvent dans un souci d'affirmer leur identité nationale, ce choix révèle dès lors d'une stratégie commerciale du groupe qui n'est pas prise en compte dans le cadre de ce mémoire. Le domicile le plus couramment choisi pour une captive de réassurance filiale d'un groupe français est le Luxembourg : c'est l'emplacement considéré pour la domiciliation de la captive. Le régime prudentiel qui s'applique au Luxembourg est Solvabilité II.

4.2.2 Calcul du Capital de Solvabilité Requis

La présente section vise à fixer le montant de capital à immobiliser pour la captive. Déterminer ce montant nécessite la connaissance de la Directive Solvabilité II du PARLEMENT EUROPÉEN et CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE (2014) : cette directive n'étant pas au cœur du mémoire et de nombreux ouvrages décrivant en détails ses spécificités, seuls les points jugés cruciaux pour l'étude effectuée sont développés ci-après. Le lecteur intéressé par le calcul du capital de solvabilité requis (SCR) sous la Directive Solvabilité II peut notamment se référer au mémoire de CHATAIGNER (2016).

L'approche modulaire du SCR

Le SCR est un indicateur de solvabilité introduit par la Directive Solvabilité II en 2016. Le SCR est, en quelques mots, le montant de fonds propres éligibles dont doit disposer une entreprise d'assurance

(ou, par extension, de réassurance) afin de pouvoir faire face à une ruine économique à horizon 1 an et à un niveau de confiance 99,5%.

Le calcul du SCR s'effectue généralement selon deux approches. La première approche est une approche modulaire, dite "formule standard". Dans cette approche les risques élémentaires auxquels fait face une société d'assurance (ou de réassurance) sont découpés en modules de risques. Les capitaux de solvabilités requis pour chaque module sont calculés pour ensuite être agrégés. La seconde approche, dite "modèle interne", est basée sur l'obtention de la distribution de fonds propres économiques à horizon 1 an. Parmi les méthodes qui adoptent cette approche se trouvent la méthode de simulations dans les simulations et la famille des méthodes proxies (portefeuille répliquant ou Least Square Monte Carlo par exemple).

Dans le cadre de ce mémoire, le SCR est calculé selon l'approche formule standard. Cette approche est la méthode utilisée en pratique car elle a pour avantage sa facilité d'application et respecte le principe de proportionnalité introduit par la Directive : les entreprises calculant leur SCR doivent adopter des méthodes adaptées au regard de l'ampleur et de la complexité des risques qu'elles gèrent. Précisément le calcul du SCR selon l'approche formule standard s'effectue en appliquant la formule suivante

$$SCR = BSCR + SCR_{op} - Adj,$$

où BSCR est l'agrégation des SCR des six modules présentés en Figure 4.4, SCR_{op} est le SCR pour le risque opérationnel et Adj est un ajustement lié à la capacité d'absorption des provisions et des impôts différés.

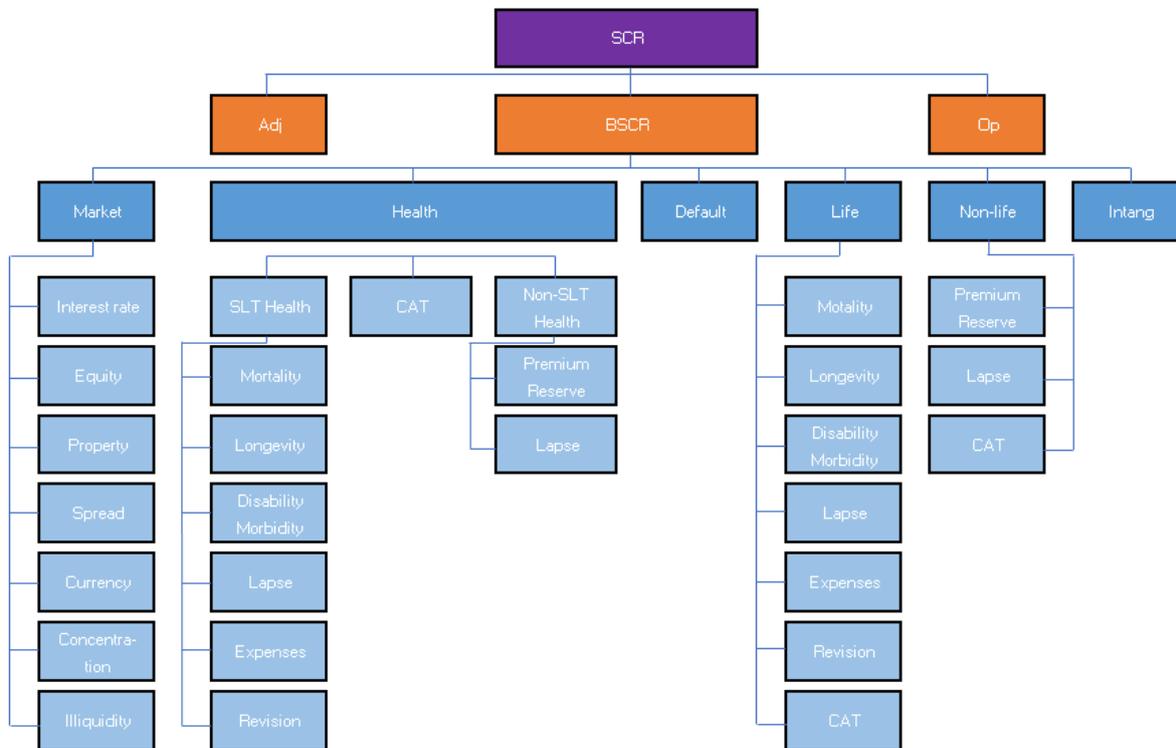


FIGURE 4.4 : Approche modulaire du SCR

Comme évoqué, le BSCR est une agrégation de six modules (agrégation inter-modulaire) eux-mêmes obtenus en agrégeant des sous-modules (agrégation intra-modulaire). Chaque agrégation s'effectue à l'aide d'une matrice communiquée dans le cadre de la Directive Solvabilité II afin de tenir compte des éventuelles corrélations qui peuvent exister entre les différents risques. Cette étape introduit un phénomène de diversification car l'agrégat des charges en capital relatives à chaque module est inférieur à la somme de ces charges en capital, cette différence s'expliquant par la prise en compte des corrélations entre chaque risque.

Formellement, l'agrégation intra-modulaire des capitaux pour chaque module m (vie, non-vie, marché...) s'effectue comme suit

$$\text{SCR}_m = \sqrt{\sum_{i,j} \rho_{i,j}^m C_i^m C_j^m},$$

où SCR_m est le SCR associé au seul module m , C_i^m est le capital économique associé au sous-module i du module m et $\rho_{i,j}^m$ est la corrélation entre les sous-modules i et j du module m .

Ensuite, l'agrégation inter-modulaire (permettant d'obtenir le BSCR) s'effectue de la manière suivante

$$\text{BSCR} = \sqrt{\sum_{i,j} \kappa_{i,j} \text{SCR}_i \text{SCR}_j}, \quad (4.1)$$

où $\kappa_{i,j}$ est la corrélation entre les modules i et j .

Dans le cadre de ce mémoire, il est supposé que **seul le module de risque de souscription non-vie impacte le SCR de la captive**. Cette hypothèse est simplificatrice. Pour aller dans ce sens, les actifs détenus par la captive sont supposés essentiellement être des obligations d'Etat et les éventuels dépôts sont effectués dans des banques notées AA. Ceci contribue à rendre le SCR marché et le SCR de défaut peu importants. Les SCR vie et santé sont quant à eux nuls de manière certaine au regard des risques gérés. Le SCR opérationnel et l'ajustement sont négligés.

Zoom sur le SCR non-vie

Le module non-vie est composé de trois sous modules : primes et réserves, catastrophe, cessation.

Sous-module primes et réserves D'après l'article R352-6 du Code des assurances, le risque de réserve est « le risque que les réserves ne suffisent pas à payer les sinistres relatifs à l'exposition passée ». La situation ici est celle d'un développement court des sinistres (spécificité de l'assurance paramétrique), par conséquent il n'y a pas de provisions pour sinistre. Aussi, il n'y a pas de provisions pour primes non acquises car l'exercice d'assurance coïncide avec l'exercice comptable, donc les primes émises et acquises sont égales. Toujours d'après le même article, le risque de primes est « le risque de perte, ou de changement défavorable de la valeur des engagements d'assurance, résultant de fluctuations affectant la date de survenance, la fréquence et la gravité des événements assurés ».

Sous-module catastrophe D'après l'article R352-6 du Code des assurances, le risque Catastrophe résulte de « l'incertitude importante, liée aux événements extrêmes ou exceptionnels, qui pèse sur les hypothèses retenues en matière de prix et de provisionnement. »

Sous-module cessation D'après l'article R352-6 du Code des assurances, le risque de cessation est le « risque de perte, ou de changement défavorable de la valeur des engagements d'assurance, résultant de fluctuations affectant le niveau ou la volatilité des taux de cessation, d'échéance, de renouvellement et de rachat des polices ». Il est nul dans cette étude car il est supposé que le portefeuille de risque ne peut pas être racheté. Cette hypothèse est réaliste car les contrats souscrits au sein d'une captive proviennent d'entités au sein du même groupe, cette remarque étant corroborée par les dires de l'EUROPEAN INSURANCE AND OCCUPATIONAL PENSIONS AUTHORITY (2017) : « Lapse risk appears inappropriate for captive (re)insurers where the customer is the parent, the company's raison d'être is to provide the (re)insurance for the parent group. »

Les corrélations entre les sous-modules décrits ci-dessus sont données dans le Tableau 4.1

	Prime et réserve	Catastrophe	Cessation
Prime et réserve	1	0,25	0
Catastrophe	0,25	1	0
Cessation	0	0	1

TABLE 4.1 : Matrice des corrélations au sein du module non-vie

Dans le cadre de cette étude, la captive est amenée à couvrir les baisses de production comprises entre le premier décile et la médiane de l'indice historique. Cette couverture est souscrite contre près de 8,5 M€ de primes, affectées à la branche perte pécuniaire. L'application de la formule standard donne un SCR s'élevant à 5,3 M€, comme précisé dans le Tableau 4.2.

Capital économique prime et réserve	3,3 M€
Capital économique catastrophe	3,4 M€
SCR_{non-vie}	5,3 M€

TABLE 4.2 : Détails du calcul du SCR non-vie

4.2.3 Hypothèses Financières

Taux d'emprunt Limiter la volatilité de la production en souscrivant à une assurance permet de rassurer les investisseurs et ainsi d'obtenir des taux de crédits plus intéressants. Ce taux est fixé à 2,25% si le seuil médian de la production est assuré, 2,5% si seul le premier décile de la production est assuré et 3% s'il n'y a aucune assurance.

Frais de gestion et de création Les frais de gestion de la captive sont fixés à 50 000 €. Les frais de création s'élèvent également à 50 000 €. Pour la présentation des comptes de résultats du groupe, les frais de création sont inclus dans la prime versée à la captive la première année.

Frais de fronting La captive mise en place étant une captive de réassurance, il est nécessaire d'utiliser un fronteur afin de bénéficier de sa capacité à émettre des polices. Cela engendre des frais liés à la charge administrative et à la prime du risque de contrepartie auquel le fronteur fait face. Ces frais sont fixés à 5% des primes pures.

Coût du capital Le coût du capital est fixé à 6% des fonds propres de la captive.

Stratégie de dotation/reprise Un mécanisme primordial à prendre en compte est celui de la PFS. La captive dote ou effectue une reprise sur la PFS de telle sorte que, lorsque cela est possible, le résultat net soit nul : ainsi aucun impôt n'est prélevé.

Distribution dividende La politique de distribution des dividendes désigne la stratégie adoptée par l'entreprise quant à la fraction de bénéfices à distribuer aux actionnaires sous forme de dividendes. Dans cette étude, les dividendes sont versés annuellement à un taux compris entre 0% et 70% des résultats réalisés sur l'année. Dans le cas d'une captive, le résultat de l'année est placé en PFS et n'est pas soumis à la distribution des dividendes.

Vente de la captive Les propriétaires d'une captive luxembourgeoise désireux de sortir de celle-ci ont deux options : soit liquider leur captive, moyennant une imposition s'élevant à 26% du montant de la PFS (imposition luxembourgeoise), ou soit décider de vendre leur captive en passant par un marché de gré à gré d'achat-vente. Cette méthode est la plus utilisée en pratique car elle permet de s'acquitter de l'impôt pour un coût inférieur à 26 % de la PFS. Un exemple simplifié des deux situations est proposé en Figures 4.5 et 4.6. Dans la situation d'achat-vente d'une captive, négocier un "discount" inférieur à 26% du montant de la PFS permet aux deux parties (l'acheteur et le vendeur) d'être gagnantes. En pratique, ce taux se situe entre 10% et 12% : dans l'exemple proposé et pour la suite du mémoire, le discount est fixé à 10%. L'exemple ci-dessous permet de souligner que la situation d'achat-vente est bénéfique pour les deux parties : le vendeur obtient un gain de 90 M€ (contre 74 M€ s'il avait décidé de liquider sa captive) et l'acheteur achète une captive avec une PFS de 100 M€ à 90M€.



FIGURE 4.5 : Liquidation d'une captive



FIGURE 4.6 : Achat/Vente d'une captive

4.2.4 Stratégies étudiées

Les stratégies étudiées dans le cadre de cette étude sont au nombre de quatre et sont décrites ci-dessous. Pour le lecteur soucieux d'avoir une description visuelle, ces stratégies sont résumées graphiquement en Annexe [D.1](#).

Stratégie rétention totale Le parc éolien de Fécamp n'est pas couvert.

Stratégie rétention partielle Le parc éolien de Fécamp est couvert en dessous du seuil premier décile (correspondant à 222 M€ de revenu annuel). Le risque associé est cédé au marché et couvert par l'assurance paramétrique. Aucune couverture n'est souscrite entre le seuil médian et le seuil premier décile.

Stratégie assurance paramétrique Le parc éolien de Fécamp est couvert en dessous du seuil médian (correspondant à 240 M€ de revenu annuel). Le risque associé est cédé au marché : il est couvert en totalité par de l'assurance paramétrique.

Stratégie couverture combinée Le parc éolien de Fécamp est couvert en dessous du seuil médian. La couverture s'articule de la manière suivante : le risque correspondant à la tranche comprise entre le seuil médian et le seuil premier décile est cédé à la captive, le risque correspondant à la tranche située sous le seuil premier décile est cédé au marché.

