



Synthèse de l'étude de vent pour le Projet Eolien du Blayais – EDF Renouvelables

L'installation d'un système de mesures par laser (ou LIDAR pour Light Detection And Ranging), le 27/01/2017, au niveau de la centrale du Blayais permet d'évaluer le potentiel éolien (vitesse et direction du vent) sur la zone d'implantation. Les mesures récoltées, entre les hauteurs 50m et 180m, par pas de 10m, sont reconstituées avec des données long-terme afin d'évaluer précisément le potentiel, et de décider du modèle d'éolienne le plus approprié. La zone étant vaste, cette mesure devra être complétée, en cas de poursuite du projet, par l'installation d'un mât de 100m au nord de celui-ci afin de compléter et d'améliorer encore l'estimation du potentiel. En attendant, et afin de connaître les caractéristiques éoliennes en tout point de la zone d'étude, le potentiel éolien au niveau du LIDAR est comparé aux valeurs issues d'un atlas éolien acheté à la société VORTEX (produit FARM, voir la figure 1).

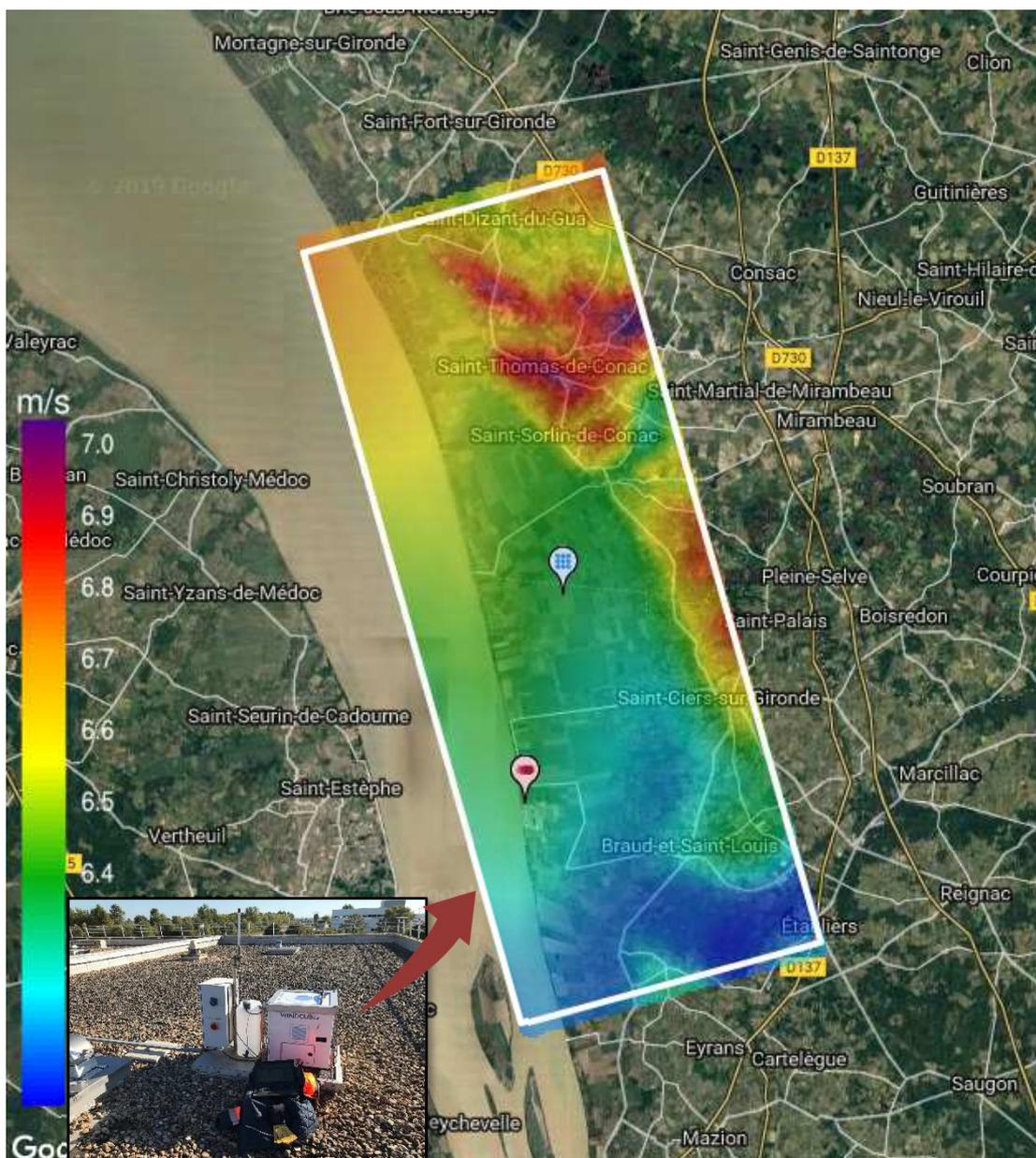
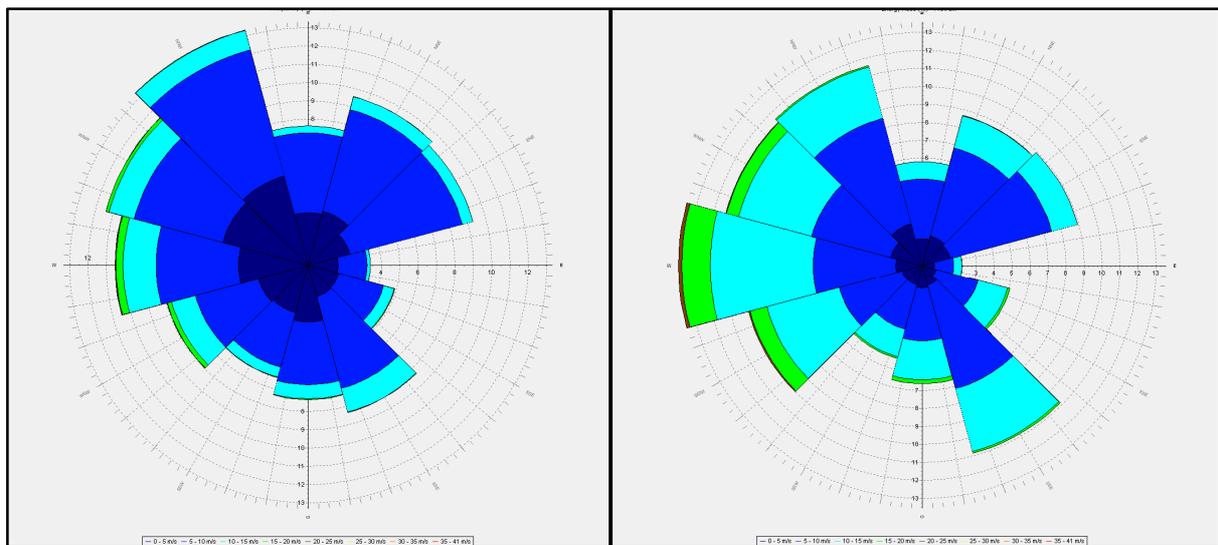


