



**CADRAGE DU BILAN PREVISIONNEL 2050 DE RTE**  
**CONTRIBUTION DE L'IED A LA CONSULTATION PUBLIQUE**  
**26 février 2021**

Institut Energie et Développement (IED)  
15 rue Kleber  
93100 MONTREUIL  
01 48 51 17 00  
[ied.montreuil@wanadoo.fr](mailto:ied.montreuil@wanadoo.fr)

## **1. Le nombre de scénarios étudiés est important, mais la couverture des scénarios « avec nucléaire » est trop resserrée.**

Les 4 scénarios proposés par RTE visant une électricité 100 % renouvelable à l'horizon 2050-2060 couvrent correctement l'éventail des hypothèses ou préférences manifestées par les parties prenantes. Il n'en est pas de même quant aux 4 scénarios visant le maintien d'une part nucléaire dans la production.

Dans le groupe de travail « scénarisation », plusieurs participants ont demandé que parmi les scénarios « avec nucléaire » en soit retenu un décrivant l'hypothèse d'une part supérieure à 50 % en 2050. La réponse de RTE a été négative, au motif qu'il n'est pas possible de sortir du cadre de la PPE.

Ce choix ne permet pas d'éclairer comme il le faudrait le débat politique public sur la pertinence de la sortie du nucléaire ou de son maintien. En effet, un parc de production décarboné dont la moitié est nucléaire comporte déjà une forte proportion de production intermittente (40% environ si la production hydraulique couvre 10 % de la demande). Ainsi tous les scénarios retenus, même ceux comportant un maintien du nucléaire, devront faire appel à des moyens de flexibilité substantiels, tant au niveau de la production que de la demande. Cela n'est sans conséquence ni sur les coûts ni sur la qualité de la fourniture d'électricité, voire les contraintes que devront subir les usagers.

Tout se passe donc comme si on préparait l'opinion à une fatalité d'ordre technico-écologique, masquant en réalité les effets d'un choix politique. En l'état, l'éventail des scénarios proposés par RTE semble manifester une tendance naturelle vers un système électrique reposant majoritairement sur l'éolien et le solaire, le maintien d'une part de nucléaire n'étant qu'une concession faite à ses partisans. C'est d'autant plus regrettable que les vigoureuses campagnes antinucléaires ont déjà conduit la majorité de l'opinion publique française à croire faussement que les centrales nucléaires sont émettrices de gaz à effet de serre.

Afin que le bilan prévisionnel 2050 de RTE réponde vraiment à l'objectif affiché d'éclairer le débat public, l'IED propose donc que le nouveau scénario « N0 » illustre ce que serait un système électrique où le parc nucléaire serait maintenu à son niveau actuel de 60 GW.

Certes, cela impliquerait un déclassement des centrales moins rapide que ce que prévoit la PPE actuelle et par conséquent des investissements pour prolonger leur durée de vie. Mais rien n'interdit à un service public d'apporter des éléments d'appréciation sur l'éventualité d'inflexion de choix politiques, sachant que la décision ne lui appartient pas. D'ailleurs, c'est ce que font déjà les scénarios 100 % renouvelables et certaines variantes envisagées par RTE (comme les variantes « hydrogène + », « ré-industrialisation »).

## **2. Les trajectoires de consommation sont établies par des méthodes élaborées et pertinentes, mais les hypothèses de sobriété conduisent à sous-estimer des besoins.**

RTE a logiquement pris comme référence les objectifs de la SNBC, qui vise une forte réduction de la consommation énergétique finale en 2050, de 40% par rapport à 2019, mais une part accrue de l'électricité dans celle-ci à hauteur de 55 %. Sur cette base, le niveau de consommation d'électricité retenu par RTE en 2050 comme référence est de 630 TWh, pertes comprises (le scénario AMS de la SNBC retient 580 TWh hors pertes, ce qui est équivalent).

Dans l'hypothèse d'un système énergétique assurant la neutralité-carbone en 2050, ce niveau de consommation d'électricité sera suffisant à la seule condition que tous les objectifs de réduction des consommations finales d'énergie soient atteints, et ce malgré une augmentation de près de 10 % de la population et une croissance du PIB de 1,5 % par an, soit 50 % en 30 ans. Il suffit que certains objectifs ne le soient pas pour que le niveau de consommation d'électricité assurant la neutralité carbone excède les 630 TWh.