Certaines hypothèses sont également prises sur le chargement des primes versées. Les primes du marché sont chargées avec un coefficient de sécurité de $\lambda = 10\%$ alors que les primes captive sont obtenues en prenant un coefficient de sécurité $\lambda = 3\%$. Cette dernière hypothèse est forte, elle suppose d'être dans une situation constatée après plusieurs "bonnes" années : la PFS aurait été dotée chaque année permettant ainsi de constituer un matelas de sécurité suffisamment important pour que la prime payée s'approche de la charge moyenne historique. Cette baisse du chargement peut s'avérer être particulièrement risquée si la captive fait face à une forte sinistralité dès les premières années sans avoir pu suffisamment doter sa PFS. La captive devrait alors puiser dans son capital et cela nécessiterait une opération de recapitalisation par la société mère. Cette opération est plus coûteuse et plus complexe que le paiement d'une prime et est donc à éviter.

4.3 Étude en situation historique

L'étude est réalisée à moyen terme i.e 10 ans, pour rappel la durée d'exploitation du parc de Fécamp est de 20 ans. Pour ce faire, les primes sont calculées sur la base des années 1951 à 2010 par approche historique et les sinistres sont ceux constatés pendant les 10 années étudiées (de 2011 à 2020 inclus).

Les stratégies sont comparées sur la base d'un indicateur de résultat consolidé. L'indicateur d'une stratégie sans captive est calculé en sommant les résultats après impôts du groupe sur les 10 années étudiées. L'indicateur d'une stratégie incluant une captive est calculé de la manière suivante :

1. somme des résultats non consolidés du groupe sur les 10 années étudiées ;
2. ajout de la dotation/reprise de la PFS avec un discount de 10% ^[1];
3. soustraction du coût du capital.

Afin d'alléger la présentation du mémoire, la plupart des comptes de résultats ^[2] sont fournis en annexe. S'y référer permet d'avoir une idée plus précise des mécanismes discutés mais n'est pas essentiel pour comprendre les principes évoqués.

¹Vision économique pour tenir compte d'une sortie fictive.

²Pour information, les montants présentés dans ces comptes sont exprimés en millions d'euros et arrondis à un chiffre après la virgule. Dans le souci de ne pas alourdir les tableaux, les éventuels 0 après la virgule ont été omis.

4.3.1 Rétention totale versus rétention partielle

Cette sous-section vise à comparer une stratégie de rétention partielle et une stratégie de rétention totale en situation historique. Les comptes de résultats correspondants sont présentés en Annexes [D.2.1](#) et [D.2.2](#). L'hypothèse de dividendes n'est pas prise en compte.

Les indicateurs de résultats consolidés sont présentés en Figure [4.7](#). L'adoption de la stratégie de rétention partielle semble judicieuse, un écart de 45 M€ en faveur de celle-ci est observé.

Les résultats obtenus ne s'expliquent cependant pas par le principe d'indemnisation lui-même : l'assurance paramétrique souscrite dans le cadre de la rétention partielle n'indemnise jamais au cours des 10 années étudiées, les baisses de production n'étant pas extrêmes (toujours au-dessus de 222 M€ de revenus). La stratégie de rétention partielle tire son avantage dans le fait qu'elle permet d'abaisser le taux de crédit proposé par les banques : le taux d'intérêt est à 3% dans le cas d'une rétention totale contre 2,5 % en cas d'une rétention partielle. Ces annuités considérables dans le cadre d'une stratégie de rétention totale ont un impact majeur dans les résultats ce qui explique cet écart.

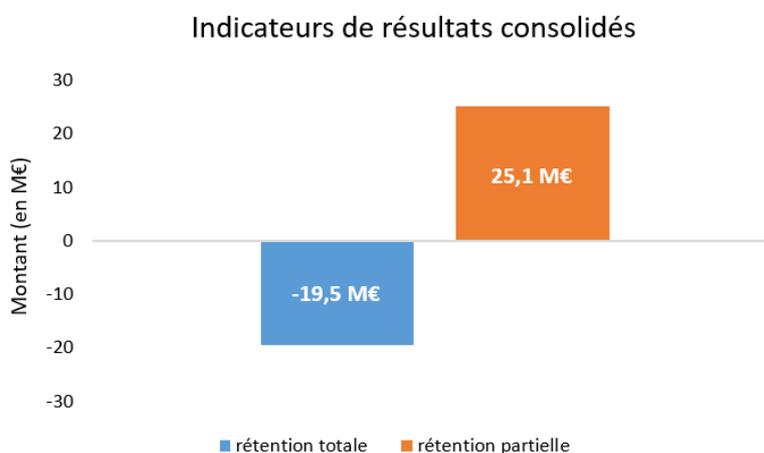


FIGURE 4.7 : Indicateurs des stratégies rétention totale et rétention partielle

4.3.2 Couverture combinée versus rétention partielle

Cette sous-section vise à comparer la stratégie de couverture combinée avec la stratégie de rétention partielle en situation historique. Les comptes de résultats de la stratégie rétention partielle restent inchangés. Ceux de la couverture combinée se trouvent dans le Tableau [4.3](#) ainsi qu'en Annexe [D.2.3](#).

Étude de la stratégie la plus favorable sans l'hypothèse des dividendes

Dans un premier temps, la vision proposée est une vision sans hypothèse de dividendes. Les indicateurs sont calculés et présentés en Figure [4.8](#) : la situation financière du groupe est meilleure avec une stratégie de couverture combinée qu'avec une stratégie de rétention partielle (écart de 25 M€).

Cela s'explique tout d'abord par la bonne santé financière de la captive : la PFS n'est jamais entièrement reprise et donc la société mère n'a pas besoin d'effectuer une opération de recapitalisation. Le mécanisme de la PFS est bien mis en évidence au niveau du compte de résultat de la captive présenté dans le Tableau [4.3](#) : la dotation de la PFS les bonnes années permet de couvrir les sinistres lors des mauvaises années. Par exemple les années 2011, 2012, et 2013 permettent de doter la PFS et ainsi de

faire face aux résultats négatifs des années 2014, 2016, 2017 et 2018. La couverture combinée permet donc de conserver les primes versées à la captive lorsqu'elles ne sont pas utilisées sur l'année. Celles-ci vont participer à générer un résultat qui, de plus, bénéficie d'une imposition réduite : les résultats engendrés par la captive sont diminués d'un discount de 10% alors qu'un impôt de 25% s'applique sur les résultats générés par le groupe. Aussi, cette situation plus favorable provient de la baisse du taux de crédit : le taux est à 2,5% pour une stratégie de rétention partielle contre 2,25% en couverture combinée.

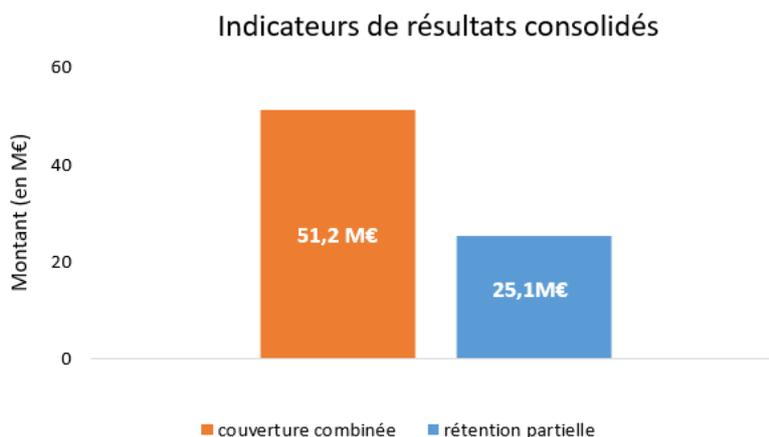


FIGURE 4.8 : Indicateurs des stratégies couverture combinée et rétention partielle

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prime captive	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Sinistre captive	0	0	0	13	0	12	11	16	6	0
Frais	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Résultat avant PFS	8	8	8	-5	8	-4	-3	-8	2	8
Dotation/reprise PFS (+/-)	8	8	8	-5	8	-4	-3	-8	2	8
Résultat après PFS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PFS	8	16,1	24,1	19,1	27,2	23,2	20,2	12,3	14,3	22,3

TABLE 4.3 : Compte de résultats de la captive avec la stratégie couverture combinée (en M€)

Étude de la stratégie la plus favorable avec l'hypothèse des dividendes

L'hypothèse de dividendes étant prise en compte, la vision proposée ici est une vision de liquidités. Les indicateurs de résultats consolidés sont présentés en Figure 4.9. Plus les dividendes versés sont importants plus l'intérêt de la couverture combinée par rapport à la stratégie de rétention partielle s'accroît.

Cela s'explique du fait que, sous l'hypothèse de dividendes, le compte de résultats de la captive reste inchangé : les années occasionnant un résultat positif n'amènent pas de distribution de dividendes mais une dotation de la PFS, permettant de conserver ces liquidités. Les dividendes distribués au niveau du groupe qui a adopté une stratégie de couverture combinée sont donc très modérés. Cependant pour la stratégie de rétention partielle, cette hypothèse vient logiquement directement impacter la santé financière du groupe. En effet, la volatilité des résultats est plus importante avec la stratégie de rétention partielle, les bonnes années engendrent donc des dividendes plus conséquents sans que les mauvaises années ne soient couvertes par l'indemnisation d'une captive : l'argent sort du groupe en quantité plus importante. Cette hypothèse accroît donc l'intérêt de la couverture combinée par rapport à la stratégie de rétention partielle

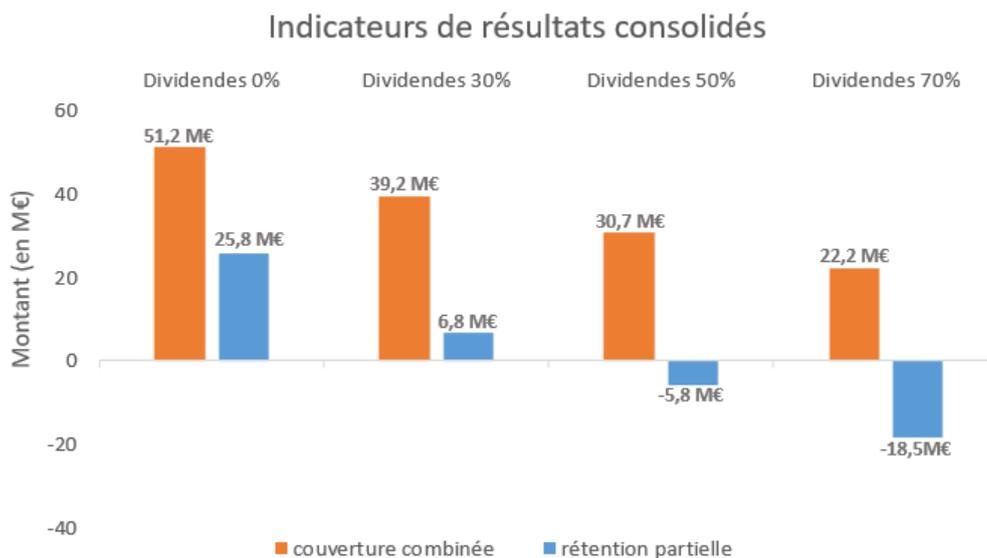


FIGURE 4.9 : Indicateurs des stratégies couverture combinée et rétention partielle avec dividendes

4.3.3 Assurance paramétrique versus couverture combinée

Cette sous-section vise à comparer les stratégies d'assurance paramétrique et de couverture combinée en situation historique. Les comptes de résultats pour la couverture combinée restent inchangés. Ceux de la stratégie d'assurance paramétrique sont présentés en Annexe D.2.4. L'hypothèse de dividendes n'est pas prise en compte.

Les indicateurs de résultats consolidés sont présentés ci-après en Figure 4.10 : la stratégie de couverture combinée semble plus avantageuse. Ceci s'explique notamment par deux raisons. D'une part, la différence de chargement ($\lambda = 10\%$ pour la prime marché et $\lambda = 3\%$ pour la prime captive) engendre un écart de plus de 600 000 € de prime payée à l'année. D'autre part la couverture combinée permet de conserver les primes versées à la captive au sein du groupe : en cas de faible sinistralité, les

primes non utilisées sont dotées en PFS tout en bénéficiant d'une imposition réduite.

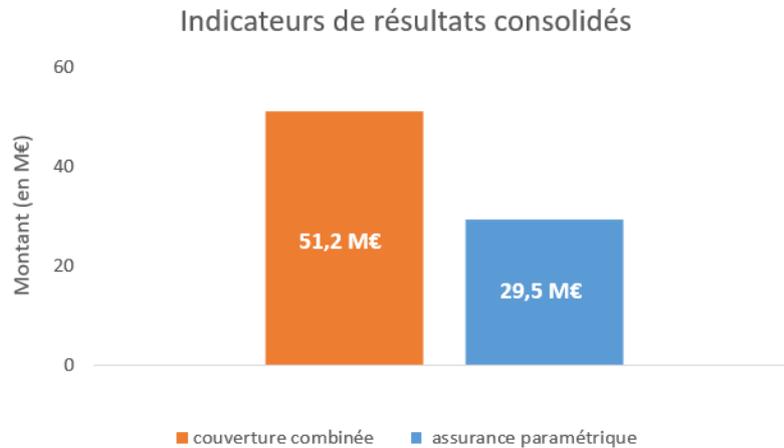


FIGURE 4.10 : Indicateurs des stratégies couverture combinée et assurance paramétrique

4.3.4 Bilan en situation historique

Les indicateurs présentés précédemment sont résumés en Figure 4.11. Les indicateurs prenant en compte l'hypothèse des dividendes ne sont pas illustrés.

De manière générale, plus le seuil assuré est élevé, plus la stratégie est bénéfique. Ceci est en majeure partie dû au taux de crédit qui diminue lorsque le seuil assuré augmente. Il est à souligner que la stratégie de couverture combinée est préférable à la stratégie assurance paramétrique : les primes versées à la captive qui ne sont pas utilisées restent dans le groupe tout en bénéficiant d'une imposition réduite. Enfin, comme évoqué précédemment (mais non illustré ci-dessous), l'intérêt de la couverture combinée est d'autant plus fort que les dividendes versés sont importants.

