

La « capacité garantie » du parc éolien français selon le bilan prévisionnel 2017 de RTE n'est pas crédible !

0 – Résumé et conclusions

Pour estimer la **capacité garantie** du parc éolien français, RTE utilise semble-t-il la règle statistique selon laquelle il y aurait **90 % de chances** pour que cette dernière soit, par rapport aux capacités respectives installées, de **10 %** pour l'éolien terrestre et de **20 %** pour l'éolien en mer. Or, cette estimation pose question à plusieurs égards au vu de plusieurs faits totalement cohérents : l'analyse des retours d'expérience des productions éoliennes durant les mois les plus critiques de décembre et janvier ; les conclusions du bilan prévisionnel 2016 du même... RTE, **contradictoires** avec celles du bilan prévisionnel de 2017 ; l'existence de **corrélations statistiques** entre les **pointes de consommation** et la fréquente **quasi-absence de vent** lors des épisodes anticycloniques hivernaux ; enfin, les conclusions des quatre gestionnaires de réseaux de transport d'outre-Rhin (homologues de RTE) qui, face aux retours d'expérience de leurs très importants parcs éoliens terrestres et en mer, ne retiennent qu'une **capacité garantie de 1 % seulement** de la puissance éolienne totale installée...

Par quel miracle de la nature les éoliennes françaises pourraient-elles être créditées de capacités GARANTIES respectivement... 10 et 20 fois supérieures ? L'argument habituel des différents régimes de vent de l'hexagone n'y suffit pas, au vu des productions réelles France entière enregistrées par... RTE. Or, l'enjeu n'est pas anodin, car surévaluer ces capacités garanties fait FAUSSEMENT apparaître les scénarios à fort taux d'éolien comme plus sûrs qu'ils ne seront réellement... Est-ce le but recherché ?

1 – Une estimation critique pour la sécurité d'alimentation...

Lors des pointes hivernales de consommations par grands froids, qui se produisent généralement vers 19 h, la capacité du photovoltaïque est évidemment nulle et la capacité éolienne sur laquelle on peut compter (capacité « **garantie** » avec une **probabilité suffisante**) devient cruciale quand le taux d'éolien augmente dans le mix, dans l'empilement des moyens dont on dispose pour assurer l'équilibre production-consommation avec une marge résiduelle positive.

Dans ce contexte, RTE évalue dans son **Bilan prévisionnel 2017** (Réf. [1], page 34), l'équilibre production - consommation en 2035 selon une « vision moyenne » lors d'une journée « **froide et sans vent** » pour le scénario AMPÈRE. Les données sont les suivantes :

* Consommation : 84,1 GW

* Puissance éolienne disponible : 7 GW

* Autres moyens de production disponibles : 71,2 GW

* Importations : 5,9 GW

Par ailleurs, dans ce scénario AMPÈRE, la capacité éolienne installée est de 52 GW en éolien terrestre et 15 GW en éolien en mer. Soit 67 GW au total. Le **facteur de charge** de l'éolien postulé pour cette journée est donc de $7/67 \approx 10,4\%$. **Est-ce réaliste pour une journée dite « froide et sans vent » ?**

NB : sauf erreur, il semblerait que RTE utilise une règle statistique stipulant qu'il y a **90 % de chances** pour que la **capacité garantie** d'un parc éolien soit **au moins égale à 10 %** à terre et **20 %** en mer, des capacités respectives installées. Ce qui conduirait ici à une moyenne statistique de $(52 \times 0,1 \times 0,9) + (15 \times 0,2 \times 0,9) = 7,38$ GW cohérente avec la valeur (sans doute arrondie) de 7 GW retenue ci-dessus dans le scénario AMPÈRE. **Ce qui confirmerait bien que c'est cette règle qui a été appliquée.**

2 – Analyse de l'approche des capacités garanties dans le bilan prévisionnel 2017 de RTE

Cette analyse est menée selon quatre angles complémentaires, au travers :

- * De l'analyse des **productions éoliennes réelles** de plusieurs mois d'hiver (cf. Annexe),
- * Des conclusions citées dans le **Bilan prévisionnel 2016 de RTE** (Réf. [2]),
- * Des **corrélations statistiques** entre épisodes de très forte consommation et très faible vent (épisodes anticycloniques hivernaux),
- * Des **comparaisons** avec les **retours d'expérience** et **pratiques** qui s'en déduisent en Allemagne, voisin le plus fortement équipé en éoliennes (Réf. [3]).

➤ Analyse des productions éoliennes réelles de plusieurs mois d'hiver

Les productions éoliennes des mois de **décembre** et **janvier**, traditionnellement les plus **critiques**, font l'objet d'une analyse détaillée en Annexe pour les années 2012 à 2017. Malgré un échantillon limité, il semblerait que le postulat de RTE selon lequel le facteur de charge **FC** descend au-dessous de la barre des 10 % dans 10 % des cas seulement ne se vérifie pas pour les mois considérés. La réalité pour ces deux mois serait plutôt 13 % des cas, soit 30 % en plus que l'estimation de RTE.

