



**Le Monde sans Fin de Jancovici et Blain  
Décodage d'une BD**

Michel Allé  
Université libre de Bruxelles

May 2023

**ECARES working paper 2023-09**

## **Le Monde sans fin - Jancovici-Blain**

### **Le décodage d'une BD**

Michel Allé  
Université Libre de Bruxelles  
Professeur honoraire  
[michel.alle@solvay.edu](mailto:michel.alle@solvay.edu)

J'ai découvert Jean-Marc Jancovici en 2013. Professeur à l'Université Libre de Bruxelles, j'avais décidé quelques années auparavant de réorienter mon cours d'Economie politique et mon séminaire de Science & Technologies vers la problématique climatique. Il m'était en effet apparu que cette question et plus particulièrement la transition énergétique seraient au coeur du XXI<sup>ème</sup> siècle dans lequel s'engageaient mes étudiants de l'Ecole Polytechnique et de la Solvay Brussels School of economics and management.

Jancovici, avec ses talents pédagogiques, était bien placé pour les informer et les soutenir dans la compréhension des mécanismes complexes du climat et de l'énergie. Avec en plus une dose judicieuse de scepticisme critique sur les bienfaits de la croissance économique quantitative et du libéralisme à tout crin qui me paraissait bien utile aux futurs ingénieurs, entrepreneurs et cadres supérieurs auxquels je m'efforçais de transmettre un peu de mon expérience. Jancovici devint donc un familier de mes cours et séminaires au travers de ses livres, écrits et vidéos.

Avec le temps toutefois mon esprit critique commença à s'aiguiser lorsqu'à la lecture de « *Dormez tranquilles jusqu'en 2100 et autres malentendus sur le climat et l'énergie* » (2015, éditions Odile Jacob) je me rendis compte que nombre de chiffres et faits cités par Jancovici ne correspondaient pas à ce qu'un esprit scientifique bercé au libre-examen pouvait vérifier dans les statistiques et publications fiables. Et j'ai ensuite dû constater, progressivement, que Janco s'écartait des vérités incontestables pour laisser cours, tout aussi progressivement, à quelques obsessions convergentes :

- le lien mécanique entre produit, bien-être humain, machinisme et énergie (par essence fossile) ;
- l'obsession nucléaire et, en conséquence, la supériorité du modèle énergétique français sur tout le reste du monde ;
- et ensuite, presque mécaniquement, l'obsession anti-renouvelables et en particulier anti-éoliennes et leur ridiculisation.

Mes enseignants en économie m'avaient appris l'impérieuse nécessité de la nuance et mes cours de Polytechnique celle de la diversité énergétique. L'expérience de la vie m'avait confirmé les deux.

C'est donc sans a priori que je me suis mis à décoder Jancovici. Pas d'a priori sur le nucléaire : s'il est fiable, y compris dans le traitement de ses déchets, et économique il a bien sûr sa place dans un mix énergétique décarboné. Pas d'a priori sur les énergies renouvelables : décarbonées et devenues compétitives elles ont bien sûr un rôle essentiel à remplir dans le mix énergétique comme l'ont souligné les études de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) et de nombreuses organismes publics nationaux.

Dans ces décodages j'utilise les statistiques internationales reconnues : comme Jancovici, principalement l'AIE et la BP Statistical Review. Je m'interdis de jouer sur les périodes de temps pour manipuler le lecteur : c'est ainsi que l'année 2020 qui a vu une forte chute de la consommation d'énergie et des émissions de CO<sub>2</sub> sera mise entre parenthèses lorsqu'elle n'est pas pertinente. Toutes les énergies et toutes les évolutions sont regardées sans thèse préalable.

La BD « *Le Monde sans fin* » de Jancovici et Christophe Blain est l'objet du présent papier (passionné de Blain et surtout de *Quai d'Orsay* et de *Gus*, je ne l'aurais manquée à aucun prix). Il y a bien sûr plein de choses exactes sur le climat, l'énergie et la société dans cette BD. Mais un peu trop de contre-vérités et de silences utiles méritent d'être décodés. Le travail effectué porte sur les vignettes clés en matière de lien entre énergie et activité économique et en matière de production d'énergies nucléaire et

*Le Monde sans Fin de Jancovici et Blain – Décodage d'une BD*

renouvelables. Le décodage est chiffré, détaillé, vérifié et donc parfois ardu. Le lecteur m'en excusera. Le lecteur sera aussi juge des résultats.