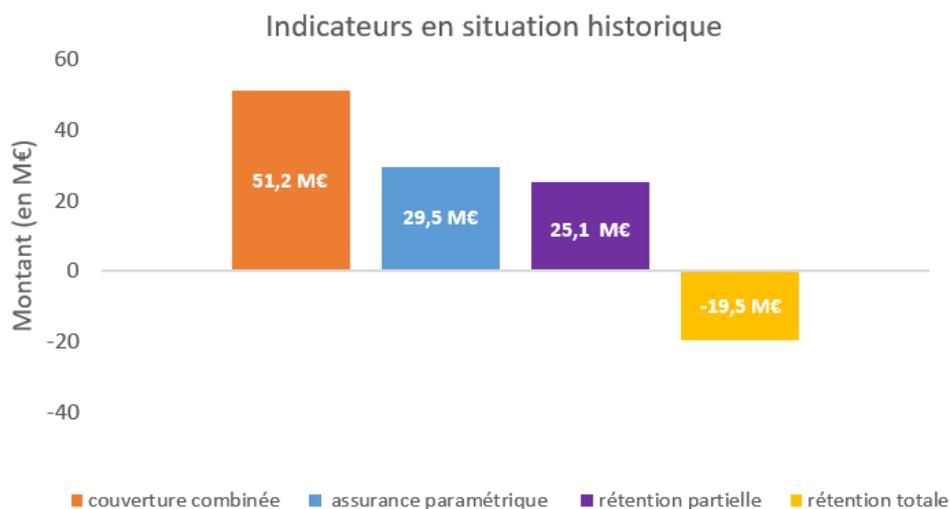


FIGURE 4.11 : Résumé des indicateurs en situation historique

4.4 Étude en situation dégradée

Dans cette section les productions d'électricité ont été volontairement dégradées pour deux années consécutives. Ainsi, les années 2018 et 2019 n'engendrent que 200 M€ chacune de revenus, contre respectivement 224 M€ et 234 M€ auparavant. La méthodologie suivie lors de cette étude reste identique à celle adoptée en situation historique (cf. Section 4.3). L'hypothèse de dividendes n'est pas prise en compte tout au long de cette étude.

4.4.1 Rétention totale versus rétention partielle

Cette sous-section vise à comparer une stratégie de rétention partielle et une stratégie de rétention totale dans une situation dégradée. Les comptes de résultats correspondants sont présentés en Annexes D.3.1 et D.3.2.

Les indicateurs obtenus, présentés en Figure 4.12, ne laissent pas de place au doute. Sans surprise souscrire à une assurance paramétrique pour les baisses de production en dessous du premier décile est largement favorable dans ce scénario dégradé : l'écart est de presque 90 M€ sur 10 ans (contre 45 M€ en situation historique). Comme pour la situation historique, l'assurance paramétrique permet d'obtenir un taux d'intérêt plus faible (3% en cas de rétention totale contre 2,5 % en cas de rétention partielle). De plus, dans cette situation dégradée, l'assurance paramétrique permet de s'immuniser contre les baisses de résultats extrêmes des années 2018 et 2019 ce qui explique l'intérêt accru de cette stratégie dans ce scénario.

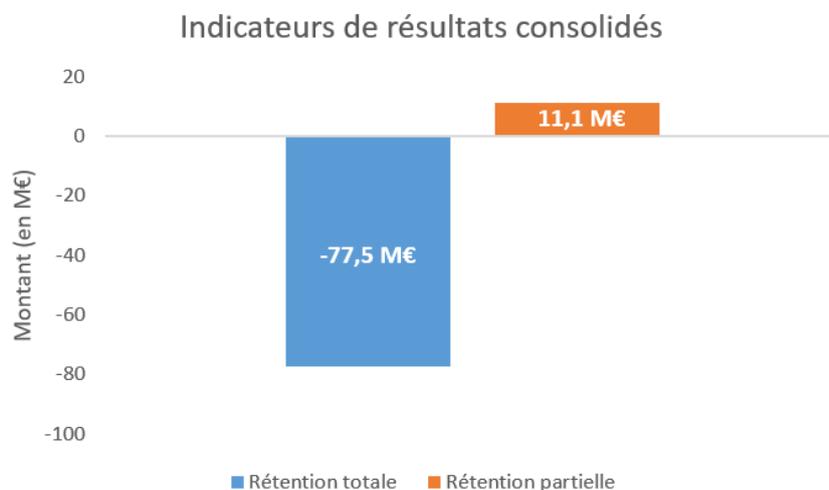


FIGURE 4.12 : Indicateurs des stratégies rétention totale et rétention partielle

4.4.2 Rétention partielle versus couverture combinée

Cette sous-section vise à comparer les stratégies de rétention partielle et de couverture combinée dans une situation dégradée. Les comptes de résultats de la stratégie rétention partielle restent inchangés. Ceux de la stratégie couverture combinée sont présentés dans le Tableau 4.4 ainsi qu'en Annexe D.3.2.

Les indicateurs obtenus sont présentés ci-après en Figure 4.13, là encore la stratégie de couverture

combinée est la plus avantageuse. L'écart reste le même qu'en situation historique.

Un fait notable est la (relative) bonne santé financière de la captive même dans ce scénario dégradé. Comme présenté dans le Tableau 4.4, la dotation de la PFS durant les bonnes années permet de couvrir les sinistres, notamment ceux des années 2018 et 2019, sans avoir recours à une opération de recapitalisation.

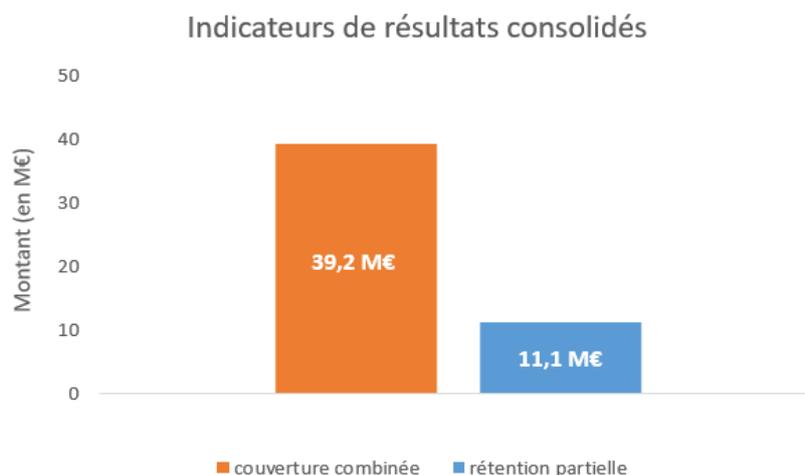


FIGURE 4.13 : Indicateurs des stratégies couverture combinée et rétention partielle

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prime captive	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Sinistre captive	0	0	0	13	0	12	11	18	18	0
Frais	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Résultat avant PFS	8	8	8	-5	8	-4	-3	-10	-10	8
Dotation/reprise PFS (+/-)	8	8	8	-5	8	-4	-3	-10	-10	8
Résultat après PFS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PFS	8	16,1	24,1	19,1	27,2	23,2	20,2	10,3	0,3	8,3

TABLE 4.4 : Compte de résultats de la captive avec la stratégie couverture combinée (en M€)

4.4.3 Assurance paramétrique versus couverture combinée

Cette sous-section vise à comparer les stratégies d'assurance paramétrique et de couverture combinée dans une situation dégradée. Les comptes de résultats pour la couverture combinée restent inchangés. Le compte de résultat pour la stratégie assurance paramétrique est présentés en Annexe D.3.3.

Les indicateurs sont présentés infra, en Figure 4.14. La couverture combinée possède la valorisation la plus importante mais l'écart s'est réduit de plus de 10 M€ par rapport à l'étude historique. Cette réduction s'explique par la diminution de l'avantage apporté par la captive : dans une telle situation

les résultats de la captive en 2018 et 2019 sont particulièrement dégradés, les primes captives sont donc brûlées et les résultats consolidés de ces deux années diminuent fortement. Dans le même temps les comptes du groupe en stratégie assurance paramétrique ne sont pas impactés par ce scénario dégradé car les résultats sont immunisés par la souscription à l'assurance paramétrique.

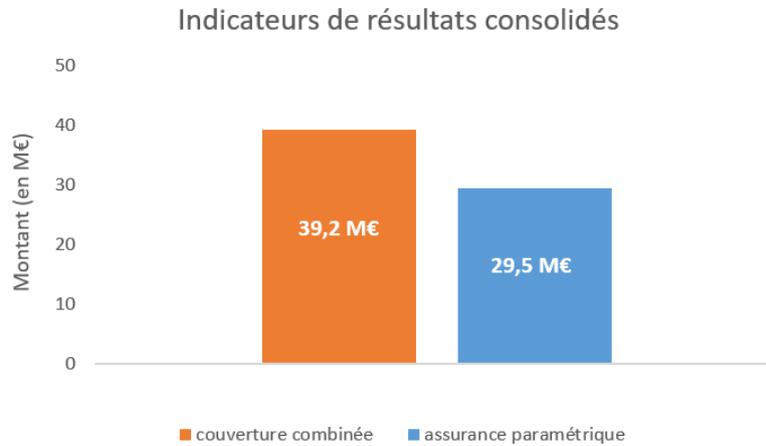


FIGURE 4.14 : Indicateur des stratégies assurance paramétrique et couverture combinée

4.4.4 Bilan en situation dégradée

Les indicateurs présentés précédemment sont résumés en Figure [4.15](#).

Comme pour la situation historique, plus le seuil assuré est élevé, plus la stratégie est bénéfique. L'indicateur de la stratégie d'assurance paramétrique est inchangé par rapport à l'étude en situation historique, alors que celui de la couverture combinée a diminué de plus de 10 M€. Ceci souligne que les risques cédés à une captive ne sont pas transférés en dehors du groupe, contrairement à la stratégie d'assurance paramétrique qui permet de transférer les risques au marché. Ainsi, l'enchaînement de plusieurs années où le plafond d'indemnisation de la captive est atteint vient fortement impacter les résultats consolidés du groupe. Ceci n'est pas le cas dans une situation où le groupe a opté pour une stratégie d'assurance paramétrique car le résultat est alors immunisé contre ces baisses de production.

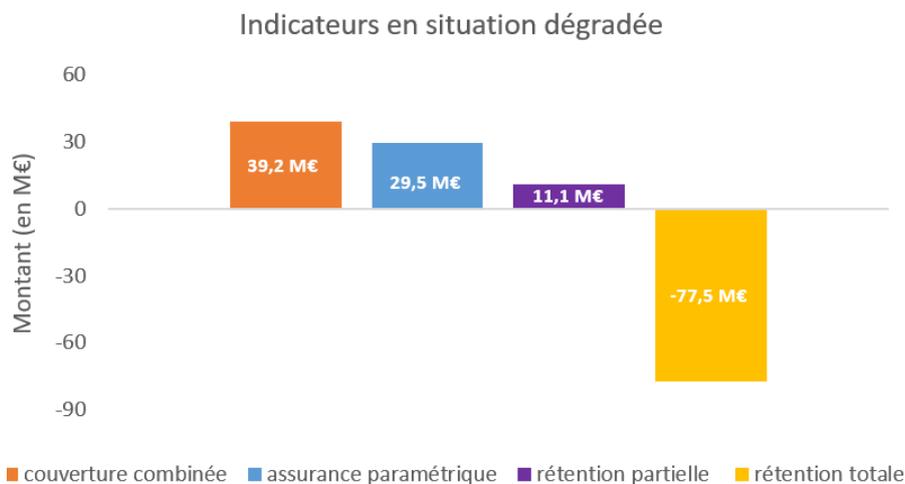


FIGURE 4.15 : Résumé des indicateurs en situation dégradée

4.5 Sensibilité et optimisation

4.5.1 Réflexion sur la sensibilité des résultats

Comme souligné précédemment, l'étude proposée dans ce chapitre est soumise à de nombreuses limites. En particulier le SCR n'a pas été calculé précisément et certaines valeurs (taux, frais, coût du capital ...) sont soumises à des approximations.

Une étude de sensibilité par rapport au coût du capital est effectuée et détaillée en Annexe [D.4.1](#). Dans cette étude, le coût du capital varie entre 6% et 8% des fonds propres immobilisés et le SCR varie entre 5,3 M€ et 18 M€ (le plafond d'indemnisation annuel). Seule la situation dégradée avec un SCR de 18 M€ et un coût du capital de 8% fait ressortir la stratégie d'assurance paramétrique comme la stratégie la plus avantageuse. Les résultats obtenus dans une telle situation sont présentés en Figure [4.16](#)

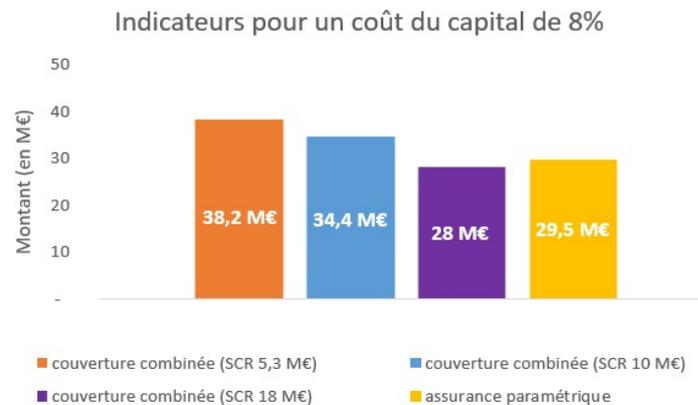


FIGURE 4.16 : Indicateurs pour un coût du capital de 8% (situation dégradée)

Une étude de sensibilité par rapport au taux d'intérêts proposé pour la couverture du seuil premier décile est également effectuée et détaillée en Annexe [D.4.2](#). En effet, si le taux proposé pour la couverture du seuil premier décile est en réalité plus faible que 2,5%, il se pourrait que la stratégie de rétention partielle soit plus avantageuse que la stratégie couverture combinée. Quel que soit le taux choisi (en le laissant supérieur ou égal à 2,25%), la couverture combinée reste plus avantageuse que la stratégie de rétention partielle.

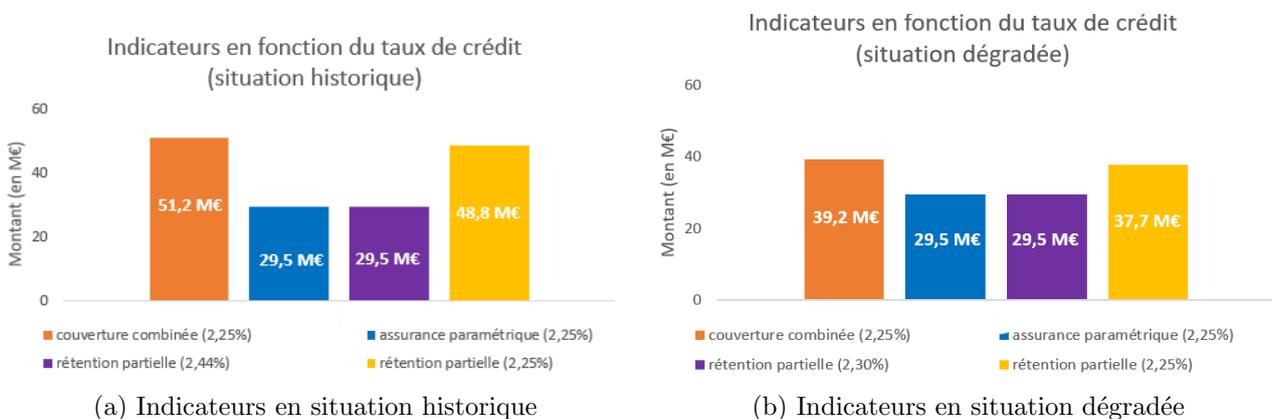


FIGURE 4.17 : Indicateurs en fonction du taux d'intérêts

D'autres valeurs ont été fixées arbitrairement, comme par exemple les diverses frais. Leur montant semble dans toutes les hypothèses réalistes plutôt négligeables à l'échelle des résultats étudiés, il n'a donc pas été jugé nécessaire d'étudier la sensibilité par rapport à ces paramètres.