L'IED formule donc plusieurs remarques sur les projections réalisées par RTE, sachant que l'exercice consiste à déterminer la trajectoire du système électrique nécessaire à l'atteinte de

la neutralité carbone de la France en 2050 :

1°) Nous estimons pertinente la méthode dite « de parc » utilisée pour évaluer les consommations futures dans les secteurs résidentiel et tertiaire pour les prochaines 2 décennies. Elle repose en effet sur des données objectives, à savoir les performances énergétiques des meilleurs appareils actuels, et des hypothèses réalistes d'évolution des parcs en fonction de leur diffusion progressive parmi les ménages et les entreprises. En revanche, la méthode utilisée pour la période 2040-2050 consistant à extrapoler la poursuite de gains globaux d'efficacité est beaucoup plus incertaine. Nous pensons qu'il serait plus pragmatique de prendre en compte une stabilité des efficacités sur une période aussi lointaine.

2°) Les trajectoires de référence retenues par RTE pour les consommations résidentielle et tertiaire apparaissent comme des médianes situées entre des variantes où l'électrification des usages serait plus ou moins forte. Or la publication de la RE 2020 en fin d'année modifie la donne. Elle opère un renversement, en interdisant de fait l'usage du gaz naturel dans les logements neufs alors que celui-ci était encouragé dans la réglementation de 2012. Ainsi les variantes de moindre électrification des usages deviennent-elles bien moins probables que les variantes supérieures. Cela doit logiquement conduire à rehausser les trajectoires médianes de consommation d'électricité de ces deux secteurs. Certes, cela aboutirait à retenir des niveaux plus élevés que ce que prévoit le scénario AMS de la SNBC, mais la publication de la RE 2020 lui est postérieur.

3°) Les projections de réduction de la consommation d'électricité fondées sur des hypothèses de « sobriété » ne sont pas du tout de même nature que celles reposant sur des données d'efficacité. Elles font le pari qu'émergeront des comportements sociaux de renoncement à un certain niveau de confort, notamment en matière de température de chauffage des logements et bureaux et de consommation d'eau chaude sanitaire. Il s'agit d'un pari hasardeux, sur lequel ne devrait pas reposer l'établissement de la trajectoire de référence et qui devrait n'être présenté qu'en variante. D'autant plus que RTE semble tabler sur un gain de 10 à 15 % d'énergie pour 1°C de baisse de la consigne de chauffage, bien supérieur aux 7 % communément admis. Accessoirement, ni dans le document de travail du GT « consommation », ni dans le rapport ADEME-RTE de décembre 2020 sur le chauffage il n'est mentionné la prise en compte de la réduction du « chauffage gratuit » résultant des gains d'efficacité des usages blancs (éclairage, réfrigérateurs, écrans...)

4°) Concernant la consommation de l'industrie, l'IED regrette que la SNBC se fonde sur un simple maintien de la part de la production industrielle dans le PIB et consacre ainsi l'affaiblissement de ce secteur essentiel sur le long terme. Nous nous réjouissons donc du choix de RTE de présenter une variante de ré-industrialisation de notre pays, qui mériterait de devenir la référence.

5°) L'IED souscrit au choix de RTE d'établir les trajectoires de consommation d'électricité de l'industrie à partir des prospectives des quantités produites par les industries grandes consommatrices d'électricité et des valeurs ajoutées des branches des industries diffuses.

### **3. La flexibilité de la demande : ne pas biaiser la comparaison des scénarios.**

Il s'agit d'un sujet socialement très sensible. Derrière le terme «flexibilité» à connotation positive se cachent des effets pouvant être très contraignants pour les usagers, voire des sources de mécontentement posant des problèmes d'acceptabilité sociale. La flexibilité de la demande peut ne pas consister simplement en un report d'usage. Si un véhicule électrique n'est pas chargé quand on en a besoin, l'usage est perdu. Si l'alimentation du chauffage est coupée ou réduite, la baisse de température subie est bien évidemment irrécupérable par une surchauffe ultérieure...

RTE souligne que la flexibilité de la demande deviendra « une composante cruciale du mix électrique à long terme, tant sur le plan technique qu'économique ». Cette affirmation mérite

d'être relativisée.

En effet, le niveau flexibilité requis dépend étroitement de l'importance de la production fatale intermittente dans le parc de production. Il est maximal dans les 4 scénarios 100 % renouvelable, encore important dans les 2 scénarios avec un nucléaire minoritaire, et moins élevé dans les 2 scénarios avec 50 % de nucléaire. Il le serait bien moins dans un scénario avec un parc nucléaire de 60 GW, dont nous demandons l'étude pour cette raison.