Mais c'est surtout l'absence d'analyse par RTE de ce qui se passe sous la barre des FC = 10 % qui surprend. Ceci dans la mesure où les valeurs de **FC** peuvent atteindre des niveaux **très bas, proches de 0**, de façon non exceptionnelle (une à plusieurs fois par mois). Or, des valeurs aussi faibles ont un impact évident **sur la sécurité d'alimentation, surtout lors des périodes hivernales de forte consommation** (voir § ci-dessous). **Il semble donc manquer dans l'approche de RTE une analyse approfondie des statistiques de FC sous la barre des 10 %, apparaissant comme indispensable pour cerner correctement les risques réels de non fourniture.**

➤ Conclusions citées dans le Bilan prévisionnel 2016 de RTE

Dans ce bilan (Réf. [2]) il est écrit au § « **Sensibilité aux hypothèses de développement des énergies renouvelables** » :

« La sensibilité au rythme de développement des énergies renouvelables apparaît, quant à elle, du second ordre par rapport au facteur consommation. La très forte augmentation des capacités éolienne et photovoltaïque envisagée n'influe en effet que de manière très limitée sur le niveau de risque du pays. Ce résultat illustre le fait que la contribution de ces filières à la couverture de la défaillance ne permet pas de dégager de marges supplémentaires significatives, car le risque de défaillance reste concentré lors des pointes de consommation le soir en hiver ».

On ne saurait être plus clair sur le fait que **l'on ne peut pas compter sur l'éolien et le photovoltaïque pour assurer la sécurité du réseau lors des pointes hivernales de consommation !** Cela même si aucun chiffre n'est donné... qui aurait de toute façon peu d'intérêt eu égard à sa faiblesse. Les hypothèses de **10 %** et **20 %** mises en avant en 2017 apparaissent donc comme **totalem... contradictoires** avec ce qui était écrit en 2016. **Vérité en 2016, erreur au-delà ?** Poser la question n'est-il pas y répondre ?

➤ Corrélations statistiques entre épisodes de très forte consommation et très faible vent

Les épisodes hivernaux marqués par la stagnation d'anticyclones polaires sur tout ou partie de l'Europe de l'Ouest se caractérisent **statistiquement** par la **concomitance très fréquente** de températures très basses (entraînant donc de forts pics de consommation) et une quasi-absence de vent. Il y a donc bien **corrélation** entre les deux phénomènes, même si elle n'est que probabiliste. **La probabilité d'observer un vent très faible n'étant pas uniformément répartie dans le temps, mais augmentant dans les conditions de**

tension maximale sur la production, accroît à l'évidence fortement les risques sur l'alimentation du pays. La prudence la plus élémentaire conduirait donc à prendre comme hypothèse que la production éolienne **peut devenir quasi-inexistante dans ces circonstances.**

Et ce phénomène est d'autant plus critique qu'il peut être **durable**. Un exemple récent : entre le 30 décembre 2016 et le 3 janvier 2017, le **FC** de l'éolien a oscillé **entre 5 % maximum et pratiquement 0** pendant environ **110 h consécutives**, soit 4 jours et demi. Il ne s'agit donc pas d'une fiction...

➤ **Comparaisons avec les retours d'expérience et pratiques qui s'en déduisent en Allemagne**

Le cas de l'Allemagne est très instructif dans la mesure où ce pays dispose de parcs éoliens à terre et en mer très importants, dont la puissance installée globale dépassait les 50 GW fin 2016, ce qui fournit une base statistique de retour d'expérience très précieuse. Qui a été précisément étudiée sur la période [2010 – 2016] en Réf. [3]. Or, cette étude apporte des résultats extrêmement intéressants, notamment :

- Contrairement à une idée reçue selon laquelle il y a toujours du vent en mer, les statistiques de 2016 montrent clairement que le **FC** de l'éolien en mer allemand a chuté à moins de 1 % durant 256 h dans l'année (pour 290 h en 2015), soit environ durant 3 % du temps,

- Les courbes de puissance horaire montrent que **les fluctuations** de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer sont **en très grande partie simultanées... En clair, il ne faut pas compter sur l'un pour rattraper l'autre !**

- En dépit de l'**extension continue** du **parc** éolien terrestre allemand jusqu'à une très grande taille, le **FC continue à tomber jusqu'à des valeurs très faibles de l'ordre de 150 MW** pour plus de **50 GW** de capacité installée...