Figure 1 : Vitesse du vent (unité mètres/seconde) à 110m sur le bord Est de l'estuaire de la Garonne - Marque rouge : emplacement du LIDAR (photo illustrative du LIDAR à gauche) - Marque bleue : centre de l'atlas éolien Vortex.

Il s'avère très intéressant de partir sur des gabarits de grande taille, le potentiel éolien étant modeste proche de la surface du sol. En outre le profil vertical de la vitesse du vent (c'est-à-dire l'augmentation de cette vitesse avec l'altitude) est favorable aux tours de grande hauteur. Ainsi, à 110m, sur les zones susceptibles d'accueillir des éoliennes (parties d'altitude basse dans la zone de l'atlas), la vitesse moyenne varie entre 6.2 m/s et 6.6 m/s.

Concernant la direction du vent, les secteurs Ouest à Nord-Ouest dominant en fréquences d'occurrence et d'énergie ; cependant les secteurs Nord-Est et Sud-Est sont également présents. Sur la figure 2 sont montrées les roses d'occurrence de vitesse et d'énergie du vent sur une période de mesures de 2 ans.



**Figure 2 : Roses des vents (à gauche) et énergétiques (à droite) issues des mesures LIDAR
Période du 01/02/2017 au 31/01/2019**

Bien que la direction du vent soit un paramètre qui varie dans le temps à des échelles différentes (effets thermiques côtiers, passage de perturbations, équilibre des grandes masses d'air), ces roses issues des mesures sur 2 ans sont représentatives de celles considérées sur une période long-terme (16 ans).

La figure 3 illustre la variation saisonnière de la direction du vent. En janvier les vents dominants sont de secteur Sud à Ouest, les vents d'Ouest étant les plus forts ; en avril, c'est pratiquement l'inverse avec un grand secteur Nord dominant ; en juillet, le secteur dominant est le Nord-Ouest ; enfin, le mois d'octobre est un mois où les vents de Nord-Est et de Sud-Est sont les plus présents.

