

PARCS EOLIENS SUISSES : QUEL PRODUCTIVITE ?

J-Bernard Jeanneret *, ClubEnergie2051

25 septembre 2015

1 Introduction

Ce document est un complément technique à un article publié sur le site du Club-Energie 2051 en Septembre 2015 [1]. Ce dernier est reproduit ici en appendice. Il peut servir d'introduction et de conclusion au présent document. Les deux textes ont pour but d'évaluer quantitativement les capacités de production éoliennes en Suisse. Elles apparaissent très, et parfois trop, optimistes pour la majorité des parcs projetés pour les années à venir.

2 Sites éoliens opérationnels et projets en Suisse.

La Table (1) donne des informations sur la puissance installée et l'énergie produite par les parcs éoliens suisses en opération en 2014. La liste est limitée aux sites de puissance supérieure à un mégawatt (1 MW). Les parcs éoliens en projets suffisamment avancés et documentés sont donnés dans un deuxième bloc de la même table. Plus bas, deux études donnent le potentiel éolien estimé de leurs cantons respectifs. Finalement, les moyennes nationales sont comparées à celles de nos voisins. La dernière colonne de la table renvoie aux publications citées dans la bibliographie en fin de ce texte et d'où les informations sont obtenues. Ces documents sont tous accessibles sur internet. Comparer énergie produite en rapport avec la puissance installée complique les méthodes de calcul et la comparaison entre sites. Il est préférable de se référer à un paramètre unique, le facteur de charge horaire F_h , ou mieux une variante, le facteur de charge relatif F . Une définition détaillée en est donnée plus loin, voir Section (3) et plus spécialement (3.1) et (3.2). Le facteur de charge horaire F_h est une mesure de la productivité d'un site, obtenu en divisant l'énergie produite annuellement par la puissance installée, exprimées respectivement en megawattheures (MWh) et megawatt (MW). Il est exprimé en heures, qui correspondent à une production à pleine puissance durant le temps F_h . Si F_h est divisé par le nombre d'heure dans l'année, 8760 h, on obtient le facteur de charge relatif $F = F_h/8760$ qui est compris entre zero et un. Ces deux valeurs sont aussi données dans la Table (1). Plus loin, il sera fait référence uniquement à la valeur F .

2.1 Sites opérationnels.

La performance opérationnelle moyenne suisse, $F = 0.19$, est égale à la valeur allemande pour l'éolien terrestre. L'Allemagne a de bon sites dans le nord du pays mais pas à sa frontière avec

*jbernard.jeanneret@icloud.com

TABLE 1 – Sites éoliens : Puissance P , production d'énergie annuelle E et facteur de charge F . Voir texte pour les définitions. Pour les projets opérationnels, production 2014, données relevées dans [2], Aout 2015. Seuls les parcs de puissance installée supérieure à 1 MW sont présentés ici.

SITES		P [MW]	E [MWh/an]	F_h [h]	F -	F moyen	Ref.
OPERATIONNELS							
A1	Charrat	3.0	6587	2196	0.25		[2]
A2	Martigny	2.0	4926	2463	0.28	0.27	[2]
A3	Collonges	2.0	4949	2474	0.27		[2]
B1	Mt-Crosin	29.6	50453	1728	0.20		[2]
B2	St-Brais	4.0	6033	1508	0.18	0.20	[2]
B3	Peuchapatte	6.9	12900	1870	0.17		[2]
C1	Gries	2.3	1805	785	0.09		[2]
C2	Gutsch	3.3	5288	1633	0.19		[2]
C3	Haldenstein	3.0	4340	1447	0.17	0.13	[2]
C4	Lutersarni	2.3	2397	1042	0.12		[2]
C5	Feldmoos	1.85	884	478	0.06		[2]
PROJETS							
D1	Eole Jorat Sud	37.5	80000	2133	0.24		[7]
D2	Eole Jorat Nord	12	38000	3167	0.36		[8]
D3	Tous-Vents (Essertines)	21	55000	2619	0.30	0.35	[8]
D4	Vaud'Air (Montanaire)	18	65000	3611	0.41		[11]
E1	Bel Coster (Ballaigues)	27	68000	2519	0.29		[8]
E2	Ste-Croix	13.8	22000	1594	0.18		[12]
E3	Eole Joux	21	62500	2976	0.34		[13]
E4	Tramelan	12.6	28000	2222	0.25		[14]
F1	Gries 'II'	7	13500	1930	0.22		[16]
G1	Schwyberg	18	35000	1944	0.22		[17]
CONCEPTS CANTONNAUX							
H1	Concept Neuchâtel	118	208000	1763	0.20		[18]
H2	Etude Fribourg	3000	4400000	1467	0.17		[19]
	SUISSE, operationel					0.19	
	SUISSE, projets					0.27	
PAYS VOISINS, terrestre							
	FRANCE					0.23	[20]
	ALLEMAGNE					0.19	[21]
	ROYAUME-UNI, dont 20% en mer					0.26	[22]

la Suisse : Schleswig-Holstein $F = 0.23$, Bade-Wurtemberg $F = 0.15$ [21]. La France $F = 0.23$ et le Royaume-Uni $F = 0.26$ (avec l'éolien en mer) font mieux, principalement grâce à leur côtes atlantiques [20][22]. L'Angleterre est créditede du meilleur potentiel européen, sinon mondial. En Suisse, les sites les plus ventés se trouvent sur les crêtes des montagnes, mais l'altitude réduit la performance à cause de la plus faible densité de l'air (10% de perte à 1000 m et 19% à 2000 m, voir Section (3.2.3)). Les sites près de Martigny (A1-A3 de la Table 1) montrent une performance élevée à cause de rétrécissement local de la vallée du Rhône, qui connecte le Valais central à la région lémanique, avec des conditions de pression et de température souvent différentes pour chacune de ces régions [6]. Les sites du Jura (B1-B3) sont proches de la valeur moyenne, alors que les sites alpins ont une performance faible.

2.2 Sites suisses en projet.

Le facteur de charge moyen annoncé par les promoteurs des sites suisses en projet (D1-G1 de la Table 1) est $F = 0.27$. C'est donc 40% de mieux que celui des projets existants, un chiffre qui pose question. Les promoteurs font valoir l'usage de nouvelles machines, optimisées pour les sites à vents moyens pour expliquer une performance élevée. L'argument est partiellement vrai. Mais le Royaume-Uni, qui a de bien meilleurs vents et un parc très récent - la puissance installée a doublé depuis 2012 - fait moins bien ($F = 0.26$), voir Table (1) et [22].

Le gros écart de facteur de charge entre les projets oblige à une analyse détaillée pour comprendre ces valeurs. La Table (1) montre que plusieurs projets ont des valeurs F égales ou supérieures à 0.30 (D2-D4, E1 et E3). Seul deux projets (E2 et G1) sont proches de la moyenne des projets en opération. L'information disponible sur les projets éoliens est très lacunaire, et ne permet pas de se former une opinion étayée et sûre quand à leur performance. Pour tenter d'y remédier, nous proposons dans la suite du texte une analyse chiffrée basée sur des sources les plus crédibles possibles, toutes accessibles sur internet et référencées dans le texte. Les éléments suivants sont présentés :

Production de puissance La théorie éolienne de base est accessible dans l'encyclopédie en ligne Wikipedia. Les données pour l'extraction de puissance par les machines sont publiées par les constructeurs. Section 3 .

Définition du facteur de charge, nominal et effectif Le facteur de charge nominal d'une installation de production d'énergie est défini. Le cas particulier éolien est présenté. Sections 3.1 et 3.2.

La vitesse du vent et ses fluctuations La structure de vitesse du vent dans un site donné est la composante fondamentale de la performance d'un parc éolien. Une description numérique utile en est donnée. Section 3.2.1.

Le calcul du facteur de charge nominal et ses facteurs limitatifs Le temps d'immobilisation des machines réduit le facteur de charge nominal et il faut introduire une correction liée à l'altitude. Sections 3.2.3 et 3.2.4.

Analyse de parcs en projets Les performances élevées promises par quelques projets sont analysées et comparées à un calcul fait avec les outils listés ci-dessus. Section 4.

Impacts économiques On se limitera à une brève discussion des coûts en fonction de la performance dans la Section 5. Ce sujet qui dépasse la cadre de ce papier mérite une analyse séparée à lui seul.

2.3 Le site wind-data.

Le site internet wind-data [2] contient beaucoup de matériel utile sur le vent et les éoliennes. Il est dédié au territoire suisse. Il permet d'éviter de chercher de l'information dispersée dans de multiples autres sites. L'information technique est produite par l'entreprise Meteotest, qui est mandatée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). L'association Suisse-Eole y donne des informations générales. On y trouve :

- Une carte des vents qui couvre tout le territoire à trois hauteurs, 50, 70 et 100 m au dessus du sol.
 - Des recommandations de l'OFEN pour la planification des sites.
 - Des outils de calcul (distribution de vitesses de vent autour d'une valeur moyenne, variation en fonction de la hauteur au sol, effet de la densité de l'air, calcul de facteur de charge, etc).
 - Une carte et une liste des parcs opérationnels avec l'énergie produite au cours des années.
- Ce site a été beaucoup utilisé pour le présent travail. Il y est référencé explicitement, mais aussi implicitement dans le texte.