De plus, d'un point de vue technique, la flexibilité peut être obtenue soit du côté de la production, par l'équipement en moyens de stockage et pilotables, soit du côté de la demande. Evidemment, il en va différemment d'un point de vue économique, du moins en apparence. La flexibilité par la production exige des investissements coûteux et conduit à des pertes énergétiques élevées dans les opérations de report. Vu du système électrique, la flexibilité de la demande apparaît beaucoup moins coûteuse, voire quasi gratuite surtout lorsqu'elle est subie par les ménages, puisque les contraintes qu'ils éprouvent ne donnent pas lieu à rémunération. D'un point de vue socio-économique, ces contraintes sont un coût. Pour être rigoureux, il devrait être incorporé au coût complet du système. Mais on ne dispose d'aucun instrument de mesure pour le faire.

Quant aux effacements industriels, dans l'étude de l'ADEME à laquelle se réfère RTE, le coût retenu est le prix marchand à payer pour que les clients acceptent les clauses d'interruption de la fourniture dans leur contrat. Il ne s'agit pas d'un coût socio-économique et il se révèle incohérent avec le choix effectué par RTE de faire reposer l'évaluation des scénarios sur leur «coût complet» établi sur une base non pas marchande, mais socio-économique.

Il en résulte que le fait d'intégrer plus ou moins de flexibilité de la demande selon la nature des scénarios fausserait totalement les comparaisons et serait de nature à biaiser les débats autour des choix à effectuer.

Ainsi, il apparaît indispensable que la version de base de chaque scénario repose sur une flexibilité identique et «non pénalisante» de la demande :

- recharge des véhicules électriques non bidirectionnelle (la flexibilité se limite au lissage durant la nuit pour éviter l'apparition de pointes excessives le soir, excluant la décharge des batteries pour équilibrer le réseau)
- assurance que le plein d'eau chaude sanitaire soit disponible le matin ;
- aucune flexibilité de l'alimentation des chauffages des logements et locaux professionnels et des usages blancs.
- non recours à l'interruption de la fourniture de l'industrie et des clients professionnels.

Les flexibilités supplémentaires devraient être présentées en variante, mettant en rapport le gain obtenu sur le coût complet du système et les contraintes induites sur les usagers.

Le Bilan prévisionnel devrait donc les expliciter, y compris de façon quantitative, par exemple :

- durée des interruptions ou réductions d'alimentation du chauffage et baisse de température des logements correspondante ;
- baisses de température du stock d'eau chaude sanitaire et probabilité que celle-ci soit inférieure à 37°C (température du corps humain)
- probabilité que le véhicule électrique mis en charge le soir soit moins chargé le lendemain matin.
- coût socio-économique de l'interruption de la fourniture électrique à l'industrie, mettant en évidence les pertes liées à l'interruption de la production (rémunérations, frais fixes, amortissements...).

Quant à la flexibilité au moyen de la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques, il importe d'en évaluer les conséquences sur l'usure des batteries, le coût que cela représente et la différence avec l'amortissement d'un stockage statique (qui peut d'ailleurs être réalisé à partir de batteries devenues inaptées à la mobilité).

## **4. Le couplage du système électrique avec les autres vecteurs énergétiques**

4.1 L'IED soutient à la proposition de RTE d'étudier une variante dite « Hydrogène + », où la production d'hydrogène est supérieure aux projections de la SNBC.

Pour la SNBC, l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050 impose de n'avoir recours qu'à 3 classes d'énergies primaires : l'électricité décarbonée, la biomasse et la chaleur de l'environnement. Le rapport de mars 2020 qui présente la SNBC sur la base du scénario dit « AMS » reconnaît pourtant une insuffisance du gisement national de biomasse, toutes formes confondues, au regard de la consommation de cette source d'énergie décarbonée que prévoit le scénario en 2050 (430 TWh PCS de gisement potentiel pour une consommation de 460 TWh). Ce déficit serait encore plus important si les besoins en énergie finale s'avéraient supérieurs aux projections de la SNBC. Miser sur les importations de biomasse pour combler ce déficit pourrait conduire à encourager la déforestation dans d'autres pays ou reporter sur eux les problèmes cruciaux d'allocation des terres, les besoins de cultures vivrières s'aiguissant avec la démographie mondiale. Il est donc souhaitable qu'une production de combustible vert vienne combler ce déficit.