## 1. Le mix de production électrique – Evolution des dernières années



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 103

Dans cette vignette Jancovici et Blain présentent et analysent le mix électrique mondial, autrement dit les sources de production d'électricité. La source et l'année de référence des chiffres cités ne sont pas mentionnées mais on peut supposer qu'il s'agit de la bp Statistical Review et de l'année 2020, *Le Monde sans Fin* ayant été édité fin 2021. L'analyse porte en particulier sur l'évolution récente : « Ces dernières années ce sont les fossiles qui ont le plus augmenté, dans des proportions colossales », les nouveaux renouvelables, éolien et solaire, étant qualifié de « loser ».

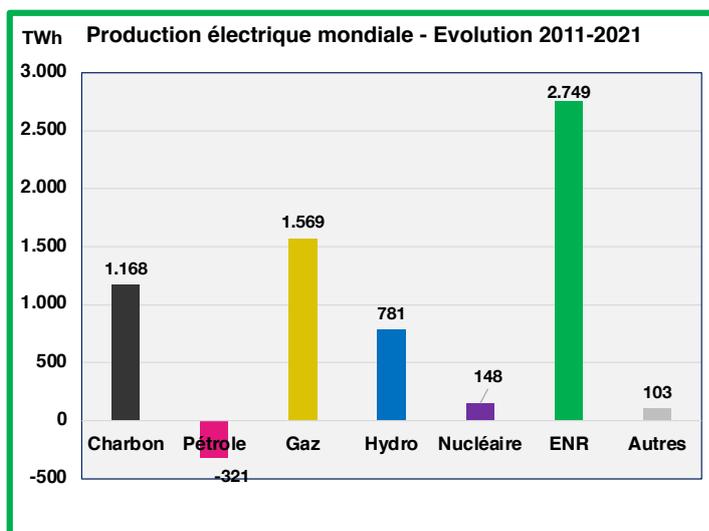
Pour décoder, j'ai choisi 2021, année pour laquelle les données sont disponibles et année plutôt normale, 2020 ayant été marquée par la pandémie. La source utilisée est la bp Statistical Review 2022.

Le mix de production électrique (les sources de production d'électricité)<sup>1</sup> a été en 2021 le suivant :

- charbon : 36,0%
- gaz : 22,9%
- pétrole : 2,5%
- hydro-électricité : 15,0%
- nouveaux renouvelables (ENR) : 12,8%
- nucléaire : 9,8%
- autres : 0,9%

61,4% de la production électrique mondiale provient donc en 2021 des énergies fossiles. Les chiffres de mix électrique avancés par Jancovici sont bien corrects.

L'essentiel est de vérifier l'évolution des dernières années. Les graphiques représentent l'évolution du mix électrique sur les dix (2011-2021), cinq (2016-2021) et trois (2018-2021) dernières années<sup>2</sup>.



De 2011 à 2021 la production mondiale d'électricité a augmenté de 6.197 TWh (+2,3% par an).

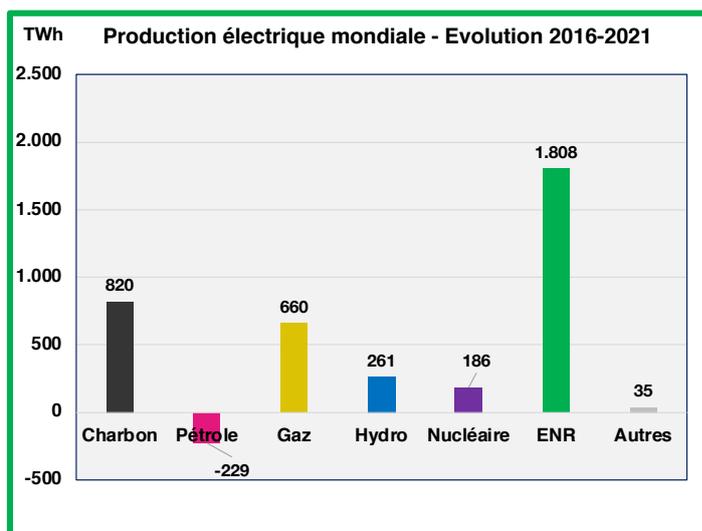
57,0% de cette augmentation a été assurée par les renouvelables (22,9% par l'éolien, 15,6% par le solaire, 12,6% par l'hydro-électricité et le solde par la biomasse).