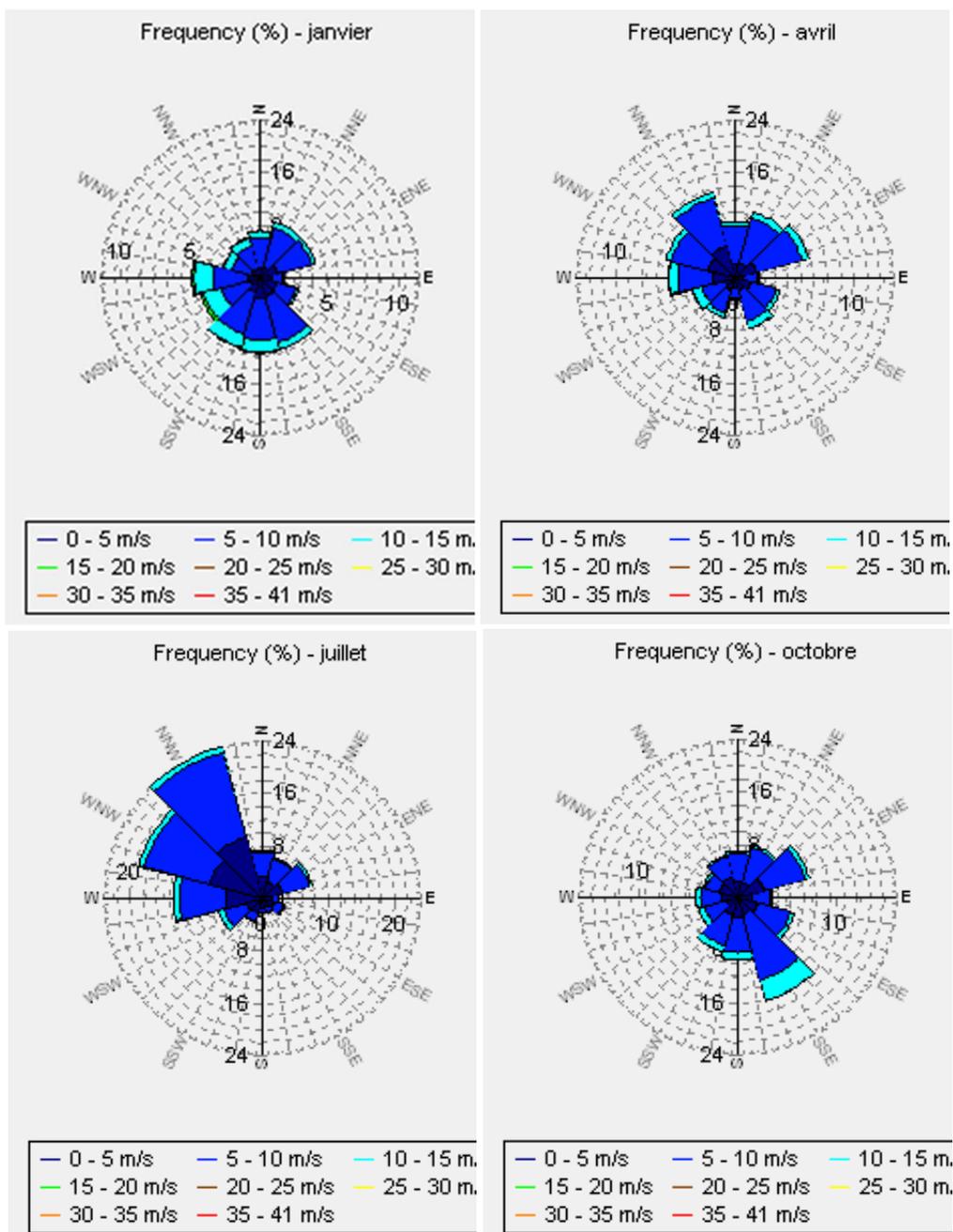


Figure 3 : Roses des vents pour 4 mois de l'année, issues des mesures LIDAR reconstituées sur le long-terme (16 ans)

De même, la vitesse du vent est également un paramètre très fluctuant depuis les échelles de temps réduites, comme les rafales, les passages de perturbations, aux échelles plus étendues comme les variations saisonnières ou même climatiques. Les figures 4 et 5 montrent respectivement les variations mensuelle et interannuelle de la vitesse de vent. Les vitesses moyennes mensuelles, plus faibles en été, varient entre 5.3 m/s en août et 7.2 m/s en février. Sur les 15 dernières années, les vitesses moyennes annuelles ont varié entre 6.1 m/s en 2016 et 6.5 m/s en 2007.