4.5.2 Réflexion sur l'optimisation de la couverture

La part de risque cédée à la captive est un paramètre primordial à optimiser. Pour rappel dans l'étude, il est supposé que le risque correspondant à la tranche comprise entre le seuil médian et le seuil premier décile est cédé à la captive. Une étude d'optimisation de la part du risque cédée à la captive est effectuée et présentée ci-après. Comme évoqué précédemment, l'étude autour de la création d'une captive pourrait aisément faire l'objet d'un mémoire à elle toute seule, il convient donc de prendre cette étude comme une piste de réflexion à approfondir lors de travaux futurs.

Dans cette étude, il est conjecturé que le plafond d'indemnisation annuel de la captive ne dépasse jamais 18 M€, les propriétaires du parc éolien voulant transférer au marché les risques extrêmes (en dessous du seuil premier décile, correspondant à 222 M€ de revenu annuel) tout en se couvrant en dessous du seuil médian (correspondant à 240 M€ de revenu annuel). En particulier la stratégie de gestion du risque (rétention au premier niveau, captive au deuxième niveau et marché au troisième niveau) ne change pas. Seule la part du risque cédée à la captive et la part du risque transférée au marché sont amenées à varier (avec une précision de 500 000 €).

Remarque 4.1 *Le montant du SCR a été réévalué pour chaque situation, la variation du coût du capital est donc prise en compte.*

Étude en situation historique

Les résultats en situation historique sont illustrés en Figure 4.18. La conclusion semble claire : le choix d'un plafond annuel d'indemnisation à 18 M€ est optimal

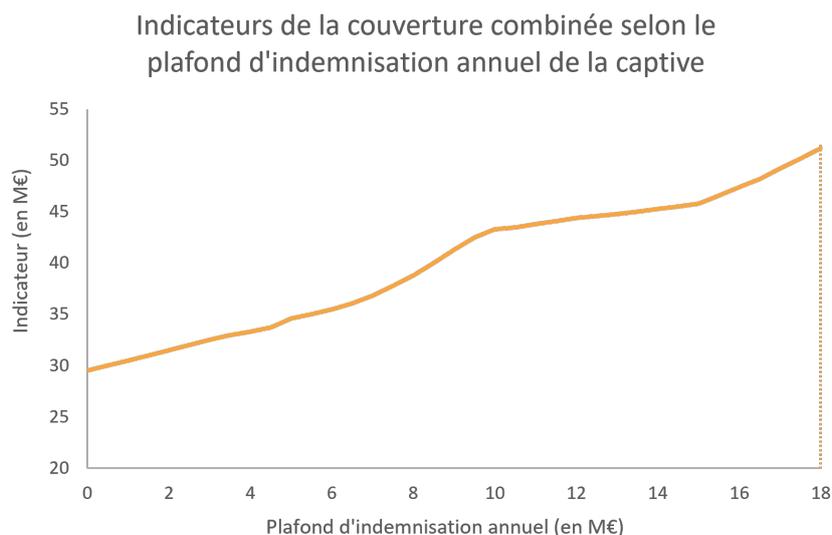


FIGURE 4.18 : Indicateurs selon le plafond d'indemnisation annuel de la captive (situation historique)

Étude en situation dégradée

Pour la situation dégradée, fixer un plafond d'indemnisation annuel à 8,5 M€ est optimal, comme en atteste la Figure 4.19. Toutefois, le (relatif) faible écart avec l'indicateur atteint pour plafond de 18 M€ laisse penser que fixer le plafond à 18 M€ est un choix judicieux au vu des résultats constatés en situation historique.

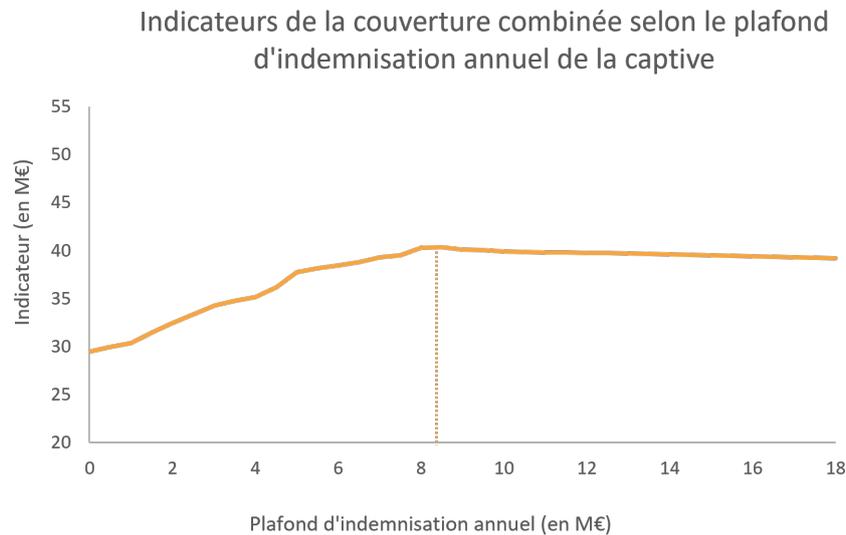


FIGURE 4.19 : Indicateurs selon le plafond d'indemnisation annuel de la captive (situation dégradée)

Bilan du chapitre

La couverture combinée étudiée dans ce chapitre permet, via l'utilisation de la captive au deuxième niveau, de rehausser le seuil de déclenchement de l'assurance paramétrique et d'offrir ainsi plus de confort dans la recherche de l'équilibre optimal coût/couverture propre à chaque assuré.

Cette couverture paraît robuste, aussi bien en situation historique qu'en situation dégradée. En particulier, la captive permet tout d'abord de s'assurer à moindre coût au seuil médian et d'obtenir ainsi plus facilement un faible taux de crédit. Ensuite, les primes versées restent au sein du groupe, et le mécanisme de dotation de la PFS permet de conserver la trésorerie tout en bénéficiant d'un avantage fiscal. Un inconvénient majeur reste que le risque cédé à la captive n'est pas transféré en dehors du groupe : des baisses de production significatives pendant plusieurs années risquent de fortement impacter les résultats consolidés du groupe.

L'exemple d'une situation dégradée dès les premières années n'a toutefois pas été évoqué. Une telle situation provoquerait certainement une opération de recapitalisation de la part de la société mère et la détention d'une captive pourrait ne plus être avantageuse dans un tel scénario. Placer les années catastrophiques en fin de la période d'étude paraît cependant réaliste car il s'avère que cette situation est celle étudiée en pratique dans les dossiers d'agrément.

L'étude de la part optimale de risque cédée à la captive pourrait être approfondie. En outre, les seuils assurés pour les stratégies étudiées ont été fixés arbitrairement. Pour la couverture combinée par exemple, il se pourrait qu'un niveau de couverture différent du seuil médian soit optimal. Il faudrait en particulier prendre en compte l'évolution du taux proposé par les institutions de crédits si le seuil était élevé ou abaissé.

Conclusion

Afin de répondre au défi de la transition énergétique, nombreux sont les pays ayant misé sur le développement de l'éolien. Les parcs éoliens sont des projets coûteux (de l'ordre du milliard d'euros) et leur construction ne peut donc se faire sans le financement d'institution de crédits, induisant d'importantes annuités à rembourser sur un horizon court. Cependant le remboursement de ces annuités est incertain car le secteur éolien est exposé à une grande météo-sensibilité, la production est dépendante des vitesses du vent. Accompagner le développement du secteur avec la mise en place de couvertures adaptées apparaît donc comme un enjeu majeur de ces prochaines années. Une question s'est alors posée : quelles solutions sont envisageables afin de gérer la part d'aléa de production due aux vitesses de vent ?

Comme discuté au début de ce mémoire, l'assurance paramétrique présente de nombreux avantages pour la gestion des risques climatiques non catastrophiques, aussi bien pour l'assuré (délai d'indemnisation raccourci, produit plus compréhensible) que l'assureur (diminution voire suppression de l'anti-sélection ainsi que de l'aléa moral, provisions réduites). L'assurance paramétrique constitue donc une alternative crédible à l'assurance indemnitaire traditionnelle, peu souvent adaptée à la gestion des risques climatiques.

Dans un premier temps, la construction du produit paramétrique s'est restreinte au site de Fécamp. Une étape cruciale afin de construire la couverture paramétrique souhaitée était de déterminer l'indice associé. Pour ce faire, il a été nécessaire de réduire au maximum les approximations réalisées, particulièrement pour la transposition des vitesses de vent qui s'est finalement effectuée avec la méthode de Davenport et Harris. Un indice basé sur la production annuelle a été retenu : celui-ci est construit sur une année civile en faisant passer les vitesses du vent sur la période considérée (une fois transposées à la bonne hauteur) au travers de la courbe de puissance de l'éolienne. Il a été décidé de ne pas modéliser de tendance sur la série des indices de production. Ce choix a été motivé par l'absence de tendance détectable graphiquement ainsi que par un test de significativité du coefficient de la tendance linéaire. Deux méthodes de tarification ont ensuite été proposées (une approche paramétrique et une approche historique) puis évaluées par backtesting : l'approche historique a fourni les résultats les plus satisfaisants, la modélisation de l'indice par une loi log-normale ayant laissé paraître une légère sur-tarification du seuil premier quartile.

Dans un deuxième temps, il a été jugé souhaitable d'étudier la rentabilité du produit construit à l'échelle d'un portefeuille éolien. La construction de l'indice de production pour tout parc potentiellement en portefeuille s'est alors heurtée à l'obstacle de la largeur de la maille à laquelle les données sont récoltées : les vitesses de vent sont obtenues à la maille des stations météorologiques (parfois éloignées de plus de 100 km) ce qui engendrerait un risque de base spatial conséquent. Une solution utilisée en pratique est de procéder à une étude du potentiel éolien pour chaque site voulant entrer en portefeuille (en installant des instruments de mesure sur site), mais cela implique de forts coûts d'installation, ne permet pas d'obtenir instantanément un tarif pour tout parc éolien, et l'historique des vitesses de vent

risque de ne pas être assez profond. Il a alors été proposé une méthode de lissage géospatial permettant de déterminer la vitesse du vent en un point grâce à la moyenne pondérée des vitesses de vent connues aux points alentours. L'étude de rentabilité à l'échelle de la Normandie a cependant montré quelques limites. Parmi celles-ci, les fortes disparités en termes de rentabilité entre les départements et en fonction du seuil assuré laissent apparaître une éventuelle faiblesse du produit final. Disposer de données pour un plus grand nombre de stations météorologiques et avec une profondeur d'historique plus importante semble être une solution qui permettrait d'atténuer ces défauts.

Dans un troisième temps, la construction d'une couverture combinant assurance paramétrique et captive a été étudiée. La couverture qui a été créée paraît robuste, aussi bien en situation historique qu'en situation dégradée. Elle permet tout d'abord de s'assurer à moindre coût au seuil médian et d'ainsi obtenir un faible taux de crédit plus facilement. Ensuite la captive permet de retenir les primes au sein du group, et le mécanisme de dotation de la PFS permet de conserver les primes non utilisées tout en bénéficiant d'un avantage fiscal. Un inconvénient majeur est que le risque cédé à la captive n'est pas transféré en dehors du groupe : des baisses de production significatives pendant plusieurs années risquent de fortement impacter les résultats consolidés du groupe.

Limites et travaux à envisager

Les limites présentes dans les travaux réalisés sont nombreuses mais en partie surmontables si les ressources et moyens d'une compagnie d'assurance étaient à disposition.

En premier lieu, les approximations inhérentes aux données constituent une limite majeure. Le point de la grille NCAR utilisé pour la construction de la couverture du parc de Fécamp est situé à 5 kilomètres en pleine mer du réel emplacement du site. Une telle distance semble trop importante en pratique pour pouvoir minimiser le risque de base spatial. Plus généralement, les travaux effectués nécessiteraient d'être approfondis notamment en travaillant sur des données de vent plus précises (avec une plus grande densité de stations météorologiques et un pas de temps pour les relevés plus réduit). En pratique, il semble aisément possible que l'assureur ait accès, moyennant un abonnement, à des données répondant aux critères listés ci-avant. Il serait également souhaitable d'obtenir l'historique de production pour un parc donné afin d'évaluer si l'indice reconstruit restitue bien les fluctuations de la production réellement constatée (les comparaisons ne se sont faites que sur la base de la production moyenne, introduisant une approximation potentiellement importante).

En deuxième lieu, de nombreuses hypothèses plus ou moins fortes ont été posées pour la construction de la couverture paramétrique. Tout d'abord la vitesse du vent en un point a été calculée comme le maximum entre la vitesse du vent sur l'axe Nord/Sud et Est/Ouest, l'éolienne est ainsi supposée toujours être orientée de façon optimale. Les phénomènes de turbulences liées à l'effet sillage (supposé constant égal à 7% de la production théorique) n'ont également pas été considérés avec une grande précision. Cependant les résultats obtenus concernant les productions sur sites (entre autres) ont le plus souvent été satisfaisants. Enfin, le coefficient de rugosité du terrain est considéré constant dans le temps alors qu'en pratique il est amené à évoluer au fil des années (nouvelles constructions) et saisons (végétations plus fournies en été qu'en hiver).

En troisième lieu, plusieurs simplifications ont été effectuées lors de la mise en place de la couverture combinée, il serait donc souhaitable de reprendre les travaux en enlevant ou changeant certaines de celles-ci. Par exemple, le SCR n'a pas été précisément calculé : seul le module non-vie a été considéré. Ensuite la fourchette des taux, le montant des frais et le coût du capital ont été définis de manière plus ou moins arbitraire. Des études de sensibilité par rapport à différents paramètres ont cependant été réalisées afin de souligner l'éventuelle fragilité des résultats. Un point d'amélioration du présent

mémoire concernerait l'inclusion de primes de marché conditionnées à la sinistralité. En cas de forte sinistralité, la prime demandée par le marché risquerait de fortement augmenter les années suivantes. La couverture combinée permettrait de réagir au bond du marché en augmentant la rétention de la captive. Il faudrait alors quantifier les impacts d'une telle stratégie dynamique, mais la capacité de la captive à arbitrer le marché s'avère être un avantage certain. Enfin une étude approfondie de la part optimale du risque à céder à la captive serait un travail qui viendrait perfectionner la solution proposée. Par exemple, il serait possible d'effectuer cette démarche en résolvant un système d'équations dynamiques permettant de trouver le point d'optimum. Par ailleurs, il serait intéressant d'étudier un seuil de couverture plus ou moins élevé que le seuil médian pour la couverture combinée.