Les fossiles ont assuré 39,0% de la croissance (le gaz et le charbon progressant et le pétrole reculant).

Quant au nucléaire il a assuré 2,4% de la croissance de production électrique de 2011 à 2021.

<sup>1</sup> Source : BP Statistical Review 2022

<sup>2</sup> Source : BP Statistical Review 2022

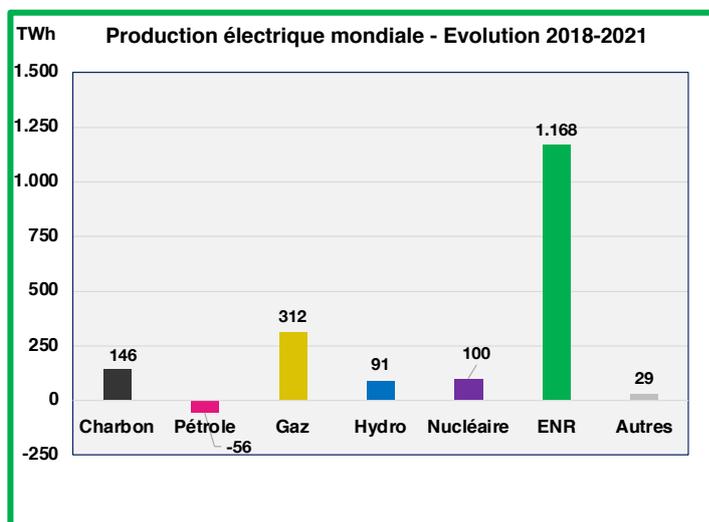


De 2016 à 2021 la tendance est renforcée.

Les renouvelables ont assuré 58,4% de l'accroissement total de la production d'électricité (3.542 TWh) ; l'éolien y participe pour 25,4% et le solaire pour 19,9%.

Les fossiles ont assuré 35,3% de cet accroissement (charbon 23,2%, gaz naturel 18,7%, le recul du pétrole représentant – 6,5%).

Quant au nucléaire il a assuré 5,3% de la croissance.



Enfin, sur les plus récentes années, 2018 à 2021, la tendance est fortement amplifiée.

Les renouvelables ont assuré 70,4% de la croissance dont 33,1% pour l'éolien et 25,5% pour le solaire (58,6% ensemble).

Les fossiles n'ont assuré que 22,5% de la croissance pour l'essentiel avec du gaz naturel (17,4%) et accessoirement le charbon (8,2%) avec, toujours, un recul du pétrole.

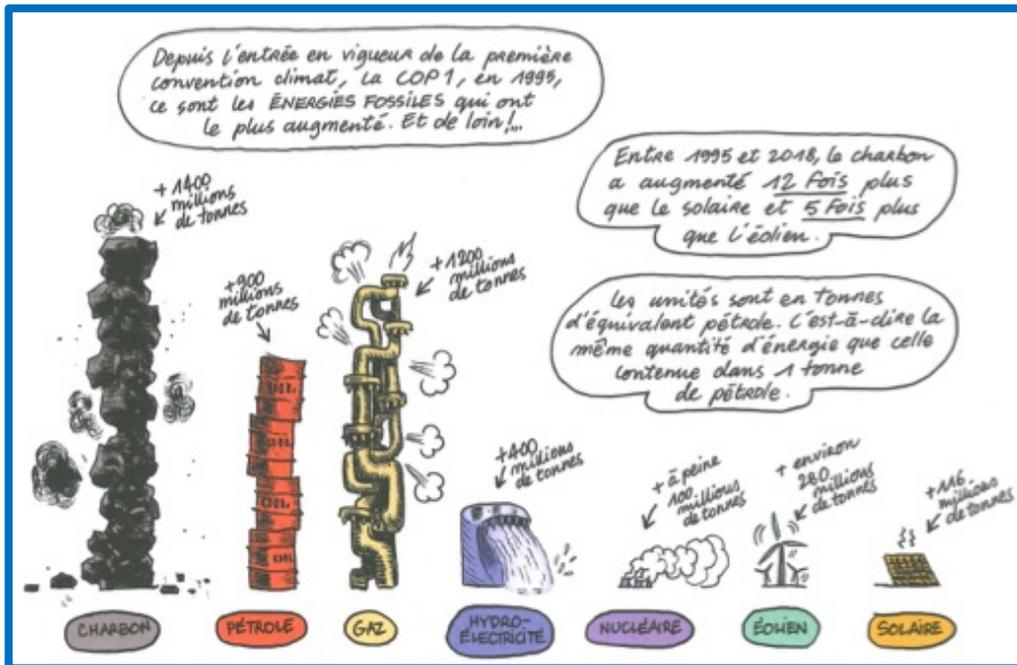
Le nucléaire a contribué lui pour 5,6% à la croissance dans cette période 2018-2021.