Même si les faisabilités technico-économiques des moyens de production et d'usage de l'hydrogène ne sont pas encore aujourd'hui totalement acquises, voire ne le sont que très partiellement, il est légitime d'imaginer aujourd'hui que l'hydrogène soit le combustible vert nécessaire au bouclage énergétique du pays à l'horizon 2050.

Pour cette raison, l'IED pense que la variante « hydrogène + » doit a minima assurer le bouclage entre le besoin de 460 TWh et la ressource en biomasse de 430 TWh PCS<sup>1</sup> (il devrait s'agir d'au moins 90 TWh de production d'hydrogène supplémentaire aux projections de la SNBC). Ce besoin serait encore majoré dans des variantes telles que la réindustrialisation de la France.

4.2 L'étude de l'articulation du système électrique avec les autres vecteurs énergétiques s'avère évidemment d'un grand intérêt, dans la mesure où la transition énergétique, quels qu'en soient la forme et le parcours, repose sur des transferts entre formes d'énergie.

## **5. La cohérence avec les transitions des systèmes électriques européens**

Les échanges inter-frontaliers tenant une place importante dans l'équilibre des systèmes électriques, il apparaît indispensable pour étudier l'évolution du système français de prendre en compte celle des pays voisins. Il ne suffit pas de compter a priori sur les importations et les exportations pour compenser les excédents ou déficits de production nationale. Il est impératif de prendre en considération les faisabilités physiques et techniques de ces échanges, ainsi que leur nature.

Au regard de l'objectif central d'atteinte de la neutralité carbone, il n'est en effet pas équivalent d'importer de l'électricité décarbonée ou celle produite par des centrales à charbon ou à gaz. Pour cette raison, le carbone importé via les échanges inter-frontaliers devrait être directement comptabilisé comme une émission nationale, et pas seulement affecter l'empreinte carbone du pays.

En second lieu, il est souhaitable que les scénarios électriques des pays voisins soient construits en cohérence. Si sur le court-terme, il paraît naturel et légitime de reprendre les éléments issus de chaque pays et synthétisés par l'ENTSOE, à l'horizon de 2050 les scénarios 100 % renouvelables en France doivent être associés à des scénarios équivalents dans les autres pays. Sans cette précaution, on prendrait le risque d'exporter les besoins nationaux de

---

1 La différence entre le PCI et les PCS de la biomasse peut être importante. L'écart est de 14 % pour un bois à 10 % d'humidité, considéré comme un bois sec. Pour une telle biomasse, 430 TWh PCS équivalent à 370 TWh PCI.

flexibilité en important une production carbonée, ce qui serait incohérent avec la SNBC.

## 6. Le cadrage de l'évaluation socio-économique des scénarios.

6.1 L'IED partage l'approche socio-économique retenue par RTE, notamment l'évaluation des coûts complets du système électrique dans chaque scénario, mettant en évidence de façon distincte :

- le coût annuel comprenant l'amortissement des investissements sur leur durée de vie, hors frais financiers, les frais d'exploitation (fixes et variables ) et l'amortissement du coût de déconstruction des installations ;
- le coût dit «financier» reposant sur le choix d'un taux d'actualisation socio-économique ;
- l'effort annuel d'investissement.

Cette méthode apparaît livrer au débat public les éléments d'appréciation dans la plus grande transparence.

Concernant le taux d'actualisation, l'IED plaide pour retenir un taux faible, n'excédant pas 2 à 3 %. Cela paraît justifié d'un double point de vue, écologique et économique. Dans l'évaluation socio-économique, les taux d'actualisation élevés traduisent une préférence de la société pour réduire les coûts présents quitte à les reporter plus tard, ce qui entre en contradiction avec les attentes sociétales visant à préserver les générations futures. Le taux d'actualisation « 100 % renouvelable » devrait être nul. Quant au coût du financement des investissements publics, il est devenu très bas (la France emprunte à des taux négatifs). Certes, la demande de rentabilité des investissements privés reste beaucoup plus élevée. Mais le secteur de l'électricité n'a pas à prendre comme modèle celui de la pharmacie, dont la crise sanitaire a mis en évidence une profonde défaillance au plan socio-économique.

6.2 En revanche, les coûts retenus par RTE pour les filières éoliennes terrestres et en mer apparaissent irréalistes.

Le tableau ci-dessous montre que les coûts actuels et futurs retenus par RTE sont bien plus bas que les données les plus récentes publiées par l'ADEME (Coût des énergies renouvelables - janvier 2020).