- Les **quatre GRT allemands** (Gestionnaires de réseau de transport, homologues de RTE) prennent en compte dans **leurs analyses de risques lors des pics de consommation** que **le parc éolien dans son ensemble est à 99 % indisponible**. Autrement dit, que **sa puissance garantie est de 1 % seulement**. Ce qui paraît en l'occurrence parfaitement **logique et prudent** au vu des statistiques de production...

Mais comment alors expliquer l'écart considérable avec l'appréciation de **RTE**, qui retient une capacité **garantie** de **10 %** pour l'éolien terrestre et **20 %** pour l'éolien en mer, alors même que pour ce dernier on ne dispose encore d'aucun retour d'expérience en France ? **Notre éolien en mer bénéficierait-il de conditions exceptionnelles par rapport à l'éolien allemand ? Il est évident que les éventuelles différences de régimes de vent ne peuvent expliquer des écarts de cette ampleur...**

Remarquons pour terminer qu'en appliquant les règles des **GRT allemands**, l'estimation de la puissance éolienne disponible dans le scénario AMPÈRE cité plus haut passerait à **moins de 0,7 GW** au lieu de **7 GW selon la règle RTE**. Ce qui impliquerait, toutes choses égales par ailleurs, d'augmenter les importations de **5,9 MW** à **12,2 MW** pour assurer l'équilibre production - consommation. Ce qui serait tout sauf négligeable... D'autant plus que le scénario retenu est fondé sur une consommation **limitée à 84 GW**, qui pourrait tout aussi bien s'établir à **94 GW** avec un froid plus vif, ce qui ferait passer les importations à **22 GW ! La question n'est donc pas seconde...**

Références :

[1] RTE - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre - demande d'électricité en France - Edition 2017 - Synthèse

[2] RTE - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre - demande d'électricité en France - Edition 2016

[3] VGB Power Tech 8/2017 - Wind energy in Germany and Europe - Status, potentials and challenges for baseload application - Part 1: Developments in Germany since 2010 - By Thomas Linnemann and Guido S. Vallana

Annexe

Figure 1 : Allure type de la production éolienne d'un mois d'hiver (France entière – Source : RTE)

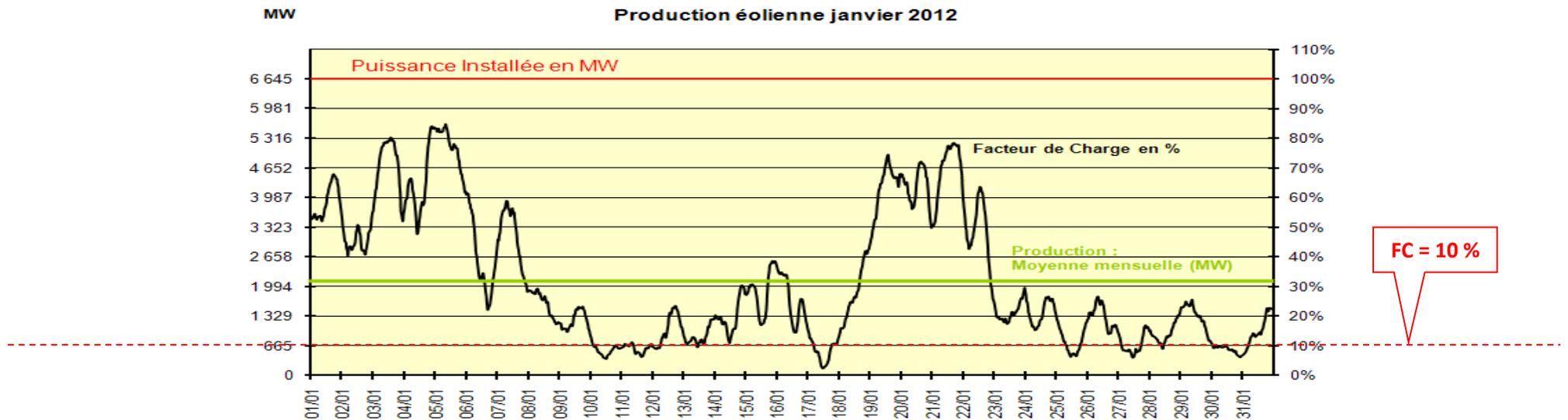


Tableau 1 : Facteurs de charge (FC) durant les mois d'hiver (France entière – Selon données RTE)