Bibliographie

- ACEDO, S. (15 sept. 2016). Lutte contre la fraude : 265 M€ récupérés par les assureurs en 2015. *L'Argus de l'assurance [en ligne]*.
- ADOBE INC. (1^{er} avr. 2019). Adobe Illustrator. Version CC 2019 (23.0.3). URL : <https://adobe.com/products/illustrator>.
- AKERLOF, G. (jan. 1970). The Market for “Lemons” : Quality Uncertainty and the Market Mechanism. *Quarterly Journal of Economics* 3, p. 488-500.
- BERLANDIER, P. (2017). Étude acoustique prévisionnelle d'impact. Rapp. tech. Énergie Éolienne France. URL : <https://www.morbihan.gouv.fr/content/download/31235/237730/file/6.2.6-ExpertisesAnnex%C3%A9es.EtudeAcoustique-E-M-BERLANDIER.pdf>.
- BETZ, A. (1926). Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen. Gottingen.
- CARRÈRE, M. (14 mai 2020). Captives d'assurance : l'Amrae presse Bercy d'accélérer la réforme. *L'Argus de l'assurance [en ligne]*.
- CHARNOCK, H. (oct. 1955). Wind stress on a water surface. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*.
- CHATAIGNER, B. (2016). Méthode de calcul du SCR dans un cadre ORSA. Mémoire d'actuariat. Lyon : ISFA.
- CHNEIWEISS, A. et BARDAJI, J. (2020). Les assureurs face au défi climatique. Etude. Fondapol. URL : <https://www.fondapol.org/etude/les-assureurs-face-au-defi-climatique/>.
- CONSEIL ÉCONOMIQUE SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL DE BRETAGNE (2009). Des enjeux économiques et industriels. Rapp. tech.
- DAVENPORT, A. (avr. 1961). The spectrum of horizontal gustiness near the ground in high winds. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*.
- DESROSIERS, E. et ITHURRALDE, X. (2015). Analyse énergétique du parc éolien Pierre de Saurel. Rapp. tech. URL : <http://eoliennespierredesaurel.com/wp-content/uploads/2018/05/800437-CAMOR-01-C-Pierre-De-Saurel.pdf>.
- DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT (2014). Coûts de référence de la production électrique. Etude.
- DUTANG, C., BOURGES, M., SIBILLEAU, M. et BIARD, R. (2007). Les dérivés climatiques et énergétiques. Groupe de travail. Lyon : ISFA.
- ENERCON (2012). La gamme Enercon. Catalogue. URL : <https://pdf.directindustry.fr/pdf/enercon/eoliennes-enercon-gamme/20877-363791.html>.
- EOLIENNES OFFSHORE DES HAUTES FALAISES (2013). Projet de parc éolien au large de Fécamp. Rapp. tech. URL : https://parc-eolien-en-mer-de-fecamp.fr/wp-content/uploads/2013/09/Fecamp_DMO.pdf.
- EQUINOR (2019). Equinor and ORE Catapult collaborating to share Hywind Scotland operational data. Rapport. URL : <https://www.equinor.com/en/news/2019-11-28-hywind-scotland-data.html>.
- EUROPEAN INSURANCE AND OCCUPATIONAL PENSIONS AUTHORITY (2017). Discussion Paper on the review of specific items in the Solvency II Delegated Regulation. Rapport. URL : <https://register>.

- eiopa.europa.eu/Publications/Consultations/EIOPA-CP-16-008_Discussion_Paper_on_SII_DR_SCR_Review.pdf.
- FAIDA, H., SAADI, J., KHAIDER, M., ALAMI, S. E. et MONKADE, M. (juin 2010). Etude et Analyse des Données de Vent en Vue de Dimensionner un Système de Production d'Énergie Éolienne - Cas d'un Site au Nord du Maroc. *Revue des Énergies Renouvelables* 3, p. 1-7.
- FÉDÉRATION FRANÇAISE DE L'ASSURANCE (2021). Cartographie prospective 2021 des directeurs des risques de l'assurance et de la réassurance. Étude. URL : <https://www.ffa-assurance.fr/la-federation/publications/barometre-des-risques-emergents/cartographie-prospective-2021-des-risques>.
- GOOGLE (2005). Google Maps. Mountain View, États-Unis. URL : <https://www.google.fr/maps>.
- GOURIERES, D. L. (1982). Énergie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations. Eyrolles.
- GRENU, A. (2012). Weltweit erstmalige Regelung einer Windkraftanlage mit einem optischen Lasersystem (Lidar). *Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie [en ligne]*.
- GUERIN, N. et DOLIGEZ, G. (2018). Projet de parc éolien off-shore au large de Dunkerque : acquisition et suivi des mesures sur site durant un an. Étude. Météo France. URL : https://www.eoliennesenmer.fr/sites/eoliennesenmer/files/fichiers/2021/07/4_Mesures%20lidar%20Rapport%2012%20mois.pdf.
- HARRIS, R. (1971). Modern design of wind-sensitive structures : seminar proceedings; 1970. Construction Industry Research et Information Association.
- JUSTUS, C. et MIKHAIL, A. (1980). Vent et performances des éoliennes. S.C.M.
- KPOKA, F. (2013). Méthode non paramétrique des noyaux associés mixtes et applications. Thèse de doct. Franche-Comté : École Doctorale Carnot-Pasteur.
- LAMON, C. (2019). Modélisation et analyse de comportements clients en assurance dommage : application au changement de véhicules et à la résiliation de contrats. Mémoire d'actuariat. Paris : Paris Dauphine.
- MARCEAU, E. (2013). Modélisation et évaluation des risques en actuariat: Modèles sur une période. Springer.
- MICROSOFT CORPORATION (24 sept. 2018). Microsoft Excel. Version 2019 (16.0). URL : <https://office.microsoft.com/excel>.
- MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE (2020). Éoliennes en mer au large de la Normandie : Combien ça coûte un parc éolien en mer en France ? Pourquoi et comment l'État a-t-il choisi de soutenir le développement de l'éolien en mer en France. Étude. URL : <https://eolmernormandie.debatpublic.fr/images/documents/dmo/fiches/dmo-fiche-12-combien-coute-un-parc-eolien-en-france.pdf>.
- OBSERV'ER (2021). L'éolien en action dans les régions : la Normandie. Rapport. URL : <http://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/wp-content/uploads/fiche-eolienne-regionale/normandie.pdf>.
- OSTWIND (2009). Parc éolien de Saint-Jacques-de-Néhou. Étude. URL : <https://www.ostwind.fr/nos-projets/projets-mis-en-service/parc-eolien-de-saint-jacques-de-nehou>.
- PARC DU BANC DE GUÉRANDE (2013). Projet de parc éolien au large de Saint-Nazaire. Rapp. tech. URL : https://parc-eolien-en-mer-de-saint-nazaire.fr/wp-content/uploads/2013/09/SNA_dmo.pdf.
- PARLEMENT EUROPÉEN et CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE (2014). Règlement délégué (UE) 2015/35 de la commission du 10 octobre 2014 complétant la directive 2009/138/CE du Parlement européen et du Conseil sur l'accès aux activités de l'assurance et de la réassurance et leur exercice (solvabilité II). OJ L. 12/I.
- PARLEMENT EUROPÉEN et CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE (2005). Directive 2005/68/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 novembre 2005 relative à la réassurance et modifiant les directives 73/239/CEE et 92/49/CEE du Conseil ainsi que les directives 98/78/CE et 2002/83/CE. OJ L. 323.
- PHAN, C. et PLOUHINEC, C. (2020). Chiffres clés des énergies renouvelables. Rapport. Ministère de la transition écologique. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition->

[numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables-2021/pdf/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-2021.pdf](#).

R CORE TEAM (2021). R: A Language and Environment for Statistical Computing. R Foundation for Statistical Computing. Vienna, Austria. URL : <https://www.R-project.org/>.

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (2020). Bilan électrique 2020. Rapport. France. URL : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-03/Bilan%20electrique%202020_0.pdf.

SCHLÖMER, S. et al. (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Oxford University Press. Chap. Annex III: Technology-specific cost and performance parameters.

SEINE, F. (7 oct. 2020). Opinion : Vers un boom des fraudes à l'assurance. *L'Argus de l'assurance [en ligne]*.

STULL, R. (1988). An Introduction to Boundary Layer Meteorology. Kluwer Academic Publishers.

WIERINGA, J. (oct. 1992). Updating the Davenport roughness classification. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics* 41, p. 357-368.

WIKI ÉOLIENNE (2017). Parc éolien de Manneville. URL : <https://eolienne.f4jr.org/parcs/manneville>.

WIND EUROPE (2020). Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2020. Etude. URL : <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/>.

Annexe A

Parcs éoliens

A.1 Parc éolien de Saint-Nazaire

Le projet de Saint-Nazaire est un des trois projets de parcs éoliens offshore retenus par l'État suite à l'appel d'offres du 11 juillet 2011, il devrait être mis en service courant 2022. Dans un premiers temps, l'idée était d'effectuer l'étude de cas du chapitre 2 sur le parc éolien de Saint-Nazaire, afin d'être en adéquation avec l'actualité de l'année à venir. Cependant les relevés de vents disponibles sont trop éloignés du site, ce qui a conduit à l'abandon de ce projet. Au vu de l'actualité, il a été jugé opportun d'effectuer une brève présentation du parc éolien de Saint-Nazaire, construite sur la base informations fournies dans le rapport de la société PARC DU BANC DE GUÉRANDE (2013).

Caractéristiques techniques Le projet se compose de 80 éoliennes Alstom Haliade de 6 mégawatts, pour une puissance totale de 480 mégawatts. Le moyeu est positionné à une altitude de 100 mètres et la production du parc devrait être de 1735 GWh par an.

Localisation et Implantation Les éoliennes sont localisées à environs 12 kilomètres des côtes et sont disposées de manière à conserver un espacement suffisant entre chacune, afin de limiter les perturbations de vent, appelées effet sillage. Le site de Saint-Nazaire présente de nombreux atouts pour l'implantation d'un parc éolien en mer, avec notamment un vent fort et régulier, en moyenne de $8,5 \text{ m.s}^{-1}$.

Financement du projet L'investissement pour ce projet est de 2 Md€.

Prix de rachat Le parc de Saint-Nazaire bénéficie d'un tarif d'achat réglementé fixé à de 143,6 € par mégawattheure.

A.2 Parc éolien de Hywind

A.2.1 Présentation du projet

Afin d'assurer au mieux de la cohérence des résultats obtenus, le parc éolien de Hywind est également étudié. Les informations ci-dessous sont extraites du rapport réalisé par EQUINOR (2019) sur le projet de Hywind.

Caractéristiques techniques Le projet se compose de 5 éoliennes Siemens type SWT-6.0-154 pour une puissance totale du parc de 30 MW. Le moyeu est positionné à une altitude de 98 mètres et la production du parc sur les premières années d'exploitation est en moyenne de 135 GWh par an soit l'équivalent des besoins en électricité de 20 000 foyers britanniques.

Localisation et Implantation Les éoliennes sont localisées à 25 kilomètres au large de Peterhead, en Ecosse, et sont disposées de manière à conserver un espacement suffisant entre chacune, afin de limiter les perturbations de vent, appelées effet sillage. Le site de Peterhead présente de nombreux atouts pour l'implantation d'un parc éolien en mer, avec notamment un vent fort et régulier, en moyenne de 10 m.s^{-1} .

Financement du projet L'investissement pour ce projet est de 214 M€.

Prix de rachat Les britanniques se présentent comme des leaders dans l'éolien offshore. L'une des raisons principales de ce leadership est que l'éolien terrestre est très impopulaire outre-Manche, ainsi le gouvernement a privilégié l'éolien offshore. Le gouvernement garantit des tarifs très attractifs pour l'éolien offshore, avec un prix de 155 livres (180 euros) par mégawattheure, soit trois fois le prix du marché de l'électricité.

Hypothèses prises pour l'étude de cas Les données de la courbe de puissance de l'éolienne Siemens type SWT-6.0-154 utilisée pour ce parc éolien sont publiques et contrôlées par des experts indépendants, ce qui garantit de travailler sur des données fiables. Le noeud de référence de la grille NCAR est le noeud de latitude 57,6 et de longitude 358,125, situé à approximativement 30 kilomètres (en pleine mer) du réel emplacement du parc de Hywind. Enfin, un coefficient de 0,93 est appliqué à la production théorique totale du parc éolien, afin de prendre en compte de manière prudente l'effet sillage, estimé en général aux environs de 5% de pertes de la production théorique totale.

A.2.2 Comparaison des valeurs clés communiquées et estimées

MESURE	VALEUR COMMUNIQUÉE	VALEUR OBTENUE
Vitesse moyenne du vent (m.s^{-1})	≈ 10	10,2
Facteur de charge	56%	60%
Production annuelle moyenne (GWh)	135	145

TABLE A.1 : Valeurs obtenues et valeurs communiquées pour le site de Hywind (Davenport et Harris)

MESURE	VALEUR COMMUNIQUÉE	VALEUR OBTENUE
Vitesse moyenne du vent (m.s^{-1})	≈ 10	8,8
Facteur de charge	56%	37%
Production annuelle moyenne (GWh)	135	90

TABLE A.2 : Valeurs obtenues et valeurs communiquées pour le site de Hywind (Wieringa)

MESURE	VALEUR COMMUNIQUÉE	VALEUR OBTENUE
Vitesse moyenne du vent (m.s^{-1})	≈ 10	10,8
Facteur de charge	56%	62%
Production annuelle moyenne (GWh)	135	150

TABLE A.3 : Valeurs obtenues et valeurs communiquées pour le site de Hywind (Justus et Mikhail)

A.2.3 Tarification

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Prime seuil d'intervention premier quartile (en M €)	0,191	0,200	0,210
Prime seuil d'intervention médian (en M €)	0,494	0,520	0,543

TABLE A.4 : Primes ajustées obtenues par approche historique sur le site de Hywind

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Prime seuil d'intervention premier quartile	0,220	0,231	0,242
Prime seuil d'intervention médian	0,510	0,535	0,560

TABLE A.5 : Primes ajustées obtenues par approche paramétrique sur le site de Hywind

A.2.4 Étude de rentabilité

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Ratio seuil d'intervention premier quartile	84%	80%	76%
Ratio seuil d'intervention médian	98%	93%	89%

TABLE A.6 : Ratios de sinistres sur primes obtenus par approche historique sur le site de Hywind

	$\lambda=0\%$	$\lambda=5\%$	$\lambda=10\%$
Ratio seuil d'intervention premier quartile	66%	63%	60%
Ratio seuil d'intervention médian	94%	90%	86%

TABLE A.7 : Ratios de sinistres sur primes obtenus par approche paramétrique sur le site de Hywind

Annexe B

Caractéristiques des primes

Cette Annexe est inspirée du livre de MARCEAU (2013).