3 Production de puissance

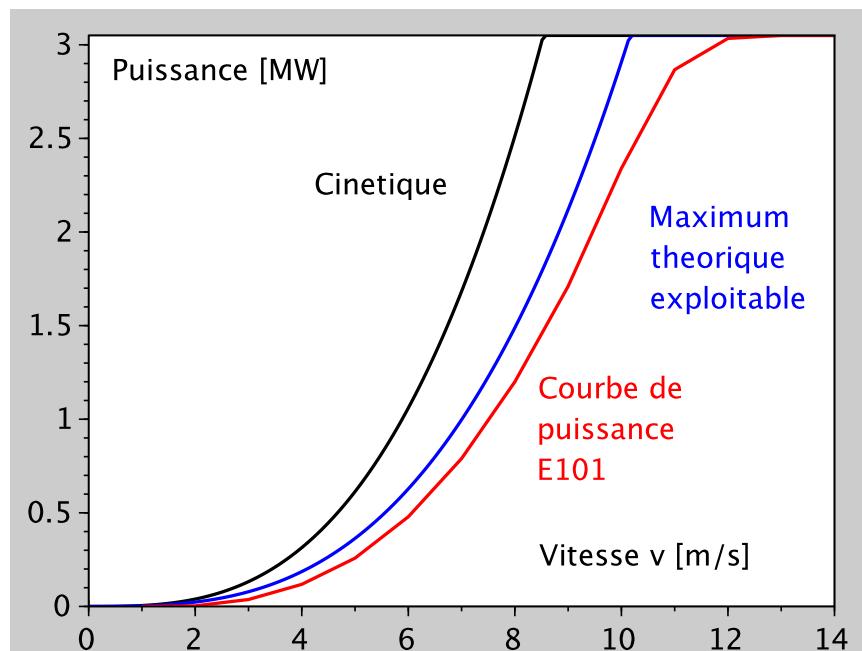


FIGURE 1 – Puissance d'une machine éolienne en fonction de la vitesse du vent : l'exemple de la machine Enercon E101. Courbe noire : la puissance cinétique, soit l'énergie totale liée à la vitesse de l'air traversant le rotor par seconde. Courbe bleue : la puissance théorique maximale qui peut être transmise au rotor avant conversion électrique (limite de Betz, voir texte). Courbe rouge : la puissance mécanique réellement produite par la machine avant conversion électrique. Pour l'écart à la courbe théorique, voir texte.

La puissance produite par une éolienne est apportée par l'énergie cinétique du vent. Un mètre cube d'air a une masse $m = 1.225 \text{ kg}$ (valeur de référence à altitude zéro). En déplacement à vitesse v , son énergie cinétique est $e = mv^2/2$. Le volume d'air qui traverse la surface circulaire $S = \pi R^2$ couverte par les pales de rayon R par seconde est $V = Sv = \pi R^2 v$. La puissance cinétique sera donc $P_{\text{cin}} = e \times V = \pi m R^2 v^3 / 2$. Cette puissance n'est pas totalement utilisable : l'air ne peut

pas être ralenti jusqu'à vitesse nulle derrière les pales, il s'y accumulerait et bloquerait le rotor. La vitesse résiduelle minimale nécessaire réduit la puissance cinétique d'un facteur $16/27 = 0.59$ (limite de Betz) [4]. On a donc une puissance théorique maximale $P_{th} = 0.59P_{cin}$. Pour des pales de rayon $R = 50.5$ m (machine Enercon E101 [24]), on a $P_{th} = 2.9v^3/1000$ (P en MW). En pratique, une machine ne peut pas être parfaite. Elle est liée aux limites de l'aérodynamique. En particulier, de l'énergie est dissipée en frottement et turbulences. Le coefficient de Betz égal à 0.59 est remplacé par une valeur qui dépend de la vitesse. Il vaut approximativement 0.45 dans la bande de vitesse utiles pour la machine Enercon E101. Au dessus de $v \approx 10$ m/s, la machine devient instable et la puissance doit être délibérément bridée et tend vers une constante. Les différentes valeurs de puissance sont données dans la Fig. (1) pour la machine Enercon E101. On voit en particulier que cette machine est fortement optimisée. La différence entre la courbe théorique et réelle est petite, de l'ordre de 25%. Le fait le plus important reste la variation de la puissance avec le cube de la vitesse du vent aux petites vitesses. La puissance obtenue à $v = 10$ m/s est par exemple divisée par à peu près 8 à $v = 5$ m/s. Cette limite fondamentale ne peut pas être évitée et limite sévèrement la production d'énergie dans un site de vents faibles.

3.1 Facteur de charge

Un système de production d'énergie de puissance P qui fonctionnerait en continu pendant une année produirait une énergie $E_0 = 8760 \times P$ où 8760 est le nombre d'heures par année. Si P est exprimé en mega-watts (MW), l'énergie le sera en mega-watts-heures (MWh). Si le fonctionnement est intermittent ou si la puissance disponible est variable, l'énergie produite sera plus petite que E_0 et on aura $E = 8760 \times F \times P$, où F est appelé facteur de charge. Il est plus petit ou égal à 1 et doit être calculé pour chaque cas particulier. On définit aussi un facteur de charge horaire donné par $F_h = 8760F$. On trouve les deux définitions dans la littérature.

3.2 Facteur de charge eolien

L'énergie produite annuellement par une éolienne dans un lieu donné ne dépend pas seulement de sa courbe de puissance nominale. Trois facteurs doivent être considérés, chacun affectant le facteur de charge effectif F :

1. La vitesse moyenne du vent et ses variations temporelles dans des conditions de références. Avec la courbe de puissance de l'éolienne elles déterminent le facteur de charge nominal F_0 .
2. Une correction de densité de l'air en fonction de l'altitude du site f_a .
3. Un facteur de disponibilité f_d , qui groupe l'incidence des arrêts de machine et des effets liés aux écarts aux conditions de références.

Chacun de ces facteurs est discuté dans les sections suivantes. Le facteur de charge effectif sera le produit de ces trois facteurs, soit

$$F = f_d \times f_a \times F_0. \quad (1)$$

3.2.1 Variations de vitesse du vent

La puissance nominale d'une éolienne est modulée principalement par les variations temporelles de la vitesse v du vent. La distribution de vitesse du vent, c'est à dire la probabilité d'observer la

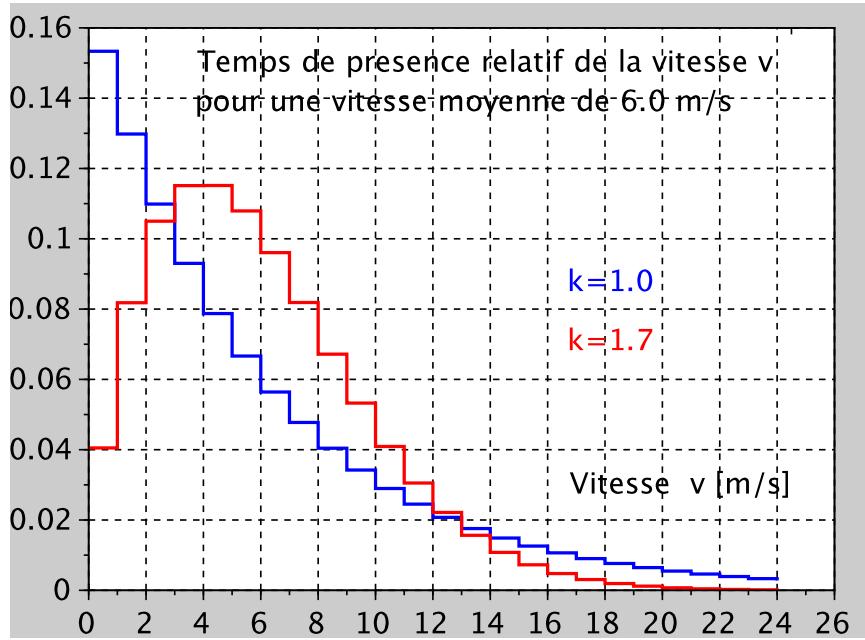


FIGURE 2 – La probabilité d'observer une vitesse de vent dans dans un bande donnée de largeur 1 m/s, quand la vitesse moyenne est de 6 m/s. Le facteur k modélise la forme de la distribution. Une valeur $k = 1.7$ est proche des observations en Suisse.

vitesse v à un moment donné, est modélisée en relativement bonne approximation par la fonction de Weibull [2, 4, 5]. Elle est donnée par

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad \text{avec} \quad A = \frac{v_{\text{moyen}}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \quad (2)$$

ou la valeur k caractérise la forme de la distribution, voir Figure (2). La distribution est large et maximale à vitesse nulle pour $k=1$. Elle se resserre autour de la valeur moyenne quand k s'éloigne de 1 vers de plus large valeurs. La valeur A est proche de la vitesse moyenne. En pratique, une valeur de k proche d'une distribution mesurée est souvent comprise entre $k=1.5$ et $k=2$. La Figure (2) donne la distribution de vitesse $f(v)$ pour une vitesse moyenne $v_m = 6$ m/s et pour $k = 1$ et $k = 1.7$. Pour ces deux dernières valeurs, la fonction gamma $\Gamma(1 + 1/k)$ vaut 1 et 0.892.

3.2.2 Facteur de charge nominal pour une distribution de vitesse donnée

Le calcul du facteur de charge nominal F_0 est illustré par la Figure (3). Les valeurs numériques correspondantes sont données dans la Table 2. La valeur de F_0 est obtenue en multipliant bande de vitesse par bande de vitesse la probabilité de présence de cette vitesse (courbe bleue en crénaux) par la puissance relative de la machine aux même valeurs (courbe noire). Le résultat est la courbe en trait rouge. Sa surface est le facteur de charge F_0 . La vitesse moyenne choisie correspond à un cas discuté plus bas, voir Section 4.1.2.