Mois/Année	01/ 2012	12/ 2012	01/ 2013	12/ 2013	01/ 2014	12/ 2014	01/ 2015	12/ 2015	01/ 2016	12/ 2016	01/ 2017	Moyennes	Plages
Nb de fois FC < 10 %	5	4	4	6	5	5	6	4	5	12	9	≈ 6	4 à 12
FC min atteint	≈ 2 %	≈ 9 %	≈ 4 %	≈ 0,5 %	≈ 3 %	≈ 0,5 %	≈ 4 %	≈ 0,3 %	≈ 0,1 %	≈ 0,1 %	≈ 2 %	≈ 0,3 %	0,1 % à 9 %
Durée max continue FC < 10 %	≈ 50 h	≈ 15 h	≈ 90 h	≈ 40 h	≈ 25 h	≈ 40 h	≈ 40 h	≈ 16 h	≈ 68 h	≈ 126 h (2)		≈ 51 h	15 h à 126 h
Cumul / mois FC < 10 %	≈ 125 h	≈ 40 h	≈ 125 h	≈ 80 h	≈ 90 h	≈ 90 h	≈ 110 h	≈ 36 h	≈ 114 h	≈ 200 h	≈ 136 h	≈ 104 h	≈ 40 h à ≈ 200 h
Durée cumulée en % avec FC < 10 % (1)	17 %	5 %	17 %	11 %	12 %	12 %	15 %	5 %	15 %	27 %	18 %	14 %	5 % à 27 %

(1) En % de la durée du mois = 744 heures ; (2) Episode ayant duré du 29 décembre 2016 au 3 janvier 2017

Plusieurs remarques peuvent être faites à propos des facteurs de charge **FC** observés durant ces mois de décembre et janvier :

- Ils descendent à **moins de 10 %** environ **6 fois/mois** en moyenne, avec une grande dispersion, entre 4 et 12 fois/mois. Ces valeurs sont **un indicateur de la grande variabilité de la production éolienne**, qui **chute fréquemment** à moins de 10 % de sa puissance installée,

- La valeur **moyenne** des **minima** atteints est de **0,3 %**, avec là encore une grande dispersion entre **0,1 %** (presque **0**) et 9 %. De plus, des valeurs **très faibles ($\leq 0,5$ %)** s'observent durant 5 mois sur 11, soit dans **près de la moitié des cas**. Ce qui montre **qu'il ne s'agit pas d'événements rares**, d'autant moins qu'ils peuvent se produire **plusieurs fois dans le même mois** (par exemple à 3 reprises en janvier 2016 et décembre 2016). Ces valeurs sont **dimensionnantes pour les moyens pilotables de secours nécessaires lors des pointes de consommation**,

- Les durées **continues** pendant lesquelles **FC < 10 %** sont en moyenne de l'ordre de **51 h**, soit **2 jours**, avec toujours une grande dispersion entre 15 h (une demi-journée environ) et **126 h** (un peu plus de **5 jours d'affilée**). Ces valeurs sont **dimensionnantes pour les capacités de stockage nécessaires**,

- Les durées **cumulées** dans un même mois pendant lesquelles **FC < 10 %** sont en moyenne de l'ordre de **104 h**, soit un peu plus de **4 jours**, avec toujours une grande dispersion entre 36 h (une journée et demi) et **200 h** (un peu plus de **8 jours au total !**). Ces valeurs sont également **dimensionnantes pour les capacités de stockage nécessaires chaque fois que les stocks n'ont pu être reconstitués à court terme**,

- Si l'on exprime ces durées cumulées **en % de la durée du mois**, elles s'établissent en moyenne à **14 %** du temps, avec toujours une grande dispersion, entre **5 %** et **27 %**. Ces dernières valeurs **sont-elles représentatives de la fréquence moyenne (au sens statistique) de passage de FC sous la barre des 10 %** compte tenu de leur faible nombre (11) ?

Un **test de Student (*)** peut donner une **indication** dans un tel cas. Il indique ici qu'il n'existe que 6 % de chances pour que l'échantillon ci-dessus soit représentatif d'une **fréquence moyenne statistique de 10 %**. Ce même **test de Student** indique à l'inverse qu'il y a 50 % de chances pour que la fréquence réelle soit d'environ **13 %**...

L'appréciation de RTE selon laquelle il y a **90 % de chances** pour que **FC** soit au moins égal à **10 %** semble donc pour le moins... **optimiste**. En tout cas durant les mois de **décembre** et **janvier**, traditionnellement les **plus critiques**, durant lesquels **le passage de FC sous la barre des 10 %** semble bien se produire pendant **13 %** et **non 10 %** du temps, soit 30 % plus longtemps. De plus, **RTE ne prend pas en compte ce qui se passe sous la barre des 10 %**. Or, les valeurs de **FC** peuvent descendre **jusqu'à des valeurs très basses**, de l'ordre de **0,1 % soit pratiquement 0**, avec une **moyenne de 0,3 % pour les valeurs minimales**. Et ces valeurs très basses sont observées entre une et plusieurs fois par mois, ce qui **n'en fait pas des événements rares**.

Il semble donc manquer dans l'approche de RTE une analyse approfondie des statistiques de FC sous la barre des 10 %, indispensable pour cerner correctement les risques réels de non fourniture.

(*) Test statistique couramment utilisé pour déterminer si les moyennes de deux échantillons de données sont significativement différentes l'une de l'autre.