Zoom sur les propriétés désirables

Pour une variable aléatoire L d'espérance finie, les principales propriétés désirables d'une prime $\mathcal{P}(L)$ sont listées ci-dessous.

- **Marge de sécurité** $\mathcal{P}(L) \geq \mathbb{E}[L]$.
- **Exclusion de marge injustifiée** $L = x$ p.s $\implies \mathcal{P}(L) = x$.
- **Invariance d'échelle** $\forall c > 0$, $\mathcal{P}(cL) = c\mathcal{P}(L)$.
- **Invariance de translation** $\forall c > 0$, $\mathcal{P}(L + c) = \mathcal{P}(L) + c$.
- **Additivité** pour deux risques indépendants L_1 et L_2 : $\mathcal{P}(L_1 + L_2) = \mathcal{P}(L_1) + \mathcal{P}(L_2)$.
- **Sous-additivité** $\forall L_1, L_2 \in \mathcal{L}$, $\mathcal{P}(L_1) + \mathcal{P}(L_2) \geq \mathcal{P}(L_1 + L_2)$.
- **Valeur maximale** $\forall m > 0, m \geq L$ p.s $\implies m \geq \mathcal{P}(L)$.

Zoom sur les principes de primes

Ci-dessous sont listés les principaux principes de primes. Leurs principales propriétés sont résumées dans le Tableau B.1.

- **Principe de la prime pure** $\mathcal{P}(L) = (1 + \lambda) \times \mathbb{E}[L]$, pour $\lambda > 0$.
- **Principe de la variance** $\mathcal{P}(L) = \mathbb{E}[L] + \lambda \times \mathbb{V}[L]$, pour $\lambda > 0$.
- **Principe de l'écart type** $\mathcal{P}(L) = \mathbb{E}[L] + \lambda \times \sqrt{\mathbb{V}[L]}$, pour $\lambda > 0$.
- **Principe exponentiel** $\mathcal{P}(L) = \frac{\ln(\mathbb{E}[e^{\lambda L}])}{\lambda}$, pour $\lambda > 0$.
- **Principe d'Esscher** $\mathcal{P}(L) = \frac{\ln(\mathbb{E}[Le^{\lambda L}])}{e^{\lambda L}}$, pour $\lambda > 0$.

PRINCIPES PROPRIÉTÉS	PRIME PURE	VARIANCE	ECART-TYPE	EXPONENTIEL	ESSCHER
Marge de sécurité	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Exclusion de marge injustifiée	Non	Oui	Oui	Oui	Oui
Invariance d'échelle	Oui	Non	Oui	Non	Non
Invariance de translation	Non	Oui	Oui	Oui	Oui
Additivité	Oui	Oui	Non	Non	Oui
Sous-additivité	Oui	Non	Oui	Non	Non
Valeur maximale	Non	Non	Non	Oui	Oui

TABLE B.1 : Principales propriétés des principes de primes introduits

Annexe C

Lissage géospatial

C.1 Paramètres nécessaires au lissage

C.1.1 Courbe de puissance de l'éolienne Siemens SWT-6.0-154

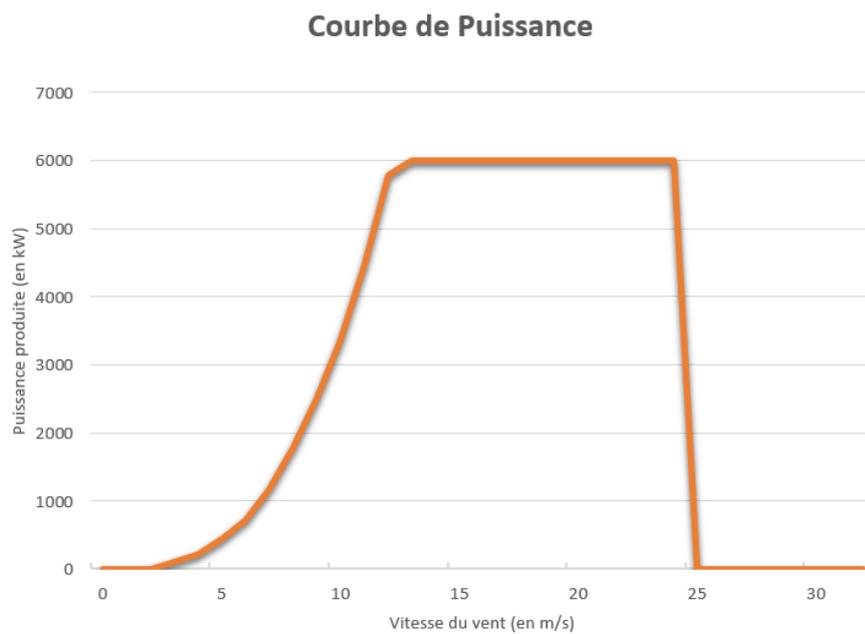


FIGURE C.1 : Courbe de puissance de l'éolienne Siemens type SWT-6.0-154

C.1.2 Coefficients de rugosité choisis pour le lissage

LATITUDE	LONGITUDE	DESCRIPTION	COEFFICIENT α
49,37	0,15	Aérodrome	0,15
49,17	-0,45	Aérodrome	0,15
48,45	1,52	Aérodrome	0,15
49,01	1,19	Aérodrome	0,15
49,65	-1,47	Aérodrome	0,15
49,72	-1,93	Champ	0,15
48,03	-0,73	Champ	0,15
49,45	2,11	Aérodrome	0,15
48,45	0,12	Champ avec quelques arbres alentour	0,16
47,95	0,20	Aérodrome	0,15
49,93	1,10	Côte	0,16
49,38	1,17	Aérodrome	0,15
49,53	0,08	Côte	0,16
50,14	1,83	Champ avec quelques habitations alentour	0,16
49,08	2,03	Champ avec village alentour	0,22
48,37	-1,21	Ville avec faible densité d'habitation	0,28
48,83	-0,90	Champ	0,15
48,76	0,32	Champ	0,15
48,1	0	Champ avec quelques habitations alentour	0,16
50	1,8	Bois	0,22
48,1	1,8	Champ	0,15

TABLE C.1 : Coefficient de rugosité α choisi pour chaque station météorologique

C.2 Disparités entre la côte et l'intérieur des terres

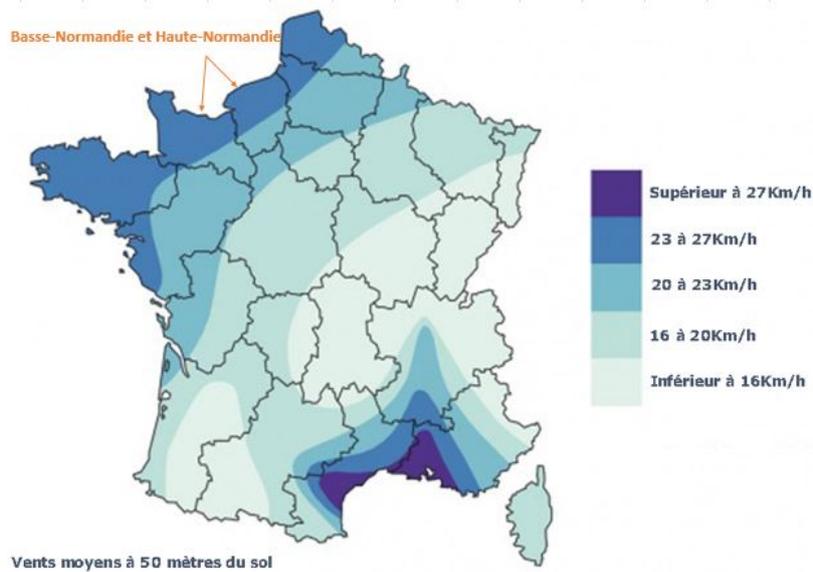


FIGURE C.2 : Potentiel éolien de la France estimé en fonction des vitesses de vent à 50 mètres

C.3 Indices lissés pour l'hypothèse Siemens

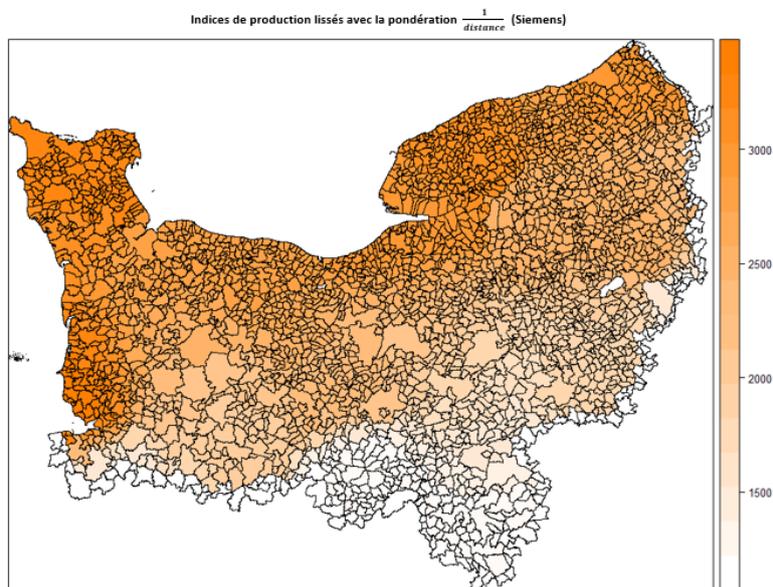


FIGURE C.3 : Indices de production lissés avec la pondération $\frac{1}{distance}$, éoliennes Siemens (en 2020)

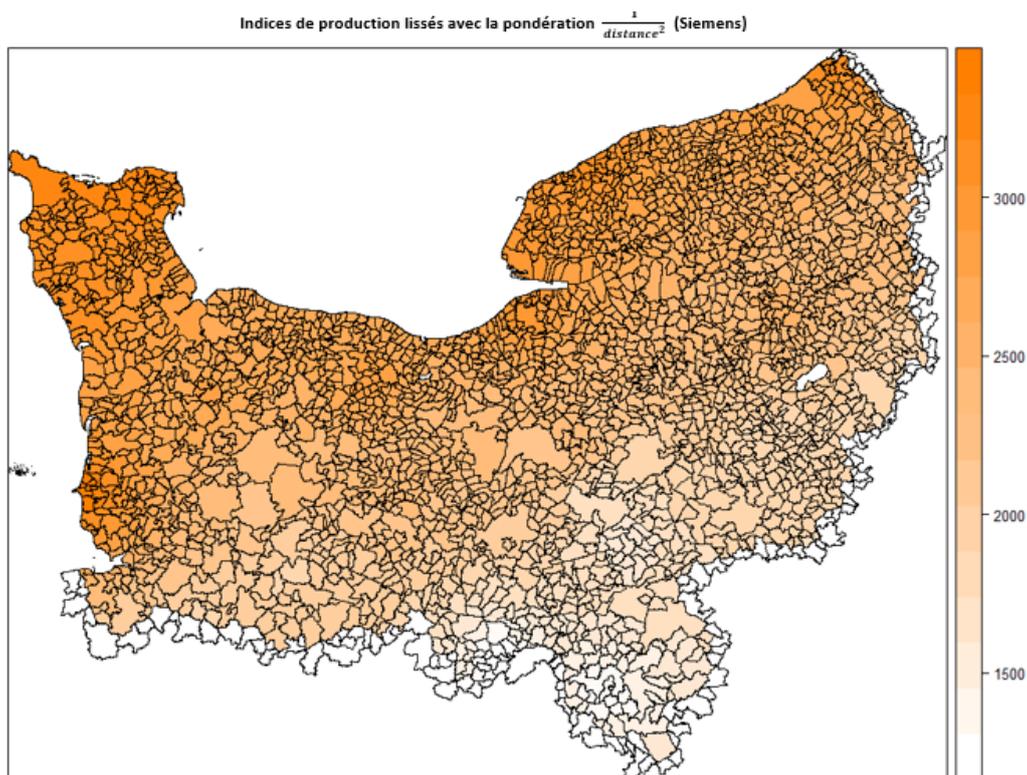


FIGURE C.4 : Indices de production lissés avec la pondération $\frac{1}{distance^2}$, éoliennes Siemens (en 2020)

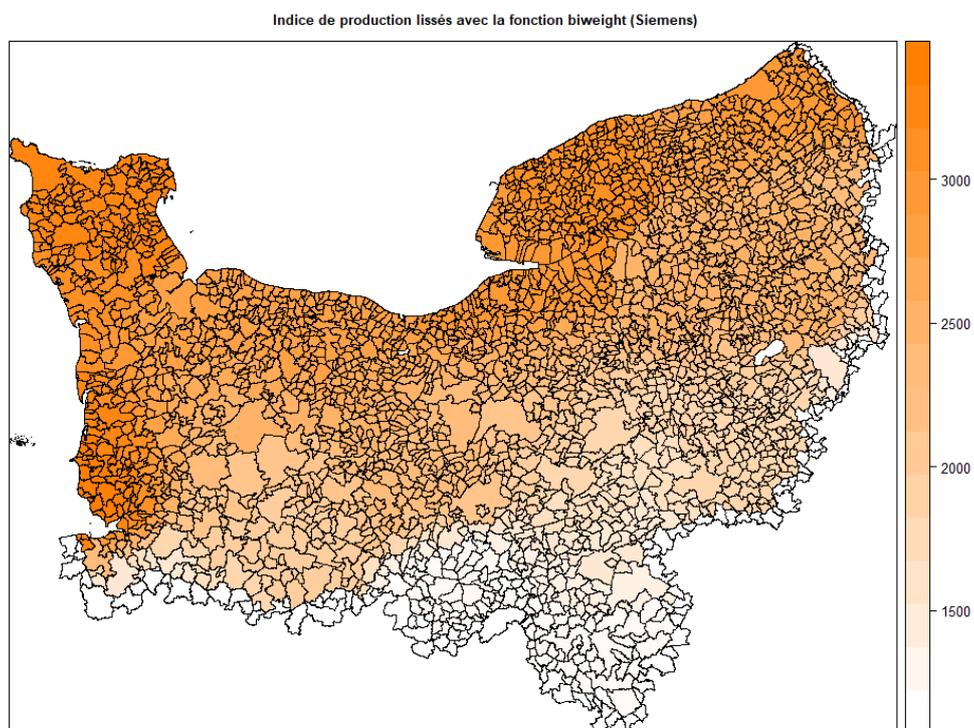


FIGURE C.5 : Indices de production lissés avec la fonction de biweight, éoliennes Siemens (en 2020)