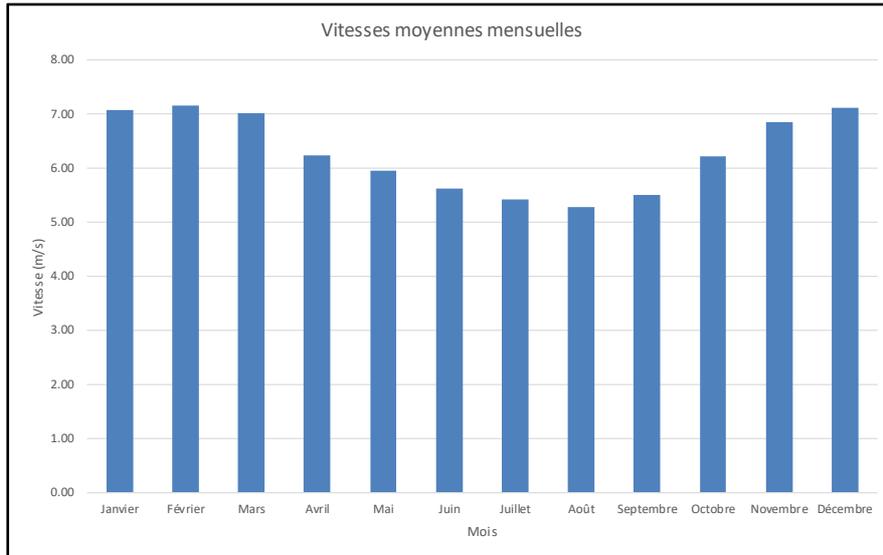


Figure 4 : Variation mensuelle des vitesses de vent (mesures LIDAR à 110m reconstituées sur 15 ans)

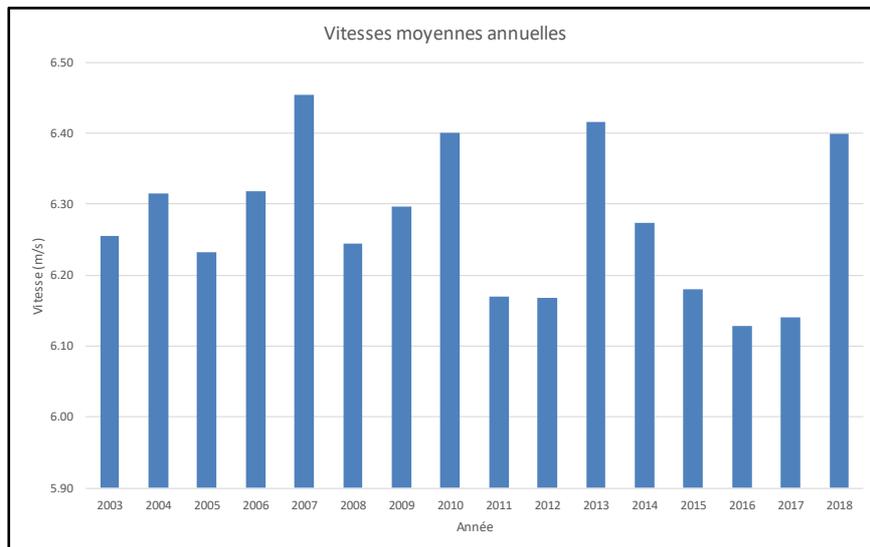


Figure 3 : Variation annuelle des vitesses de vent (mesures LIDAR à 110m reconstituées sur 15 ans)

L'adaptabilité des modèles d'éolienne sur le site, est vérifiée par l'évaluation des conditions de site selon la norme IEC 61400-1, afin d'en déduire une classe au sens de cette norme. En particulier, dans cette zone géographique, les paramètres à contrôler parmi ceux de la norme, sont les vitesses moyennes et extrêmes, la distribution de la vitesse de vent, le profil vertical et l'intensité de la turbulence. Le choix du modèle de turbine tiendra compte de cette classe, ce qui va assurer la tenue mécanique de l'éolienne sur sa durée de vie garantie par le constructeur.

Le potentiel éolien déterminé permet d'estimer le productible du parc éolien, tenant compte des pertes de sillage ainsi que des pertes techniques (telles que, par exemple, les pertes électriques et environnementales, les bridages acoustiques et chiroptères) et celles liées à la disponibilité de fonctionnement des éoliennes et du réseau électrique. Les premières estimations de productible donnent, avec des éoliennes aux gabarits proches de 115m de hauteur de tour, et 130m de diamètre du rotor, des résultats équivalents à 3000h/an de fonctionnement à puissance nominale, soit un facteur de charge d'environ 34%.