En conclusion, les faits démentent l'assertion selon laquelle « Ces dernières années, ce sont les fossiles qui ont le plus augmenté, dans des proportions colossales ».

**L'information correcte du lecteur eût exigé d'écrire : Ces dernières années ce sont les renouvelables et en particulier l'éolien et le solaire qui ont le plus augmenté, dans des proportions importantes.**

**Et le « loser » n'est pas les renouvelables désignés par la vignette.**

## 2. L'évolution du mix énergétique global



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 55

La deuxième vignette analysée porte sur l'évolution du mix énergétique mondial, c'est-à-dire des sources d'énergie primaire globales, quel que soit leur mode d'utilisation dans la demande finale (électricité ou usage direct).

A l'appui de cette vignette, et de ses thèses, Jancovici prend comme année de départ 1995 et pour dernière année 2018.

1995 est l'année de l'entrée en vigueur de la convention cadre sur le climat (« convention de Rio », 1992). 1995 est aussi l'année de la COP 1 (« Conference of the Parties ») chargée de suivre la convention cadre. Pour rappel utile cette première convention cadre ne contenait aucun engagement contraignant. C'est dans le Protocole de Kyoto, entré en application en 2005, que les états se sont engagés sur des objectifs quantifiés avec l'exception notable des Etats-Unis (le plus émetteur de CO<sub>2</sub>) et de l'Australie qui ne s'engagèrent sur aucun objectif. Par la suite, aucun accord n'a contenu d'objectif contraignant.

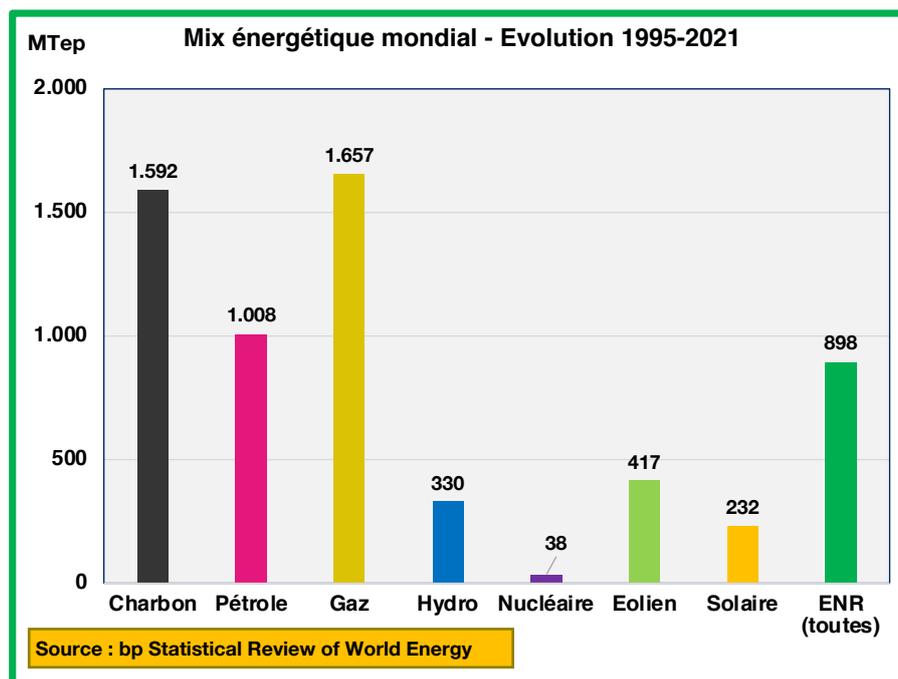
Quant aux nouveaux renouvelables (ENR : éolien, solaire, biomasse), ils étaient balbutiants en 1995. Leur maturité technique et économique n'est intervenue qu'à partir de 2010. Et la baisse considérable de leur coût est intervenue dans la décennie 2010-2020.