C.4 Évolution du lissage en fonction du rayon D

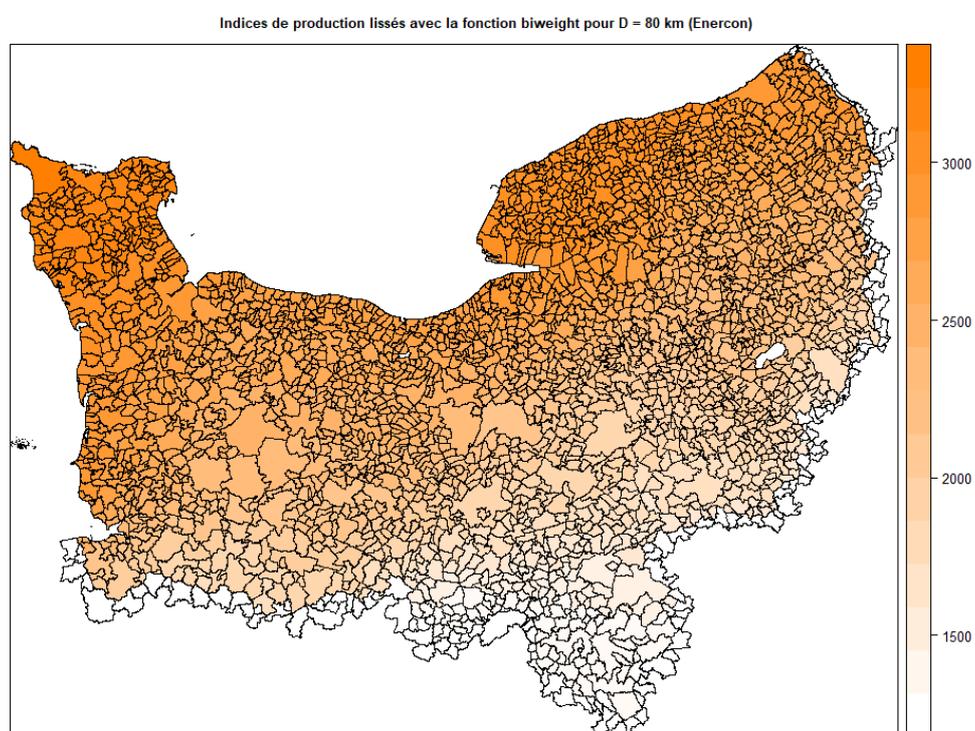
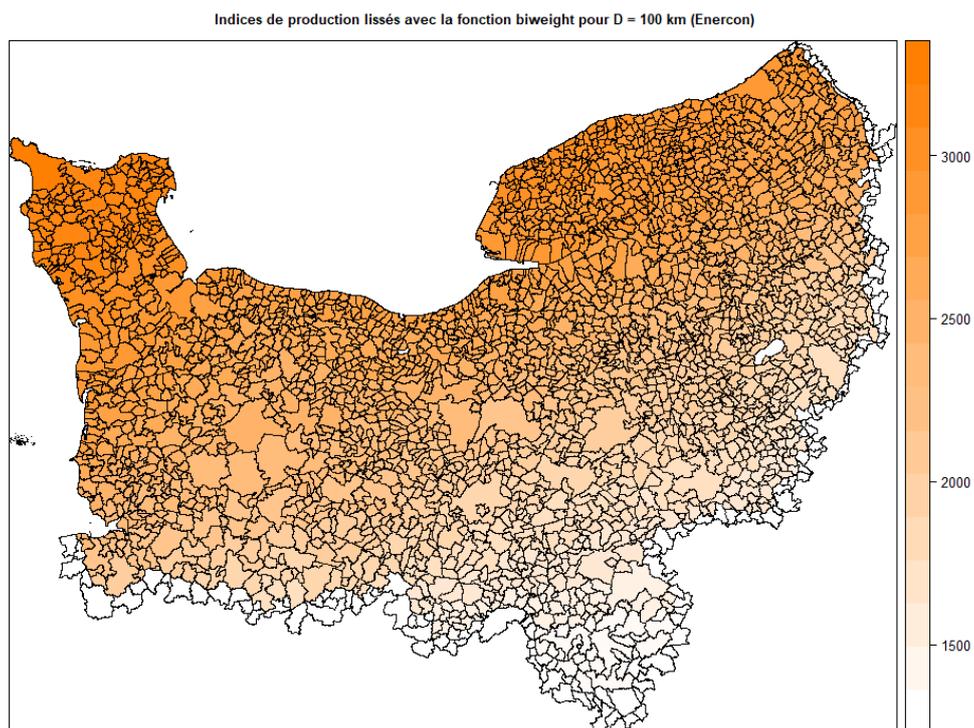
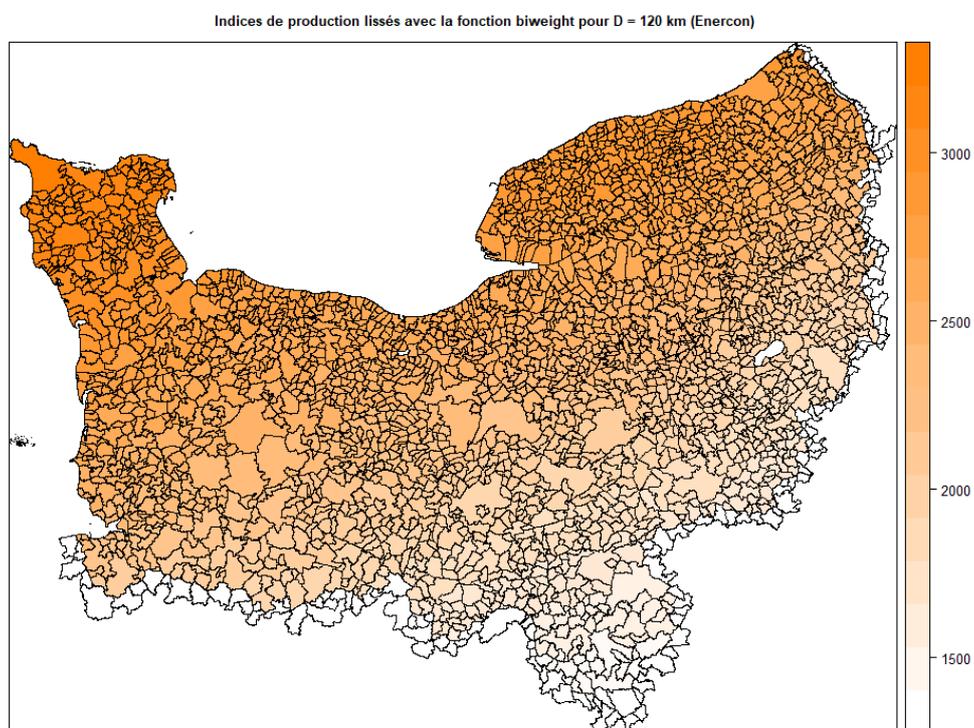


FIGURE C.6 : Indices de production lissés avec la fonction de biweight, $D = 80$ km

FIGURE C.7 : Indices de production lissés avec la fonction de biweight, $D = 100$ kmFIGURE C.8 : Indices de production lissés avec la fonction de biweight, $D = 120$ km

Annexe D

Création d'une captive

D.1 Stratégies étudiées

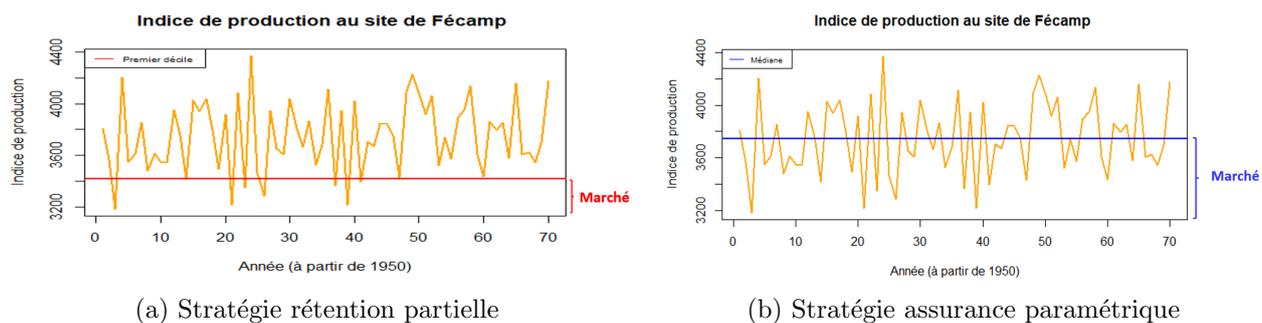


FIGURE D.1 : Stratégies de rétention partielle et d'assurance paramétrique

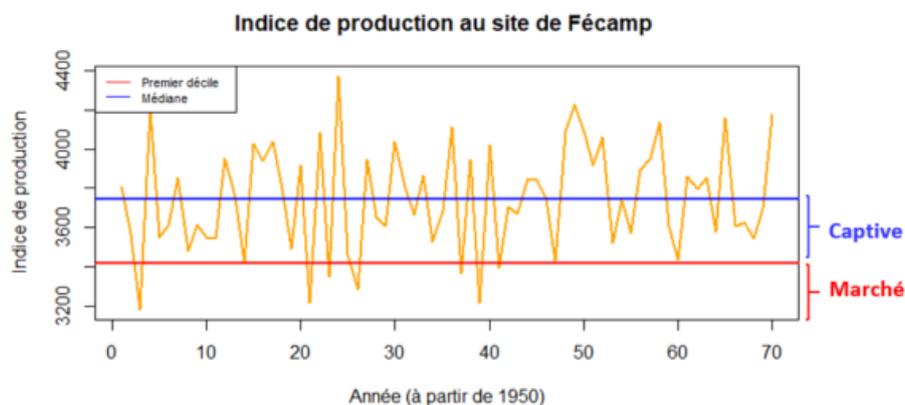


FIGURE D.2 : Stratégie de couverture combinée

D.2 Étude en situation historique

D.2.1 Rétention totale

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	224	234	267
Intérêts crédit (3%)	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant impôt	4	0	4	-14	24	-13	-12	-17	-7	26
Impôts sur les sociétés (25%)	1	0	1	0	6	0	0	0	0	6,5
Résultat après impôt	3	0	3	-14	18	-13	-12	-17	-7	19,5

TABLE D.1 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie rétention totale (en M€)

D.2.2 Rétention partielle

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	224	234	267
Prime marché	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Indemnisation marché	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts crédit (2,5%)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant impôt	9,1	5,1	9,1	-8,9	29,1	-7,9	-6,9	-11,9	-1,9	31,1
Impôts sur les sociétés (25%)	2,3	1,3	2,3	0	7,3	0	0	0	0	7,8
Résultat après impôt	6,8	3,8	6,8	-8,9	21,8	-7,9	-6,9	-11,9	-1,9	23,3

TABLE D.2 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie rétention partielle (en M€)

D.2.3 Couverture combinée et rétention partielle

Le compte de résultats captive est présenté dans le corps du texte, dans le Tableau 4.3. Le compte de résultats de la stratégie rétention partielle sans hypothèse de dividendes reste identique à celui présenté précédemment.

Sans hypothèse de dividendes

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	224	234	267
Prime captive	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Prime marché	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Indemnisation captive	0	0	0	13	0	12	11	16	6	0
Indemnisation marché	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts crédit (2,25%)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant Impôts	3,5	-0,5	3,6	-1,5	23,6	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	25,6
Impôts sur les sociétés (25%)	0,9	0	0,9	0	5,9	0	0	0	0	6,4
Résultat après Impôts	2,6	-0,5	2,7	-1,5	17,7	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	19,2
<i>Coût du capital</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>
<i>PFS annuelle (discount 10%)</i>	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>	<i>-4,5</i>	<i>7,2</i>	<i>-3,6</i>	<i>-2,7</i>	<i>-7,2</i>	<i>1,8</i>	<i>7,2</i>

TABLE D.3 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie couverture combinée (en M€)

Avec hypothèse des dividendes (30%)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	224	234	267
Prime marché	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Indemnisation marché	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts crédit (2,5%)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant Impôts	9,1	5,1	9,1	-8,9	29,1	-7,9	-6,9	-11,9	-1,9	31,1
Impôts sur les sociétés (25%)	2,3	1,3	2,3	0	7,3	0	0	0	0	7,8
Résultat après Impôts	6,8	3,8	6,8	-8,9	21,8	-7,9	-6,9	-11,9	-1,9	23,3
Dividendes (30 %)	2	2,7	2	0	6,5	0	0	0	0	7
Résultat après dividendes	4,8	1,1	4,8	-8,9	15,3	-7,9	-6,9	-11,9	-1,9	16,3

TABLE D.4 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie rétention partielle (en M€)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	224	234	267
Prime captive	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Prime marché	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Indemnisation captive	0	0	0	13	0	12	11	16	6	0
Indemnisation marché	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intérêts crédit (2,25%)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant Impôts	3,5	-0,5	3,6	-1,5	23,6	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	25,6
Impôts sur les sociétés (25%)	0,9	0	0,9	0	5,9	0	0	0	0	6,4
Résultat après Impôts	2,6	-0,5	2,7	-1,5	17,7	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	19,2
Dividendes (30 %)	0,8	0	0,8	0	5,3	0	0	0	0	5,8
Résultat après dividendes	1,8	-0,5	1,8	-1,5	12,4	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	13,4
<i>Coût du capital</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>
<i>PFS annuelle (discount 10%)</i>	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>	<i>-4,9</i>	<i>7,2</i>	<i>-3,9</i>	<i>-2,9</i>	<i>-7,9</i>	<i>1,8</i>	<i>7,2</i>

TABLE D.5 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie couverture combinée (en M€)

D.2.4 Assurance paramétrique

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	224	234	267
Prime marché	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Indemnisation marché	0	0	0	13	0	12	11	16	6	0
Intérêts crédit (2,25%)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant impôt	3	-1	3	-2	23	-2	-2	-2	-2	25
Impôts sur les sociétés (25%)	0,8	0	0,8	0	5,8	0	0	0	0	6,3
Résultat après impôt	2,3	-1	2,3	-2	17,3	-2	-2	-2	-2	18,8

TABLE D.6 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie assurance paramétrique (en M€)