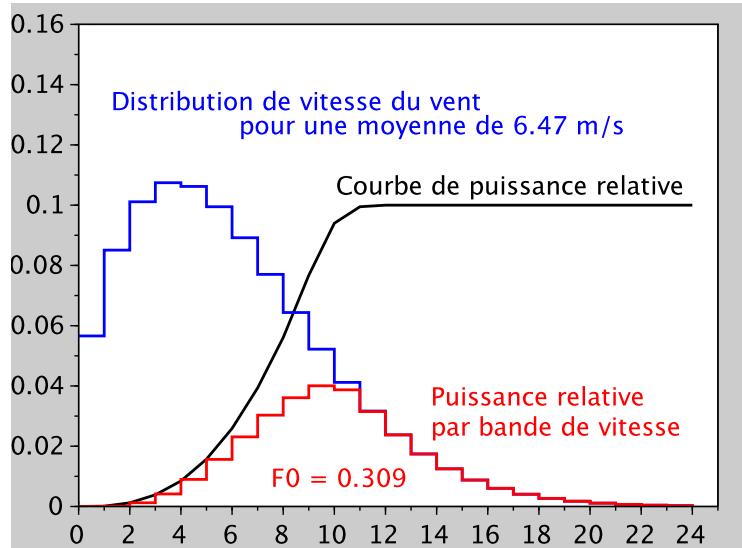


FIGURE 3 – Le calcul du facteur de charge nominal combine la distribution de vitesse du vent (courbe bleue) et la courbe de puissance relative de la machine. La puissance relative est la courbe de puissance divisée par la puissance maximale (courbe noire), voir Figure (1). Elle est ici divisée par dix pour la présentation graphique. La puissance relative par bande de vitesse (courbe rouge) est obtenue en multipliant les valeurs des deux courbes, voir texte et Table (2).

3.2.3 Correction d'altitude

La courbe de puissance des machines est donnée par les constructeurs pour une densité de l'air de $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$. La densité à une altitude z est donnée par $\rho(z) = 1.225 \exp(-1.04 \times 10^{-4}z)$. En altitude la densité est plus faible et la puissance est réduite en proportion pour une même vitesse de vent. A l'altitude $z = 1000 \text{ m}$ le facteur de reduction de densité est $f_a = 0.90$. Et à l'altitude $z = 2000 \text{ m}$, $f_a = 0.81$.

3.2.4 Disponibilité et autres facteurs

La courbe de puissance des machines est aussi donnée par les constructeurs pour une installation sur un terrain plat et lisse. En pratique, le terrain présente des ondulations et des accidents et on y trouve des arbres ou des constructions, qui sont considérés comme des "rugosités" dans le monde éolien. Elles perturbent le mouvement de l'air (turbulences) et réduisent la puissance produite. Il faut aussi considérer les arrêts pour maintenance et parfois pour des pannes, et aussi le givrage des pales. Dans les périodes où la vitesse et la direction du vent changent rapidement, le rotor met du temps à suivre, occasionnant aussi des pertes. Ces périodes peuvent parfois nécessiter l'arrêt de la machine. S'y ajoutent les pertes de puissance interne au rotor, mécaniques et électriques. Ces facteurs réduisent l'efficacité et se traduisent par un facteur de disponibilité f_d plus petit que 1, voir Section (4.1.2).

TABLE 2 – Le facteur de charge nominal d'une machine Enercon E101, calculé pour une vitesse moyenne de vent de $v_{\text{moyen}} = 6.47 \text{ m/s}$ et une facteur $k = 1.7$, voir Section 3.2.1 et 4.1.1. La courbe de puissance de la machine est discutée plus haut, Section 3. Les valeurs numériques correspondent à la Figure (3). Le facteur de charge nominal est la somme des valeurs de la dernière colonne et vaut ici $F_0 = 0.309$.

indice <i>i</i>	vitesse <i>v_i</i> [m/s]	densité de probabilité <i>d_i</i>	Puissance relative <i>p_i</i>	$\Delta F_0^i = d_i \times p_i$
1	1.00	0.057	0.000	0.000
2	2.00	0.085	0.001	0.000
3	3.00	0.101	0.012	0.001
4	4.00	0.107	0.039	0.004
5	5.00	0.106	0.085	0.009
6	6.00	0.099	0.157	0.016
7	7.00	0.089	0.259	0.023
8	8.00	0.077	0.393	0.030
9	9.00	0.064	0.561	0.036
10	10.00	0.052	0.767	0.040
11	11.00	0.041	0.940	0.039
12	12.00	0.032	0.995	0.032
13	13.00	0.024	1.000	0.024
14	14.00	0.017	1.000	0.017
15	15.00	0.012	1.000	0.012
16	16.00	0.009	1.000	0.009
17	17.00	0.006	1.000	0.006
18	18.00	0.004	1.000	0.004
19	19.00	0.003	1.000	0.003
20	20.00	0.002	1.000	0.002
21	21.00	0.001	1.000	0.001
22	22.00	0.001	1.000	0.001

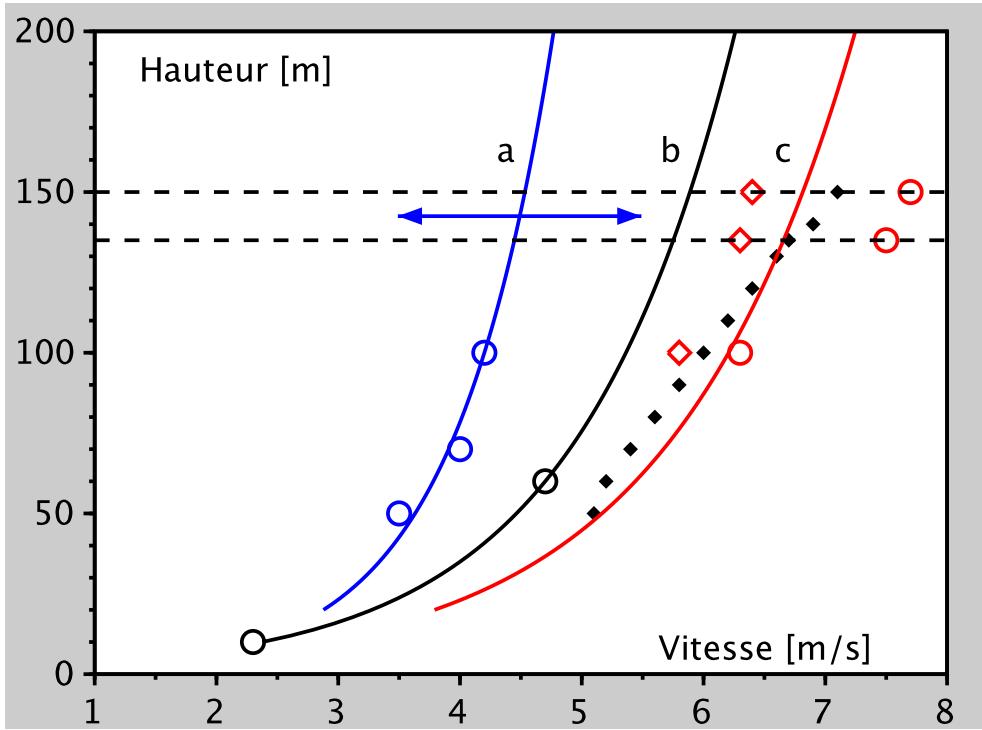


FIGURE 4 – Mesures de vents pour le site Tous-Vents. a) courbe et points bleus : Données de la carte Meteotest. Les deux flèches indiquent la marge d'erreur. b) courbe et points noirs : mesures anémométriques d'Assens. c) courbe et points rouges : mesures SODAR spécifiques au projet Tous-Vents, voir texte. Les losanges noirs sont des points calculés [10] à partir des cercles et losange rouges. Les courbes sont des ajustements d'une fonction standard pour la variation de vitesse en fonction de la hauteur et de la rugosité du sol, voir texte et Formule (3).

4 Performance attendue de quelques projets

4.1 Projets dans le Jorat et le Gros-de-Vaud

Comme on l'a noté plus haut (Section 2), les facteurs de charge F attendus par les promoteurs des sites projetés dans le Jorat et le Gros-de-Vaud sont très élevés. Si l'on se base sur les vitesses de vents données par les cartes de Meteotest [3] pour calculer un facteur de charge, il est impossible de reproduire des valeurs F aussi élevées comme on le verra dans cette section. Les sites internets des projets éoliens sont plutôt avares de détails sur les paramètres utilisés pour déterminer leur facteurs de charge et ne permettent donc pas de reproduire leurs résultats avec précision. Le projet Tous-Vents est une exception. Jusqu'à date récente (fin Juin 2015), son site internet [9] donnait accès à un rapport de mesures de vents et de calcul de production d'énergie attendue [10]. Il permet une comparaison détaillée avec les valeurs de Meteotest, présentée dans la Section 4.1.1. Les calculs de facteur de charge sont discutés dans la Section 4.1.2.

4.1.1 Mesures de vents, projet Tous-Vents

Un résumé des vitesses de vent moyennes en fonction de la hauteur au sol est montré dans la Figure (4). Trois groupes de données sont présentées :

- a) Les valeurs déduites des cartes de mesures de Meteotest [3].

- b)** Les mesures obtenues avec des anémomètre montés sur un mât à 10 et 60 m à Assens, à quelques kilomètres du site Tous-Vents [10].
- c)** Les mesures faites par des mesures avec un appareil SODAR, qui mesure la densité et la vitesse du vent en fonction de l'altitude avec un technique similaire à l'échographie [10].

Les vitesses de vents sont données par Meteotest à 50, 75 et 100m au-dessus du sol (cercles bleus). Meteotest donne une marge d'erreur de ± 1 m, indiquée par un trait fléché bleu dans la Figure (4). Les deux points de mesures d'Assens sont présentés par les cercles noirs. Les mesures SODAR ont été faites en deux points, l'un au nord du site Tous-Vents (Ursins, losanges rouges), l'autre au sud (Pailly, cercle rouges). Une variation de vitesse avec la hauteur est déduite des mêmes mesures SODAR, sans explication sur la méthode utilisée [10]. Ces valeurs sont données par des losanges noirs dans la Figure (4). Pour guider l'oeil et aider à comprendre les mesures, une courbe estimative de la variation de vitesse en fonction de la hauteur a été ajustée sur chacun des trois groupes de mesures. Cette fonction est discutée sur le site wind-data [2] (cliquer l'onglet 'outils', puis 'profil des vents'). Le freinage de l'air par frottement au sol, accentué par les rugosités, diminue fortement la vitesse au niveau du sol. Cette dernière augmente rapidement avec la hauteur z au dessus du sol, puis tend à se stabiliser à quelques centaines de mètres. Mathématiquement, cette fonction s'écrit

$$v(z) = v_1 \frac{\ln z - \ln z_0}{\ln z_1 - \ln z_0}, \quad (3)$$

où z_0 est une longueur de rugosité. La vitesse doit être connue à au moins une hauteur (z_1, v_1). Elle peut ensuite être calculée à n'importe quelle hauteur avec la formule (3). Il faut bien préciser que cette formule est très approximative. On peut l'employer ici parce que les séries de mesures discutées sont liées à un seul site. Les valeurs de rugosité sont choisie de manière à s'ajuster au mieux sur les mesures. Pour la série (a), $z_0 = 0.6$ (grandes villes avec de hauts bâtiments) et pour (b) et (c) $z_0 = 1.6$ (grandes villes avec de hauts bâtiments et des gratte-ciel). On notera que ces facteurs ne correspondent pas exactement au Gros-de-Vaud. Pour Meteotest (a), ce n'est pas très problématique, les données sont presque compatibles avec $z_0 = 0.4$ (Villages, petites villes, terrains agricoles avec de nombreuses haies ou de hauts arbres, forêts, terrains très accidentés). Pour (b) et (c), des problèmes additionnels se posent, voir plus bas. Ces courbes sont utilisées ici pour comparer les mesures à une même hauteur z . Les courbes ajustées sont données dans la Figure (4) avec la couleur correspondant aux points de mesures respectifs.