### COMPARAISON DES COÛTS D'INVESTISSEMENT DES ENR RETENUS PAR RTE ET PUBLIES PAR L'ADEME

€/ kW	2020	2030	2050
<b>Eolien terrestre</b>			
RTE	1300	710 à 1300	530 à 1300
ADEME	1400 à 1620	960 à 1850	850 à 1650
RTE / ADEME	-7 % à -20 %	-26 % à -30 %	-38 % à -29 %
<b>Eolien en mer posé</b>			
RTE	2500	1320 à 2100	700 à 1900
ADEME	3780 (1)	2010 à 3100	2080 à 2650
RTE / ADEME	-34 %	-34 % à -33 %	-67 % à -28 %
<b>PV au sol</b>			
RTE	750	560 à 615	430 à 530
ADEME	740 à 860	450 à 790	320 à 550
RTE / ADEME	+1 % à -13 %	+24 % à -22 %	+34 % à -5 %

(1) moyenne des CAPEX allemand, britannique et hollandais.

Le tableau suivant retrace 2 exemples d'investissements récents dont on peut trouver une information sur le coût. Ils se situent légèrement au-dessus de la fourchette haute de l'ADEME.

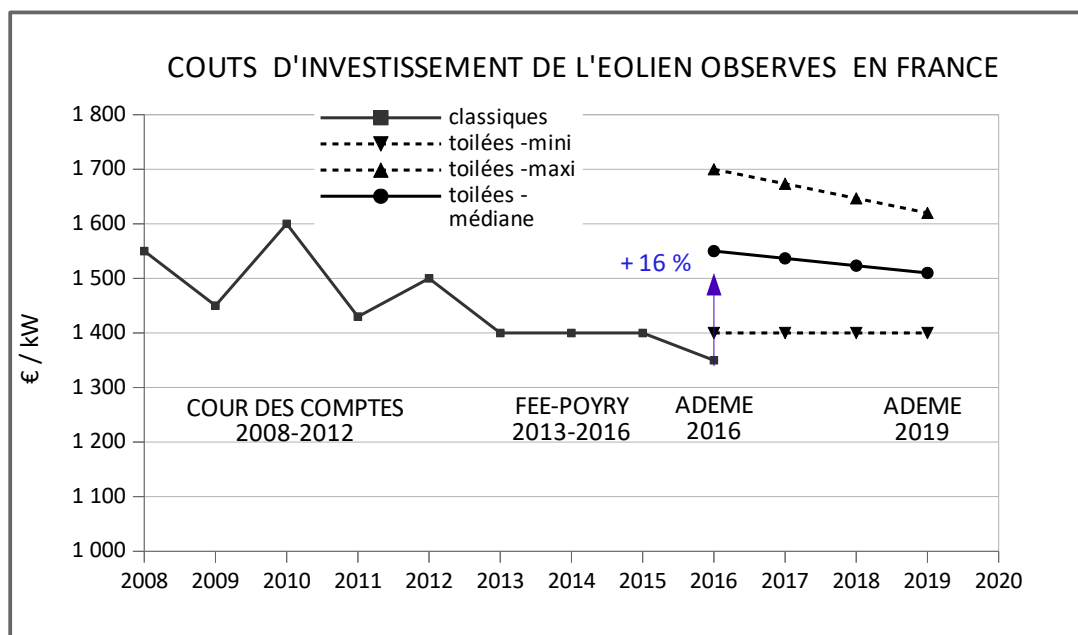
## EXEMPLES DE COÛTS FRANCAIS ACTUELS DE L'ÉOLIEN TERRESTRE

Parc éolien	Caractéristiques	Source	Mise en service	Puissance	Coût	Coût unitaire
CHAMOLE (Jura)	6 aérogénérateurs ENERCON E115 - 197 m	lenergeek	Déc. 2017	18 MW	32 M€	1.780 € / kW
MONT DES 4 FAUX (Ardennes)	61 aérogénérateurs 5MW - 200m	L'Usine Nouvelle	2022 ?	315 MW	532 M€	1.690 € / kW

Dans son chiffrage, RTE s'est référé à d'autres données, celles de l'IRENA (Agence internationale des énergies renouvelables). Or il s'agit de coûts calculés en moyenne mondiale, fortement tirée vers le bas par les coûts asiatiques. Selon l'IRENA elle-même, le CAPEX de l'éolien terrestre en Inde et en Chine est inférieur de 37 % à celui constaté en France. Pour la France, l'IRENA retient un coût d'investissement de 1.870 \$ / kW en 2018, soit 1.630 €/kW, qui se situe sur le haut de la fourchette de l'ADEME, et s'approche de ceux des 2 exemples cités ci-dessus.