D.3 Étude en situation dégradée

D.3.1 Rétention totale

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	200	200	267
Intérêts crédit (3%)	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant impôt	4	0	4	-14	24	-13	-12	-41	-41	26
Impôts sur les sociétés (25%)	1	0	1	0	6	0	0	0	0	6,5
Résultat après impôt	3	0	3	-14	18	-13	-12	-41	-41	19,5

TABLE D.7 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie rétention totale (en M€)

D.3.2 Rétention partielle et couverture combinée

Le compte de résultats captive est présenté dans le corps du texte, dans le Tableau [4.4](#)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	200	200	267
Prime marché	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Indemnisation marché	0	0	0	0	0	0	0	22	22	0
Intérêts crédit (2,5%)	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant impôt	9,1	5,1	9,1	-8,9	29,1	-7,9	-6,9	-13,9	-13,9	31,1
Impôts sur les sociétés (25%)	2,3	1,3	2,3	0	7,3	0	0	0	0	7,8
Résultat après impôt	6,8	3,8	6,8	-8,9	21,8	-7,9	-6,9	-13,9	-13,9	23,3

TABLE D.8 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie rétention partielle

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	200	200	267
Prime captive	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
Prime marché	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Indemnisation captive	0	0	0	13	0	12	11	18	18	0
Indemnisation marché	0	0	0	0	0	0	0	22	22	0
Intérêts crédit (2,25%)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant Impôts	3,5	-0,5	3,6	-1,5	23,6	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	25,6
Impôts sur les sociétés (25%)	0,9	0	0,9	0	5,9	0	0	0	0	6,4
Résultat après Impôts	2,6	-0,5	2,7	-1,5	17,7	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	19,2
<i>Coût du capital</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>
<i>PFS annuelle (discount 10%)</i>	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>	<i>7,2</i>	<i>-5</i>	<i>7,2</i>	<i>-4</i>	<i>-3</i>	<i>-10</i>	<i>-10</i>	<i>7,2</i>

TABLE D.9 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie couverture combinée (en M€)

D.3.3 Assurance paramétrique

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Revenus éoliennes	245	241	245	227	265	228	229	200	200	267
Prime marché	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Indemnisation marché	0	0	0	13	0	12	11	40	40	0
Intérêts crédit (2,25%)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Autres charges	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Résultat avant impôt	3	-1	3	-2	23	-2	-2	-2	-2	25
Impôts sur les sociétés (25%)	0,8	0	0,8	0	5,8	0	0	0	0	6,3
Résultat après impôt	2,3	-1	2,3	-2	17,3	-2	-2	-2	-2	18,8

TABLE D.10 : Compte de résultats du groupe avec la stratégie assurance paramétrique (en M€)

D.4 Études de sensibilité

D.4.1 Sensibilité par rapport au coût du capital

Deux paramètres varient dans cette étude. Le SCR prend les valeurs : 5,3 M€, 10 M€ et 18 M€ (le plafond d'indemnisation annuel). Le coût du capital représente 6%, 7% ou 8% des fonds propres immobilisés. L'hypothèse de dividendes n'est pas prise en compte.

Étude en situation historique

Quelque soit le cas étudié, la stratégie de couverture combinée reste plus avantageuse, comme présenté en Figures [D.3](#) et [D.4](#).

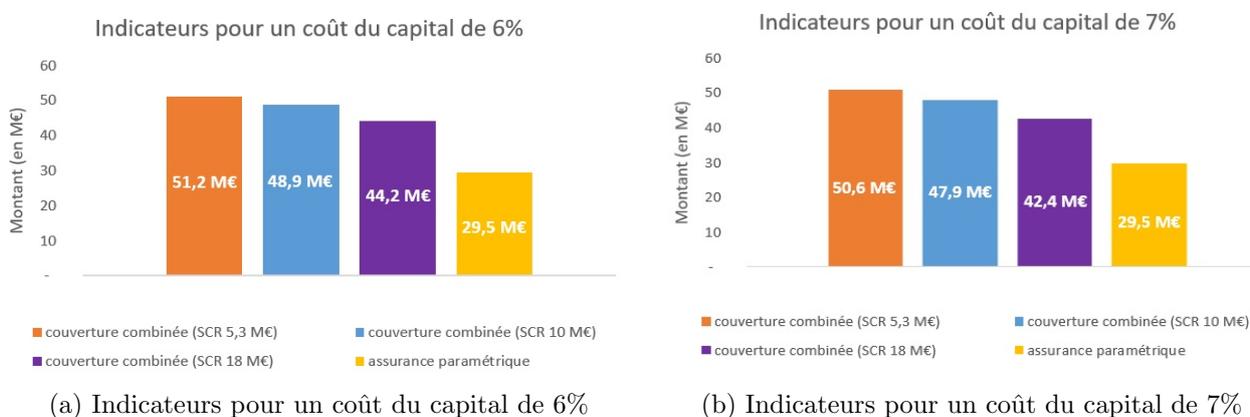


FIGURE D.3 : Indicateurs pour des coûts du capital de 6% et 7% (situation historique)

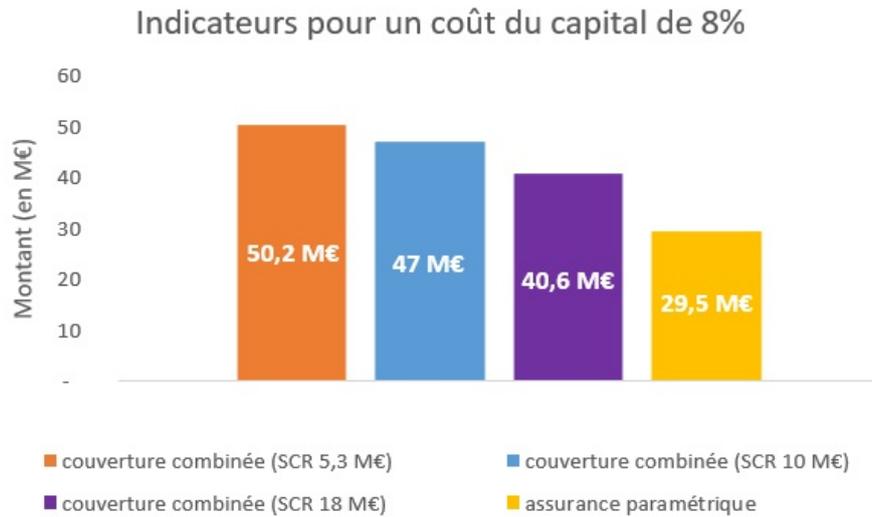


FIGURE D.4 : Indicateurs pour un coût du capital de 8% (situation historique)

Étude en situation dégradée

Comment en attestent les Figures [D.5](#) et [D.6](#), seule la situation dégradée avec un SCR de 18 M€ et un coût du capital de 8% fait ressortir la stratégie d'assurance paramétrique comme la stratégie la plus avantageuse

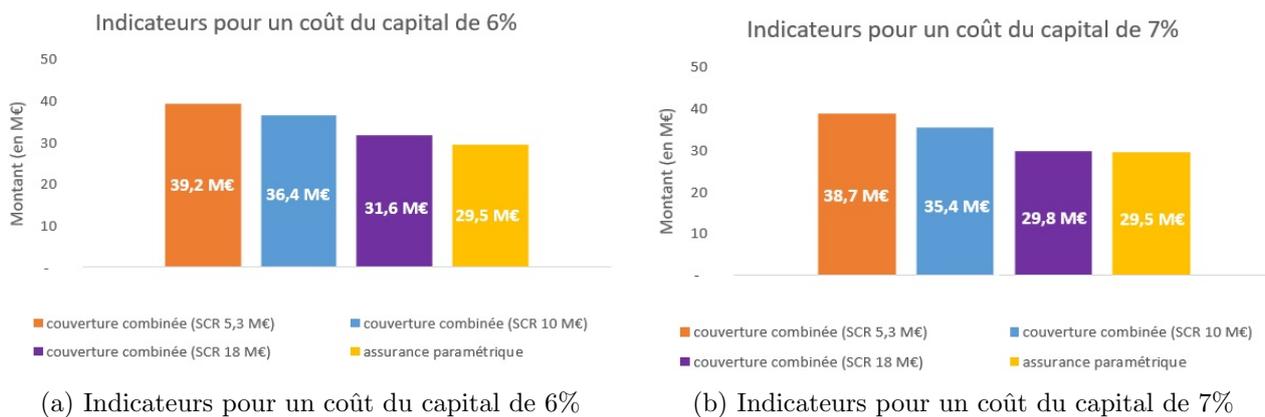


FIGURE D.5 : Indicateurs pour des coûts du capital de 6% et 7% (situation dégradée)

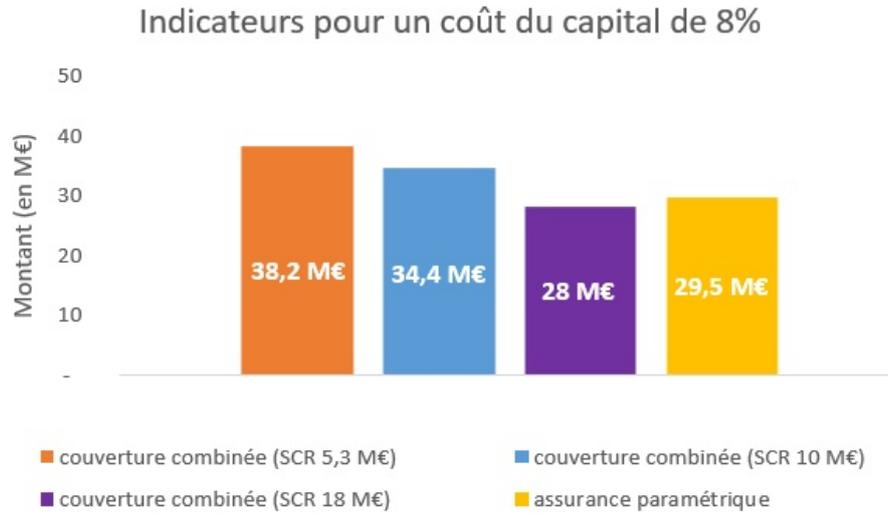


FIGURE D.6 : Indicateurs pour un coût du capital de 8% (situation dégradée)

D.4.2 Sensibilité par rapport au taux d'intérêts

Le taux proposé pour la couverture du seuil premier décile est fixé de manière arbitraire. Si celui-ci est en réalité plus faible que 2,5%, il se pourrait que la stratégie de rétention partielle soit plus avantageuse que la stratégie couverture combinée.

Étude en situation historique

Comme illustré en Figure [D.7](#), un taux d'intérêts de 2,44 % si le premier décile est couvert permet d'obtenir une valorisation similaire des stratégies d'assurance paramétrique et de rétention partielle. Un taux d'intérêts de 2,25 % (qui n'est pas réaliste du fait que le seuil assuré est inférieur au seuil médian) pour la couverture du premier décile ne permet même pas de rendre la stratégie rétention partielle plus attractive que la stratégie de couverture combinée.

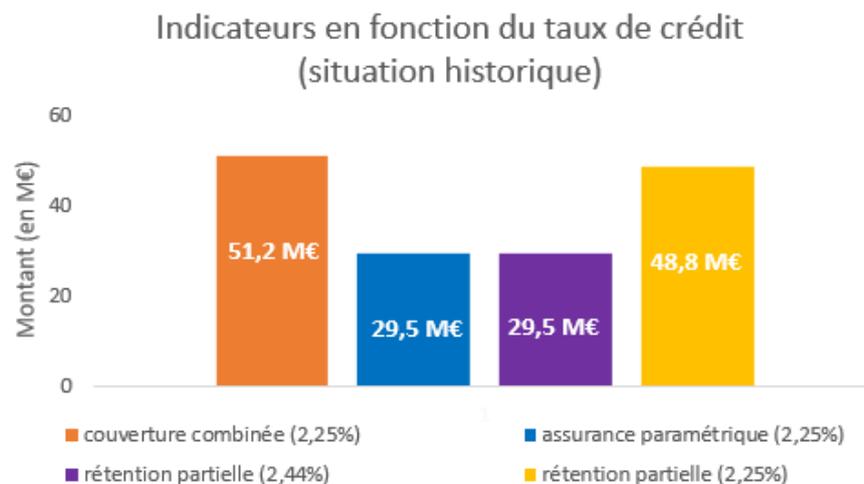


FIGURE D.7 : Indicateurs en fonction du taux d'intérêts (situation historique)

Étude en situation dégradée

Les résultats sont présentés en Figure D.8. Un taux d'intérêts de 2,30 % si le premier décile est couvert permet d'obtenir une valorisation similaire des stratégies d'assurance paramétrique et de rétention partielle. Un tel taux paraît cependant peut réaliste car trop proche des 2,25% proposé pour la couverture du seuil médian. Un taux d'intérêts de 2,25 % (qui n'est pas réaliste) pour la couverture du premier décile ne permet toujours pas de rendre la stratégie rétention partielle plus attractive que la stratégie de couverture combinée.

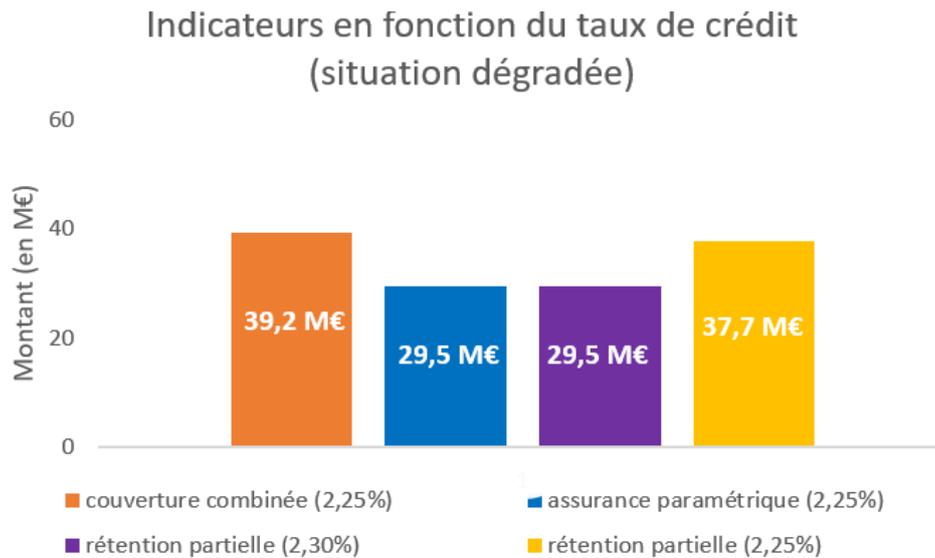


FIGURE D.8 : Indicateurs en fonction du taux d'intérêts (situation dégradée)