TABLE 3 – Vitesses moyennes de vents à la hauteur $z = 135$ m pour les trois séries de mesures, voir texte.

Série de mesure	Vitesse moyenne [m/s]	v/v_a
Meteotest	v_a	4.43
Assens, anémomètre	v_b	5.75
Pailly/Ursins, SODAR	v_c	6.47

Les vitesses extrapolées à la hauteur de l'axe du rotor de la machine E101, $z = 135$ m sont données dans la Table (3). La Figure (4) et la Table (3) indiquent un gros désaccord entre les mesures de Meteotest (a) et celles de Tous-Vents (c). Même en considérant la marge d'erreur de (a), elles ne sont pas réconciliables. Les mesures d'Assens sont marginalement compatibles avec (a). Le manque de marges d'erreur des mesures (b) et (c) rend plus difficile à qualifier leur degré de compatibilité. Il n'est pas évident de savoir ici de manière certaine qui est dans le vrai. Mais on peut remarquer que la cartographie de Meteotest, qui dit mettre sa carte à jour régulièrement, couvre l'entier du territoire suisse. Et elle est validée en de nombreux points. On peut donc s'étonner qu'ayant

obtenu, ou déduit, des valeurs très différentes (+50% tout de même), le rapport [10] n'en fasse même pas mention, et semble donc ne pas s'être préoccupé de ce gros écart. On doit s'étonner aussi que les promoteurs du projet aillent de l'avant sans demander des mesures de confirmation. Les implications de ces différences sont discutées dans la section suivante.

4.1.2 Facteurs de charge, projets Tous-Vents

Les facteurs de charge nominaux F_0 donnés dans la Table (4) sont calculés avec les valeurs de vitesse moyenne de la Table (3) et en utilisant la méthode standard pour les conditions de référence discutée dans la Section 3.2.2. Le facteur de densité f_a est calculé pour l'altitude moyenne du site Tous-Vents 685 m augmentée des 135 m de hauteur du mât, soit $z = 920$ m. Deux facteurs de disponibilité sont donnés. Le rapport [10] donne $f_d^1 = 0.886$, soit 13.4% de pertes. Ce chiffre est optimiste. Le calcul de F_0 pour le site du Mt-Crosin comparé à son facteur de charge net F en 2014, et tenant compte du facteur de densité à son altitude donne $f_d^2 = 0.835$, soit 16.5% de pertes. Les facteurs de charge nets correspondants sont F_1 et F_2 calculés avec la formule (1). Les résultats doivent être comparés avec le facteur de charge déduit des productions annuelles avancées dans [10] et par le site officiel du projet Tous-Vents [9], soit $F = 0.30$.

TABLE 4 – Projet Tous-Vents : Calculs de facteurs de charge. Pour la définition des colonnes, voir le texte. Les facteurs de charge nets F_1 et F_2 doivent être comparés avec le facteur $F = 0.30$ avancé par les promoteurs du projet.

Vitesse moyenne v_m [m/s]	Facteur de densité f_a	Facteur de disponibilité f_d^1	Facteur de disponibilité f_d^2	Facteur de charge nominal F_0	Facteur de charge net $F_1 = f_a f_d^1 F_0$	Facteur de charge net $F_2 = f_a f_d^2 F_0$
4.430	0.918	0.886	0.835	0.134	0.109	0.103
5.750	0.918	0.886	0.835	0.247	0.201	0.190
6.470	0.918	0.886	0.835	0.309	0.252	0.237

Le facteur de charge net obtenu avec les propres chiffres de [10], soit $F_1 = 0.25$ est de 16% inférieur au facteur 0.30 des promoteurs. Avec la valeur plus réaliste $F_2 = 0.237$, la baisse est de 21%. Il faut noter que le rapport [10] n'indique nulle part comment le calcul de rendement énergétique est fait. Le facteur de densité/altitude f_a n'est pas mentionné. Avec la vitesse moyenne déduite des mesures d'Assens, la perte est 35%. Finalement, avec la valeur correspondant aux mesures de référence de Meteotest la chute est vertigineuse, avec $F \simeq 0.10$ soit 65% de diminution, ou trois fois plus petit que la valeur annoncée [9][10].

4.1.3 Le projet Eole Jorat Sud

Aucune mesure de vent n'est disponible pour le projet Eole Jorat Sud. Les cartes de Meteotest [3] donnent des valeurs à peu près constantes sur toute la région Jorat/Gros-de-Vaud. Les valeurs du rapport [10] sont donc utilisées ici. Ce projet combine deux types de machine Enercon, E101 de 3 MW avec des masts de 150 m (pour 135 m à Tous-Vents) et E126 nettement plus puissantes, 7.5 MW. Le facteur de chargé $F = 0.24$ affiché par les promoteurs du projet semble plus raisonnable que celui donné pour Tous-Vents. Or la Table (5) montre que ce n'est pas le cas. Les machines E126 (60% de la puissance installée) sont faites pour des sites de vents forts comme le montre la

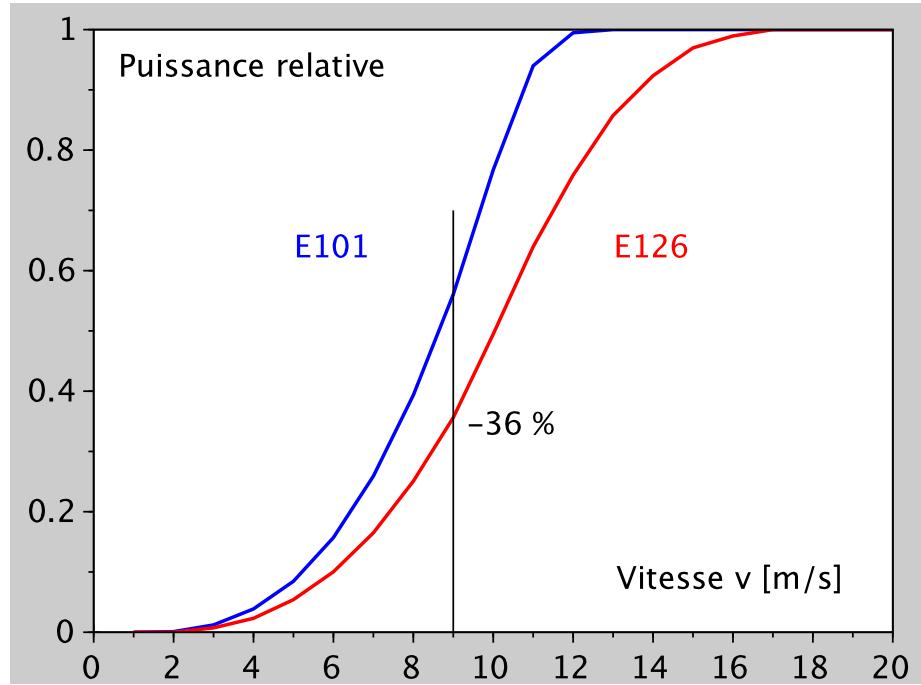


FIGURE 5 – Courbe de puissance relative des machines Enercon E101 et E126. Cette dernière est faite pour des vitesses de vent élevées. Elle atteint sa puissance nominale pour des vitesses supérieures à 15 m/s. En dessous de 12 m/s, la perte relative à E101 est supérieure à 35% partout.

Figure (5), et les facteurs de charge aux plus petites vitesses sont encore moins bons que pour Tous-Vents. En particulier, si les valeurs de Meteotest sont correctes, le facteur de charge tombe à $F = 0.07$ pour une machine E126, alors que le facteur combiné E101/E126, $F = 0.08 - 0.09$ (Table 7) est très marginal. Le choix de machines E126, motivé par une minimisation du nombre de machines pour une même puissance installée, semble donc hasardeux, sinon déraisonnable.

TABLE 5 – Projet Eole Jorat Sud : Calculs de facteurs de charge. Pour la définition des colonnes, voir le texte. Les facteurs de charge nets F_1 et F_2 doivent être comparés avec le facteur $F = 0.24$ avancé par les promoteurs du projet. Les vitesses moyennes v_m et les facteurs de densité diffèrent légèrement pour les deux types de machines parce que les hauteurs de mât sont différentes, voir le texte.