Les projections effectuées par RTE de baisses du coût sur la période 2030-2050 paraissent encore plus surestimées. Elles se situent 25 à 40 % en dessous des prévisions de l'ADEME pour l'éolien terrestre et de 33 à 67 % pour l'éolien en mer posé. En revanche, elles sont plutôt cohérentes concernant le solaire photovoltaïque au sol.

Il semble que RTE se soit reposé sur une analyse apparemment erronée, selon laquelle l'augmentation de la taille et de la puissance des éoliennes serait un facteur de baisse de leur coût. C'est démenti par plusieurs études françaises (rapport POYRY d'octobre 2016 de l'Observatoire des coûts de l'éolien terrestre ; étude de septembre 2017 de l'ADEME sur la filière éolienne française). Elles observent que le coût unitaire d'investissement des éoliennes terrestres ne dépend ni de la taille du parc ni de la puissance des machines. Il est même constaté que l'augmentation du diamètre du rotor des aérogénérateurs se traduit par une augmentation de leur coût, l'intérêt économique de ces machines résidant dans leur meilleure performance (facteur de charge plus élevé). Ceci est confirmé par le graphique suivant, établi par l'IED à partir de diverses données retraçant les coûts d'investissement de l'éolien terrestre en France.



Les trajectoires basses de RTE des coûts d'investissement des éoliens terrestre et en mer aboutissent à des valeurs inexplicables en 2050 (respectivement 530 et 700 €/kW).

Aujourd'hui, le seul coût de l'infrastructure d'un parc éolien terrestre, hors celui de l'aérogénérateur (génie civil, installation, réseau électrique...), s'élève à 500 à 600 € / kW2. On ne voit pas les raisons qu'il aurait de baisser. Les aérogénérateurs deviendraient-ils gratuits en 2050 ?

L'IED propose donc de retenir une trajectoire du coût d'investissement de l'éolien terrestre qui soit cohérente avec les coûts constatés actuellement en France et réaliste quant à son évolution : fourchettes de l'ADEME en 2030, stabilité ensuite étant donné qu'on peut imaginer à long terme autant de facteurs de baisse que de hausse (augmentation du prix des matières premières, affaiblissement de la concurrence entre fabricants...).

PROPOSITION DE L'IED

	2020	2030	2050
Eolien terrestre	1.600 à 1.700	1.300 à 1.850	1.300 à 1.850
Eolien en mer posé	3.780	2.000 à 3.000	2.000 à 3.000
PV au sol	740 à 860	450 à 790	450 à 790

De plus, en cohérence avec ce qui a été observé, les trajectoires des performances des éoliennes (facteur de charge) devraient être associées à celles de leur coût : les gains de performance se traduisant par une augmentation ou une stagnation du coût des parcs alors que les diminutions de coût s'appliquent aux éoliennes de même performance.

Enfin, dans le document soumis à la consultation publique, RTE annonce un progrès de la durée de vie des éoliennes, dont la justification ne semble pas avoir été apportée dans le groupe de travail. Des études allemande, suédoise et britannique<sup>2</sup> portant sur l'ensemble des parcs de ces pays montrent pourtant que le facteur de charge des parcs éoliens se dégrade avec leur âge. Une valeur de 0,6% par an (0,15 points) semble admise pour l'éolien terrestre. La performance des parcs en mer, soumis à des contraintes environnementales plus sévères, serait supérieure. On a ainsi du mal à comprendre la raison qui amènerait la durée de vie de l'éolien en mer à passer de 20 ans aujourd'hui à 40 ans en 2050, dépassant ainsi les 30 ans de l'éolien terrestre !

---

<sup>2</sup> Have wind turbines in Germany generated electricity as would be expected from the prevailing wind conditions in 2000-2014? Sonja Germer and Axel Kleidon, Conceptualization, Investigation, Paul Leahy, Editor

How does wind farm performance decline with age? Iain Staffell\*, Richard Green Imperial College Business School, Imperial College London, London SW7 2AZ, UK

Olauson J, Edström P, Ryde J. Wind turbine performance decline in Sweden. Wind Energy. 2017; 20: 2049-2053.