Vitesse moyenne v_m [m/s]	Facteur de densité f_a	Facteur de disponibilité f_d^1	Facteur de disponibilité f_d^2	Facteur nominal F_0	Facteur de charge $F_1 = f_a f_d^1 F_0$	Facteur de charge $F_2 = f_a f_d^2 F_0$
E101						
4.530	0.906	0.886	0.835	0.142	0.114	0.107
5.880	0.906	0.886	0.835	0.259	0.208	0.196
6.580	0.906	0.886	0.835	0.319	0.256	0.241
E126						
4.430	0.907	0.886	0.835	0.089	0.071	0.067
5.750	0.907	0.886	0.835	0.175	0.141	0.132
6.470	0.907	0.886	0.835	0.227	0.182	0.172

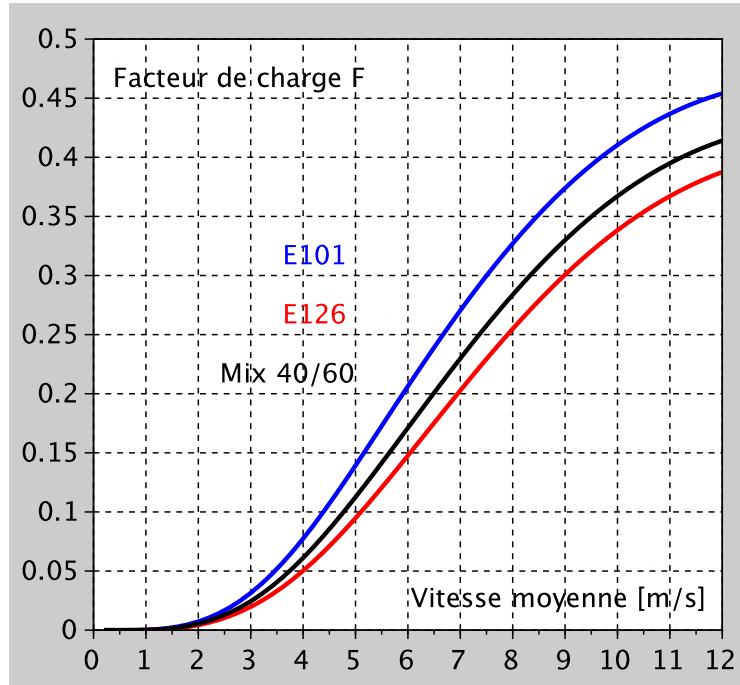


FIGURE 6 – Le facteur de charge utile F en fonction de la vitesse moyenne de vent pour les machines Enercon E101 (courbe bleue), E126 (courbe rouge) et pour la combinaison 40/60 des deux (projet Eole Jorat Sud, courbe noire). Voir texte pour les facteurs de densité et de disponibilité.

4.1.4 Vitesse moyenne nécessaire pour un facteur de charge donné

La figure (6) donne la relation de F à la vitesse moyenne nécessaire pour l'obtenir. Les courbes sont calculées pour un facteur de densité $f_a = 0.906$ et de disponibilité $f_d^2 = 0.835$. Les valeurs de vitesse correspondantes aux facteurs de charge nets F annoncés pour les quatre projets Jorat / Gros-de-Vaud sont données dans la Table (6). Selon les cartes vents de Meteotest, des vitesses moyennes supérieures à 7 m/s se trouvent sur les hautes crêtes du Jura et des Préalpes. Et celles supérieures à 8.5 m/s sur les crêtes supérieures des Alpes, par exemple sur la crête du massif de la Jungfrau. Les chiffres de la Table (6) sont donc peu réalistes.

TABLE 6 – Vitesse moyenne nécessaire pour un facteur de charge donné, dans le Jorat et le Gros-de-Vaud. Selon Meteotest, les vitesses moyennes supérieures à 7 m/s se trouvent sur les plus hautes crêtes du Jura et des Préalpes. Et celles supérieures à 8.5 m/s sur les crêtes supérieures des Alpes. La dernière colonne donne le rapport de la vitesse moyenne nécessaire à la vitesse moyenne selon Meteotest dans cette région.

Site	Facteur de charge annoncé F	Vitesse moyenne nécessaire v_m [m/s]	Rapport $v_m/v_{m,meteotest}$
Eole Jorat Sud	0.24	7.2	1.60
Eole Jorat Nord	0.36	8.7	1.95
Tous-Vents	0.30	7.5	1.65
Vaudair	0.41	10.0	2.20

4.1.5 Resumé pour les projets dans le Jorat et le Gros-de-Vaud

Les performances des projets Tous-Vents et Jorat-Sud sont résumées dans la Table (7). Pour Eole Jorat Sud, une pondération entre les deux types de machines est calculée avec la Table (5). Les différentes séries de mesures de vent sont discutées dans la Section 4.1.1. La discussion des sections précédentes peut être résumée en trois points :

- Même en utilisant les vitesses de vents optimistes de [10], les facteurs de charge F_1 ou F_2 sont inférieurs de 15 à 20% aux valeurs annoncées par le promoteurs des projets.
- Les vitesses de références de Meteotest donnent des facteurs de charge trois fois plus petits que les valeurs annoncées.
- Les vitesses moyennes nécessaires pour obtenir les facteurs de charge annoncés par les promoteurs n'existent que sur les plus hautes crêtes du Jura (Jorat Sud et Tous-Vents) ou des Alpes (Jorat Nord et Vaudair), et devraient être le double des vitesses de Meteotest.

Le performances promises par ces projets semblent donc être très irréalistes, sauf à penser que les cartes de vent de Meteotest sont grossièrement erronées.

TABLE 7 – Projets Tous-Vents et Jorat-Sud : résumé des vitesses de vent moyennes et des facteurs de charge nets. F_{ref} : Meteotest+notre calcul, F : selon les projets. Facteur de disponibilité $F_d = 0.835$.

Site	Série de mesure	Vitesse	Facteur de charge	
		moyenne	F_{ref}	F
Tous-Vents	Meteotest	4.43	0.10	
	Assens, anémomètre	5.75	0.19	0.30
	Pailly/Ursins, SODAR	6.47	0.24	
Jorat-Sud	Meteotest	4.53 / 4.43	0.08	
	Assens, anémomètre	5.88 / 5.75	0.16	0.24
	Pailly/Ursins, SODAR	6.58 / 6.47	0.20	

4.2 Le projets Gries / Nufenen

Une éolienne a été construite en 2011 près du barrage de Gries localisé au sud du col du Nufenen. Une production électrique correspondant à un facteur de charge $F = 0.15$ était attendue. La production en 2012 s'est révélée être 33% plus basse [2]. Ce résultat a été expliqué par "des maladies de jeunesse". Mais comme le montre la Table (8), les deux années suivantes n'ont pas été meilleures. Pour comprendre ces résultats, on peut utiliser les cartes de vents de Meteotest [3]. On y trouve une vitesse moyenne v_m en lisière inférieure d'une bande comprise entre 5.5 et 6.4 m/s à 100 m au dessus du sol. Pour la machine Enercon E70, un facteur de densité/altitude $f_a = 0.77$ à 2550 m et un facteur de disponibilité $f_d = 0.835$ (voir Section 4.1.2), le facteur de charge $F = 0.1$ est obtenu avec une vitesse $v_m = 5.3$ m, soit une valeur très proche de celle donnée par la carte Meteotest. Cette performance décevante n'est donc pas une surprise si la carte Meteotest est correcte. Une autorisation de construire pour une extension du parc a été délivrée en janvier 2015 [16]. Trois machines doivent être installées, pour une production annuelle estimée de 13 à 14 GWh/an. Le type de machine n'est pas précisé, mais les diamètres de rotor (92 et/ou

TABLE 8 – Projets du lac de Gries, facteurs de charge.

facteur de charge F	
MACHINE EN OPERATION	
Valeur attendue par les promoteurs	0.150
Production :	
2012	0.104
2013	0.099
2014	0.090
Valeur calculée, voir texte	0.100
EXTENSION DU PARC	
Valeur attendue par les promoteurs	0.220
Valeur calculée, voir texte	0.133

115 m) correspondent uniquement à des Enercon E92 et E115. La machine E115 est conçue pour l'éolien en mer [27]. Avec des vents irréguliers dans un terrain accidenté, une usure prématuée de la machine semble inévitable (voir Section 4.4 pour une discussion plus détaillée). Ca ne semble donc pas être une option sérieuse. Avec trois machines E92, la puissance installée est $P = 7.05$ MW. Avec une production donnée de $E = 13$ GWh, le facteur de charge est $F = 0.22$. Avec les paramètres Meteotest et notre calcul, on obtient $F = 0.13$. L'écart observé, +60%, est du même ordre que les +50% de l'installation existante.

4.3 Deux projets voisins dans le Jura

Les performances attendues de deux projets voisins dans le Jura diffèrent sensiblement - Ste-Croix : $F = 0.18$ [12], Bel Coster $F = 0.29$ [8] - alors que les conditions de vents sont très similaires. La carte de Meteotest donne une vitesse de vent moyenne de 6.2 m/s pour les deux sites. Avec cette vitesse, et des machines différentes, on obtient pour Ste-Croix, E82 / 2.3MW : $F = 0.18$ et pour Bel Coster, E101 : $F = 0.22$. L'accord est donc très bon pour Ste-Croix, mais Bel Coster promet une valeur supérieure de 35%. Le site du projet indique une vitesse de vent $v = 7.4$ m/s à 150 m de hauteur, largement supérieure aux 6.2 m/s de Meteotest. On peut faire ici la même remarque que pour les projets du Jorat : l'absence d'un commentaire justifiant cette différence n'est pas compréhensible.

4.4 Le projet Eol Joux

Le projet Eol Joux, situé à l'extrémité sud-ouest de la vallée du même nom doit être constitué de 7 machines Enercon E115 [13]. La carte de Meteotest donne une vitesse de vent moyenne $v = 5.2 \text{ m/s}$ à une hauteur $z = 150 \text{ m}$, pour un facteur de charge $F = 0.18$. Les performances annoncées par les promoteurs donnent une facteur de charge net $F = 0.34$, soit 90% de plus. Le site internet du projet [13] explique que "les vents en-dessous de 60 mètres sont très perturbés et totalement inexploitables", et qu'il faut une machine très haute pour trouver de meilleurs vents (E115 : axe et diamètre de rotor : 149 et 115 m, hauteur totale 206.5 m). Les mesures SODAR indiquent que "la vitesse augmente assez fortement en fonction de l'altitude", mais aucun chiffre

n'est avancé. En procédant comme dans la Section (4.1.4) et pour E115, $F = 0.34$ demande une vitesse moyenne $v = 7.6 \text{ m/s}$ à $z = 150 \text{ m}$, soit 46% de plus que la valeur Meteotest.

Il faut remarquer un autre point. La machine E115 est donnée par le constructeur pour une classe de vent "IEC-S" [25], c'est à dire qu'elle "répond à des critères particuliers car elle est spécialement conçues pour l'éolien en mer" [27]. Sa courbe de puissance montre qu'elle est optimisée pour les basses vitesses de vent. Son aérodynamique est très pointue, proche de la limite théorique. Cette machine est donc moins robuste que celles des autres classes de vents. La zone verticale balayée par E115 va de $z = 91.5$ à $z = 206.5 \text{ m}$. La vitesse moyenne du vent à ces deux hauteurs devrait donc être respectivement $v = 4.7 \text{ m/s}$ (valeur Meteotest implicitement non contestée - "inexploitable", voir plus haut) et $v = 7.8 \text{ m/s}$ en extrapolant à 206 m la valeur à $z = 150 \text{ m}$. Avec une pression locale du vent à peu près proportionnelle au cube de la vitesse, le différentiel de force appliquée entre le haut et la bas du rotor serait supérieur à 4. Les efforts variables sur les pales et sur l'axe du rotor, qui oscilleront à la fréquence de rotation du rotor, seront élevés. On peut douter qu'une machine faite pour l'éolien en mer (faible rugosité, donc vitesse homogène avec la hauteur) ne s'use pas prématûrement. Et on doit supposer que le constructeur ne restreint pas son marché sans raison. Ce projet laisse un léger sentiment de fuite en avant.

5 Remarques sur les coûts.

Un traitement précis des coûts de l'éolien demande de connaître le prix de chaque élément d'un projet, les particularités du site (routes à créer, distance de raccordement à une station électrique de capacité suffisante - ou le besoin d'en construire une, etc). Il faut ensuite connaître le facteur de charge du site, qui a un impact direct et linéaire sur la production électrique, et donc sur le poste recettes du budget annuel. Le choix d'une machine à haut rendement (ex. E115, voir Section 4.4, mais peut-être aussi E101 pour plusieurs projets) promet beaucoup mais les risques de dommages matériel (coûts de remplacement et immobilisation de la machine) et d'usure prématuée diminueront la rentabilité. Là comme pour les mesures de vents, l'information sur les coûts est très lacunaire ou inexistante pour beaucoup de projets. Il faudra donc se contenter d'approximations.

Des données partielles indiquent un prix $C_0 = 3.5$ millions de francs par mégawatt installé ($P_0 = 1 \text{ MW} = 1000 \text{ kW}$). En considérant un facteur de charge $F_{\text{rpc}} = 0.2$ et une durée d'amortissement du capital initial investi de 10 ans (pour une durée de vie de 20 ans et en tenant des coûts d'entretien, de réparation et d'opération), le prix du MWh (ou kWh) doit être

$$c = \frac{C_0}{10 \times 8760 \times F \times P_0} = 200 \text{ F/MWh} = 0.2 \text{ F/kWh}, \quad (4)$$

soit un prix un peu inférieur à la rétribution à prix coutant (RPC), ce dernier pouvant diminuer avec le temps d'exploitation, et aussi dès le jour-1 pour les nouveaux projets [29]. Ces chiffres forment donc une base de discussion cohérente et à peu près correcte.

Les valeurs utiles pour un calcul financier rudimentaire des projets qui présentent un facteur de charge F élevé sont données dans la Table (9). Le reste du calcul sera fait uniquement sur le total des projets de la Table (9), et donc sur le facteur de charge moyen pondéré avec les puissances relatives de chaque projet, voir la dernière ligne de la Table (9), pour une puissance installée totale $P = 136.5 \text{ MW}$. Le capital investi est estimé ici à $C_{\text{inv}} = P \times C_0 = 478 \text{ MF}$ (millions de francs). On utilisera deux tarifs RPC, $c_{\text{rpc}} = 200 \text{ F/MWh}$ et indicativement $c_{\text{rpc}} = 150 \text{ MWh}$. Les résultats sont donnés dans la Table (10). On y trouve la recette brute sur la durée de vie de 20 ans des

TABLE 9 – Résumé des facteurs de charge pour les projets optimistes. Les deux facteurs de charge discutés plus haut sont donnés : notre calcul avec les cartes de vent Meteotest : F_{ref} , et les valeurs avancées par les promoteurs : F . L'excédent relatif est donné en dernière colonne.

Sites	Puissance installée [MW]	facteur de charge F avec			Excedent $F/F_{\text{ref}} - 1$
		Meteotest	projet	F/F_{ref}	
Jorat Sud	37.5	0.08	0.24	3.00	200 %
Jorat, autres	51	0.11	0.35	3.2	220 %
Eole Joux	21	0.18	0.34	1.9	90 %
Bel Coster	27	0.22	0.29	1.3	32 %
P totale	136.5				
Moyenne pondérée		0.13	0.31	2.3	130 %

machines. La différence avec le capital investi $C_{\text{inv}} = 478 \text{ MF}$ donne la marge bénéficiaire, ou la perte, sur la durée de vie du projet.

TABLE 10 – Projets optimistes. Profits ou pertes sur la durée de vie de 20 ans des machines, selon la différence au capital initial investi des recettes pour deux facteurs de charge effectifs : notre calcul avec les cartes de vent Meteotest : F_{ref} , et les valeurs avancées par les promoteurs : F , voir texte pour la méthode de calcul.

	F	$c_{\text{rpc}} = 0.20 \text{ F/kWh}$		$c_{\text{rpc}} = 0.15 \text{ F/kWh}$	
		Recette [MF]	Marge [MF]	Recette [MF]	Marge [MF]
Selon projet	$F = 0.31$	732	254	549	71
Meteotest+notre calcul	$F_{\text{ref}} = 0.13$	320	-158	240	-238
Ref, capital investi	$F_{\text{rpc}} = 0.20$	$C_{\text{inv}} = 478$	0	-	-

La recette brute est obtenue en réécrivant la formule (4) :

$$R = 87600 \times F \times P \times c_{\text{rpc}}, \quad (5)$$

avec R en MF, P en MW et c_{rpc} en F/MWh. La marge est obtenue en soustrayant le capital investi de la recette brute : $D = R - C_{\text{inv}}$. Si les prévisions optimiste sont correctes, la marge sur la durée de vie des machines est positive. Mais, si les facteurs de charge calculés selon notre approche et avec les vents selon Meteotest sont corrects, une perte importante de 160 MF doit être attendue. Si le tarif RPC devait être revu à la baisse, par exemple $c_{\text{rpc}} = 0.15 \text{ F/kWh}$, la perte sera de 240 MF. Cette dernière possibilité n'est pas à exclure, l'OFEN ou le parlement pouvant prendre au sérieux les prévisions optimistes. Son devoir serait alors de ne pas faire d'une subvention une source de profit exagéré.

On note encore qu'avec le capital investi et le facteur de charge de référence $F_{\text{ref}} = 0.13$, on obtient (Formule 4) un prix du kWh à la production $c = 0.31 \text{ F/kWh}$, un prix très éloigné du prix du marché revendiqué pour un futur proche par les défenseurs de l'industrie éolienne. Si

l'on y ajoute un minimum de 0.10 F pour la distribution, le prix pour le consommateur serait $c_{final} = 0.41 F$.

Ces chiffres montrent un manque de curiosité étonnant des promoteurs de ces projets. Ils semblent avoir une confiance un peu aveugle face aux mesures de vents et aux promesses de rendement qui sont de beaucoup supérieures aux moyennes suisses actuelles et à celles des pays voisins. Soumettre ces chiffres aux spécialistes de Meteotest et chercher à expliquer les différences devrait relever de l'évidence. Si cela avait été le cas, ce serait discuté explicitement et éviterait des questions ennuyeuses d'opposants. On peut aussi s'interroger sur le manque de curiosité des services cantonaux à qui ces projets sont soumis pour autorisation.

6 Conclusions

Les critiques opposées aux promesses de productivité des parcs éoliens sont légitimes. La comparaison avec les pays voisins suscite à elle seule le doute - les nouveaux projets promettent mieux que le Royaume-Uni, pays le mieux venté d'Europe. Les vitesses de vents nécessaires aux performances revendiquées sont très souvent largement supérieures aux valeurs de Meteotest produites sous mandat de l'OFEN, sans le moindre commentaire des promoteurs. Et apparemment sans contrôle par les autorités qui octroient les autorisations de construire.

Des mesures locales avec des anémomètres mécaniques montés sur des mâts à hauteur suffisante semblent indispensables pour valider ou invalider les données de Meteotest. Un pas dans cette direction a été engagé pour les parcs Tous-Vents et Eole Jorat Sud [30, 31]. Mais même en cas de validation des valeurs de vitesse élevées, le calcul des facteurs de charge devrait être explicité en détail - voir l'exemple de la performance revendiquée du parc Tous-Vents, incompatible avec ses propres valeurs de vitesse moyenne.

Pour 2050 l'OFEN prévoit une production éolienne annuelle de 4.25 TWh (soit 7.5% de la consommation électrique en 2014). Ce qui demanderait l'installation de 820 machines de 3 MW si le facteur de charge moyen est de $F=0.2$, pour un investissement initial d'environ 9 milliards de francs. Mais chaque machine doit être remplacée tous les 20 ans. Et ni les nécessaires renforcements du réseau électriques, ni les capacités de stockage pour pallier l'intermittence ne sont comptées. Le contribuable et consommateur serait donc en droit d'attendre des évaluations sérieuses (audit externe technique et financier de tous les projets, par exemple) d'investissements potentiellement déficitaires malgré l'injection massive de subventions RPC.

La zone du Jura exploitable pour l'éolien est longue d'environ 120 km linéaires, ce qui donne une densité de 7 machines par km. Même si par endroits des crêtes parallèles peuvent être considérées, l'impossibilité est évidente, pour de multiples raisons. Reste la façade ouest des Préalpes, nettement moins étendue. On peut-y voir le pourquoi des tentatives de débordement sur le plateau malgré ses faibles vents, les Alpes étant à peu près inexploitables (voir Gries). Mais on ne change pas de fournisseur de vent. Un rendement adéquat pour 820 éoliennes est une équation sans solution pour notre petit territoire. D'où peut-être la course au premier accepté des investisseurs, exagérations à la clef, avant le retour à la raison des autorités.

Références

- [1] <http://clubenergie2051.ch>
- [2] <http://wind-data.ch/>
- [3] <http://wind-data.ch/windkarte/>
- [4] http://eolienne.f4jr.org/eolienne_etude_theorique
- [5] fr.wikipedia.org/wiki/Loi_de_Weibull
- [6] http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00620/index.html?lang=fr&dossier_id=06080
(no 6, 2014, p.6)
- [7] <http://www.eoljorat.ch/PgStd1.asp?m=230>
- [8] <http://www.alpiq.com/fr/ce-que-nous-offrons/nos-actifs/parcs-eoliens/projets-de-parcs-eoliens/wind-power-plant-projects.jsp>
- [9] www.tousvents.ch
- [10] Prévisions énergétique pour le parc éolien « Tous-Vents », KohleNusbaumer SA, non-daté. Ce rapport était accessible jusqu'en juin 2015 dans [9].
- [11] <http://www.vaudair.ch/PgStd1.asp?m=230>
- [12] <http://www.eoliennes-saintecroix.ch/presentation-du-projet>
- [13] <http://www.eoljoux.ch/Default.asp>
- [14] <http://www.oui-eoliennes.ch>
- [15] http://www.suisse-eole.ch/media/ul/resources/Eolestat-CH-150225_Piu1Grv.pdf
- [16] <http://fr.swisswinds.com/médias/communiqués-de-presse/03-02-2015-autorisation-de-construire-pour-trois-éoliennes-au-gries/>
- [17] http://www.schwybergenergie.ch/fileadmin/schwyberg/Eoliennes/Fiche_technique_Schwyberg.pdf
- [18] http://www.ne.ch/autorites/DDTE/SENE/energie/Documents/Efficacite_energies_renouvelables/concept_ne2010.pdf
- [19] http://www.fr.ch/sde/files/pdf74/201409_Potentiel_eolien_Fribourg_V01.pdf
- [20] http://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_éolienne
- [21] https://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_éolienne_en_Allemagne
- [22] https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power_in_the_United_Kingdom
- [23] http://www.stiftung-kev.ch/fileadmin/media/kev/kev_download/fr/140320_KEV_Bericht_2013_FR.pdf
- [24] <http://www.enercon.de/fr-fr/66.htm>
- [25] http://www.enercon.de/p/downloads/EN_PUE_fr_web.pdf
- [26] <http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/2MWbrochure/2MWProductBrochure/>
- [27] <http://lenergeek.com/2012/10/24/eolien-les-differentes-classes-de-vent-i-ii-iii-iv-et-s/>
- [28] http://www.publidoc.vd.ch/guestDownload/direct/Dossier_presse_eoliennes_07%2005%2012.pdf?path=/Company%20Home/VD/CHANC/SIEL/antilope/objet/CE/Communiqué%20de%20presse/2012/05/385334_Dossier_presse_eoliennes_07%2005%2012_20120507_935486.pdf

- [29] Directive relative à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), Art. 7a LEne, Petites centrales hydrauliques (appendice 1.1 OEnE), http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?dossier_id=02168&lang=fr
- [30] www.tousvents.ch
- [31] www.24heures.ch/vaud-regions/lausanne-region/mt-135-metres-chaletagobet

Appendice : Article de résumé associé au présent document

PARCS EOLIENS SUISSES : QUELLE PRODUCTIVITE ?

J-Bernard Jeanneret, Septembre 2015

La stratégie énergétique 2050 du Conseil Fédéral est l'objet de débats récurrents. Parmi eux, la productivité des projets de parcs éoliens fait polémique, principalement par manque de données concrètes publiquement disponibles. Le document technique annexé à cet article [LIEN-DOC-TEC] tente d'éclaircir le sujet avec une approche la plus quantitative possible et une large bibliographie. Nous en présentons ici un résumé. Le scepticisme doit être de mise. La comparaison avec les pays voisins suscite à elle seule le doute - les projets suisses promettent mieux que le Royaume-Uni, pays le plus venté d'Europe. Les vitesses de vents nécessaires aux performances revendiquées sont souvent largement supérieures aux valeurs publiées par l'Office Fédéral de l'Energie, sans le moindre commentaire des promoteurs. Et apparemment sans contrôle par les autorités qui octroient les autorisations de construire.

A quelques exceptions près, les références bibliographiques sont omises ici, remplacées par une mention "DT" suivie d'un numéro de section qui renvoie au document technique.

FACTEUR DE CHARGE

La productivité d'un parc éolien est la mesure de l'énergie produite annuellement rapportée à la puissance installée. Elle peut être quantifiée avec un seul chiffre, son facteur de charge F , défini dans l'encart ci-dessous, voir aussi [DT3]. En première approximation, pour ne pas être déficitaire malgré le rachat du courant garanti au tarif de la rétribution RPC, qui est à peu près de 20ct par kWh, le facteur de charge d'un parc éolien doit être supérieur à $F=0.20$.

Pour cadrer la discussion des parcs suisses, les performances de nos voisins sont, pour les parcs terrestres, en Allemagne : Schleswig-Holstein $F=0.23$, Bade-Wurtemberg $F=0.15$, et en France $F=0.23$. Pour le pays le mieux venté d'Europe, le Royaume-Uni $F=0.26$, terrestre et maritime combiné.

Pour la Suisse en 2014, et pour une puissance installée de 60MW répartie sur 11 sites, cents mille MWh ont été produits, soit un facteur de charge moyen $F=0.19$. Mais les chiffres publiés de 10 projets en cours d'étude ou de demande d'autorisation de construire donnent eux un facteur de charge moyen plus élevé, $F=0.27$ [DT2,table 1]. Le plus modeste, Ste-Croix, propose 0.18 et le plus ambitieux 0.41, un chiffre à faire pâlir d'envie toute Europe. Les critiques des opposants portent sur ces promesses de performance, au-delà des arguments de pollution visuelle et sonore [DT2].

Le calcul du facteur de charge repose sur la combinaison de la courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent du modèle d'éolienne choisi, et du régime local des vents[DT3-2]. Le premier facteur ne prête pas à contestation. La courbe de puissance est disponible publiquement sur le site internet des constructeurs. Pour le deuxième facteur aucun des projets ne donne d'indication précise sur les conditions de vent des sites respectifs, à une exception près. Pour tenter d'y voir plus clair, nous avons adopté l'approche suivante. Sur mandat de l'office fédéral de l'énergie (OFEN), l'entreprise Meteotest a produit une carte de vitesse de vent du territoire suisse à trois hauteurs différentes, et constamment améliorée depuis plus de dix ans. Pour une machine éolienne donnée à un endroit donné, il est donc possible de calculer un facteur de charge. Si celui-ci diffère de la valeur donnée par le projet, on calcule la vitesse de vent nécessaire pour obtenir ce dernier. L'écart entre les deux valeurs de vitesse permet de juger du réalisme ou de l'optimisme du projet. Les détails de calcul sont laissés au document technique, en particulier la distribution de vitesse du vent autour de sa moyenne, une correction de densité de l'air en fonction de l'altitude et une correction de disponibilité [DT4].

DES MESURES DE VENTS QUI LAISSENT PERPLEXES

Un rapport de mesure de vent du projet Tous-Vents dans le Jorat était accessible sur internet jusqu'en Juillet 2015. Il permet de connaître les valeurs retenues et de les confronter directement au valeurs de

Meteotest [DT4-1]. Pour obtenir des données de vent sûres, il est nécessaire d'utiliser localement un anémomètre mécanique monté sur un mât. Ce n'est pas le cas ici, où seul un appareil SODAR, qui fait une sorte d'échographie atmosphérique depuis le sol, a été utilisé. Ces mesures doivent être interprétées et ne sont jamais très sûres. Elles sont ici corrélées avec celles d'un mât de mesures situé à Assens, à 10km de là. Les données Meteotest, Assens et Tous-Vents sont toutes trois clairement incompatibles entre elles. De plus les données Tous-Vents s'ajustent à une "rugosité" de sol correspondant à une grande ville avec des gratte-ciel, soit pas exactement le profil du Jorat [DT4-1]. Finalement, la vitesse donnée au niveau de l'axe du rotor des machines, $v=6.5$ m/s, est encore inférieure à la valeur nécessaire $v=7.5$ m/s pour atteindre la performance revendiquée (Table 1). "L'excès de vitesse" est ici de 70% par rapport à la valeur de Meteotest.

PROJETS OPTIMISTES

Les six projets qui promettent des rendements très élevés sont présentés dans la table 1. Les facteurs de charge avancés donnent une moyenne de $F=0.31$. La vitesse de vent moyenne du plus optimiste devrait être égale à $v=10$ m/s ($= 36$ km/h, une moyenne atteinte en Suisse seulement sur la crête de la Jungfrau), alors que les cartes de vents de Meteotest donnent $v=4.4$ m/s pour ce même site. Notre calcul avec les données Meteotest donne un facteur de charge moyen pour l'ensemble des six parcs $F=0.13$, soit seulement 40% de la valeur optimiste. Que faut-il en déduire ? L'écart entre notre calcul avec Meteotest et les promesses des projets ne sont pas réconciliables. Il est évidemment possible que les données de Meteotest ne soient pas correctes dans la région de ces projets, quoique elles se montrent parfaitement correctes ailleurs. Mais on attendrait des responsables de projets importants qu'il expliquent et commentent ces différences. Et justifient la supériorité de leurs mesures. Mais il faut se contenter d'affirmations vagues - "nous avons observé des vents puissants et réguliers au dessus de 100m" - qui ne devraient rassurer personne. Il faut aussi remarquer que les projets dont les données de vent s'écartent le plus des valeurs de Meteotest sont les quatre qui sont localisés dans le Jorat et le Gros-de -Vaud, une région non-retenue par la Confédération en 2004 pour cause de vents trop faibles, comme d'ailleurs l'essentiel du plateau suisse [A1]. Il semble que depuis cette date les cantons ont acquis une autonomie qui permet parfois de s'affranchir de ce paramètre [A2].

Une éolienne mise en service en 2011 au barrage de Gries près du col du Nufenen devait afficher une performance de $F=0.15$. La production 2012 a donné $F=0.10$, expliquée par des "maladies de jeunesse". Mais la moyenne des trois années 2012/13/14 est restée la même, invalidant cette explication. Et notre calcul avec les vents selon Meteotest donne précisément cette valeur basse de 0.10 [DT4-2]. Plusieurs partenaires ont depuis quitté le projet, dont les Services Industriels de Genève qui y ont perdu plus de 15 millions de francs [A5]. Mais une autorisation de construire délivrée en janvier 2015 permet la constructions de trois nouvelles machines, pour une performance estimée à $F=0.22$. Notre calcul donne $F=0.13$. La surestimation est de 60%, proche de celle du premier projet. Il faut donc espérer que les promoteurs sont des mécènes aux poches profondes.

MODELES D'EOLIENNES PEU ADAPTES AUX SITES

Au-delà des performances discutables, une autre curiosité est à relever. Deux projets - Gries et Eol-Joux - peut-être rejoints par le projet Mollendruz, entendent utiliser des machines Enercon 115, dont la zone balayée par les pales va de 91 à 206m de hauteur. La machine E115 est donnée par le constructeur pour une classe de vent "IEC-S", c'est à dire qu'elle "répond à des critères particuliers car elle est spécialement conçue pour l'éolien en mer". Sa courbe de puissance montre une machine "nerveuse", affûtée pour des vitesses de vent basses, régulières et homogènes. En terrain accidenté (haute rugosité contrairement à une large surface d'eau) la vitesse de vent varie beaucoup entre le bas et le haut de la zone balayée par le rotor, ce qui induit des efforts importants et une usure mécanique prématuée de la machine [DT4-4]. On doit supposer que le constructeur ne restreint pas son marché sans raison. Difficile donc de ne pas voir une fuite en avant pour les projets pré-cités.

UNE APPROCHE INDICATIVE DES IMPLICATIONS FINANCIERES

Un traitement précis et complet des coûts de l'éolien demanderait une étude séparée. On se limitera ici à une approche simple, et à peu près cohérente à défaut d'être précise [DT-5]. Des données partielles indiquent

un prix $C = 3.5$ MF (millions de francs) par mégawatt [MW] installé. En considérant un facteur de charge $F=0.20$ et une durée d'amortissement de 10 ans, soit 87600h (pour une durée de vie de 20 ans et en tenant des coûts d'entretien, de réparation et d'opération), le prix du MWh doit être $c = C/(87600FP) = 200$ F/MWh = 0.2 F/kWh, un prix proche de la rétribution à prix coutant (RPC).

Le capital investi ne dépend que du prix des machines et de l'infrastructure du site. Un facteur de charge inférieur à 0.20 implique une perte, et une recette s'il y est supérieur. La table 2 montre la marge indicative pour le total des projets de la table 1, calculé pour le facteur de charge optimiste (F) et conservateur (Fref, notre calcul avec données Meteotest). Si Fref est correct, une perte importante de 160 MF doit être attendue. Si le tarif RPC devait être revu à la baisse, par exemple $c=0.15$ F/kWh, la perte sera de 240 MF. Cette dernière possibilité n'est pas à exclure. L'OFEN ou le parlement pourraient prendre au sérieux les prévisions optimistes. Et décider de ne pas faire d'une subvention une source de profit exagéré.

On note encore qu'avec le capital investi et le facteur de charge de référence $F=0.13$, on obtient un prix du kWh à la production 0.31 F/kWh. C'est une valeur très éloignée du prix du marché revendiqué pour un futur proche par les défenseurs de l'industrie éolienne. Si l'on y ajoute un minimum de 0.10 F pour la distribution, le prix pour le petit consommateur final serait 0.41F/kWh.

POUR CONCLURE

Les critiques opposées aux promesses de productivité des parcs éoliens sont légitimes. La comparaison avec les pays voisins suscite à elle seule le doute - les promesses sont plus élevées que celles du Royaume-Uni, pays le mieux venté d'Europe. Les vitesses de vents nécessaires aux performances revendiquées sont très souvent largement supérieures aux valeurs de Meteotest produites sous mandat de l'OFEN, sans le moindre commentaire des promoteurs. Et apparemment sans contrôle par les autorités qui octroient les autorisations de construire.

Des mesures locales avec des anémomètres mécaniques montés sur des mâts à hauteur suffisante semblent indispensables pour valider ou invalider les données. Un pas dans cette direction a été engagé pour les parcs Tous-Vents et Eole Jorat Sud [A3,A4]. Mais même le cas peu probable de validation des valeurs de vitesse élevées, le calcul des facteurs de charge devrait être explicité en détail - voir l'exemple de la performance revendiquée du parc Tous-Vents, incompatible avec ses propres valeurs de vitesse moyenne.

Pour 2050 l'OFEN prévoit une production éolienne annuelle de 4.25 TWh (soit 7.5% de la consommation électrique en 2014). Ce qui demanderait l'installation de 820 machines de 3 MW si le facteur de charge moyen est de $F=0.2$, pour un investissement initial d'environ 9 milliards de francs. Mais chaque machine doit être remplacée tous les 20 ans. Et ni les nécessaires renforcements du réseau électriques, ni les capacités de stockage pour pallier l'intermittence ne sont comptés. Le contribuable et consommateur serait donc en droit d'attendre des évaluations sérieuses (audit externe ?) d'investissements potentiellement déficitaires malgré l'injection massive de subventions RPC.

La zone exploitable du Jura pour l'éolien est longue d'environ 120 km linéaires, ce qui donne une densité de 7 machines par km. Même si par endroits des crêtes parallèles peuvent être considérées, l'impossibilité est évidente, pour de multiples raisons. Reste la façade ouest des Préalpes, nettement moins étendue. On peut-y voir le pourquoi des tentatives de débordement sur le plateau malgré ses faibles vents, les Alpes étant à peu près inexploitables (voir Gries). Mais on ne change pas de fournisseur de vent. Un rendement adéquat pour 820 éoliennes est une équation sans solution pour notre petit territoire. D'où peut-être la course au premier accepté des investisseurs, exagérations à la clef, avant le retour à la raison des autorités.

[A1] Concept d'énergie éolienne pour la Suisse, Bases pour la localisation de parcs éoliens., Office Fédéraux OFEN, OFEFP et ARE, Berne 2004.

[A2] Recommandations pour la planification d'installations éoliennes, OFEN, OFEFP et ARE, 2010.

[A3] www.tousvents.ch

[A4] www.24heures.ch/vaud-regions/lausanne-region/mt-135-metres-chaletagobet

/story/26360386
[A5] <http://www.tdg.ch/geneve/actu-genevoise/sig-renegocient-partenariat-eolien-valaisan/story/16704664>

FACTEUR DE CHARGE Un système de production d'énergie de puissance P qui fonctionne en continu pendant une année ($= 8760$ heures) produit une énergie $E_0 = 8760 \times P$. Si P est exprimé en mega-watts (MW), l'énergie le sera en mega-watts-heures (MWh). Si le fonctionnement est intermittent et si la puissance produite est variable, l'énergie produite sera plus petite que E_0 d'un facteur F et on aura

$$E = 8760 \times F \times P.$$

F est appelé facteur de charge. Il est plus petit ou égal à 1 et doit être calculé pour chaque cas particulier. Exemple : si $F=0.25$ et $P=3$ MW, la production annuelle d'énergie est $E = 8760 \times 0.25 \times 3 = 6570$ MWh. On définit aussi un facteur de charge horaire donné par $F_h = 8760F$. On trouve les deux définitions dans la littérature.

TABLE 1 : Projets promettant des performances élevées. Les vitesses de vents notées v_{ref} sont prises des cartes Meteostat. Combinées à notre calcul elles donnent les facteurs de charge "de référence" (jusqu'à preuve du contraire ...) F_{ref} . Les vitesses v sont celles nécessaires pour obtenir les facteurs de charge F promis par le projets.

Site	P [MW]	v_{ref} [m/s]	v [m/s]	v_{ref}/v	F_{ref}	F	F_{ref}/F
Bel Coster	27	6.2	7.4	0.84	0.22	0.29	0.76
Eole Joux	21	5.2	7.6	0.68	0.18	0.34	0.53
Jorat Sud	37.5	4.5	7.2	0.63	0.08	0.24	0.33
Jorat Nord	12	4.4	8.7	0.51	0.10	0.36	0.28
Tous-Vents	21	4.4	7.5	0.59	0.10	0.30	0.33
Vaudair	18	4.4	10.0	0.44	0.10	0.41	0.24
P_{totale} :	136.5	F, Moyenne pondérée :		0.13	0.31	0.42	

TABLE 2 : Projets optimistes. Profits ou pertes sur la durée de vie de 20 ans des machines, selon la différence au capital initial investi des recettes pour deux facteurs de charge effectifs : notre calcul avec les cartes de vent Meteotest : F_{ref} , et les valeurs avancées par les promoteurs : F , voir texte pour la méthode de calcul.

Profits ou pertes en millions de francs	F	$c_{\text{rpc}} = 0.20$ F/kWh		$c_{\text{rpc}} = 0.15$ F/kWh	
		Recette	Marge	Recette	Marge
Selon projet	$F = 0.31$	730 MF	250 MF	550	70 MF
Meteotest+notre calcul	$F_{\text{ref}} = 0.13$	320 MF	-160 MF	240	-240 MF
Capital investi	$F_{\text{rpc}} = 0.20$	478 MF	0	-	-