Pour apprécier les faits nous reprenons l'évolution 1995-2021 de la consommation d'énergie primaire<sup>3</sup> (2020 est peu représentatif du fait de la pandémie, mais il n'y a pas de raison de se limiter à 2018) et aussi les évolutions 2011-2021 et 2016-2021. On ajoute également au graphique l'ensemble des énergies renouvelables regroupées (y compris la biomasse omise par Jancovici) pour relativiser graphiquement leur évolution (segmenter les renouvelables comme le font Blain et Jancovici a pour effet de les minimiser visuellement).

Comme chez Jancovici, les données sont exprimées en Tonnes-équivalent-pétrole.

<sup>3</sup> Source : BP Statistical Review 2022

## Evolution 1995-2021



Les chiffres avancés par Jancovici pour la période depuis 1995 sont largement confirmés mais avec de vraies différences, pour partie explicables par la période, portée à 2021 (au lieu de 2018) mais pas seulement bien que la source est celle usuellement utilisée par Jancovici.

Les fossiles, l'éolien et le solaire ont plus progressé que dans la vignette de Blain et Jancovici de la page 55 et l'hydro-électricité et, surtout, le nucléaire significativement moins. On peut cependant conclure :

- que le charbon a augmenté 7 fois plus que le solaire (et non 12 fois plus comme dans la vignette) ;
- que le charbon a progressé 4 fois plus que l'éolien (et non 5 fois plus) ;
- que le nucléaire n'a, en 26 ans, pas progressé.

**Pour éclairer pleinement ses lecteurs, Jancovici aurait aussi pu (ou du) écrire que :**

- **le solaire a progressé 6 fois plus que le nucléaire ;**
- **l'éolien a progressé 11 fois plus que le nucléaire ;**
- **les nouveaux renouvelables (ENR), dans leur ensemble, ont progressé plus de 23 fois plus que le nucléaire !**
- **les renouvelables (nouveaux et hydro) ne représentent cependant que 22% de l'augmentation contre 77% pour les fossiles !!!!**

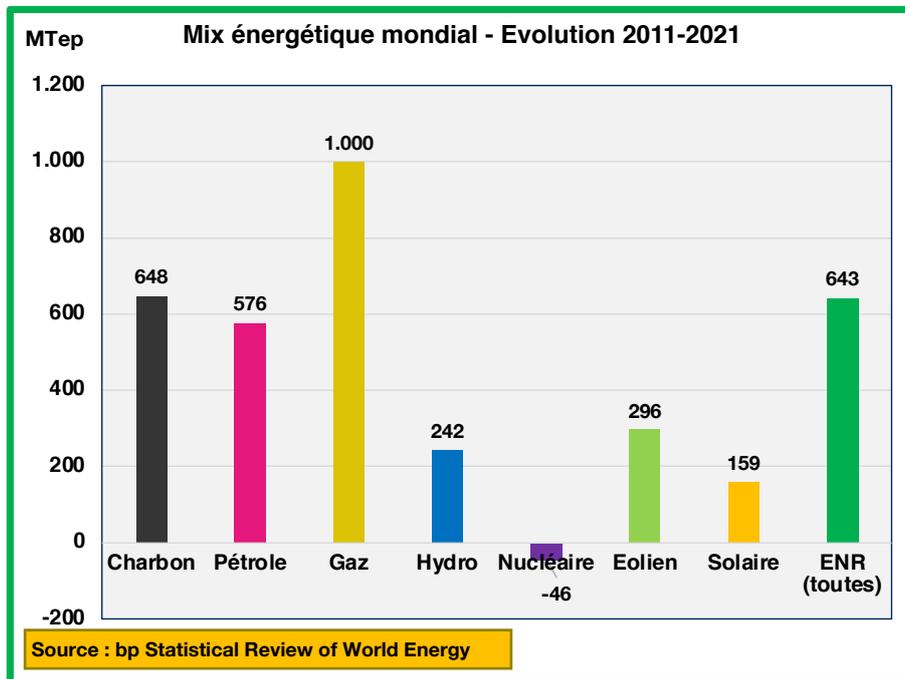
Pour éclairer complètement le lecteur il convient de ne pas limiter l'information à la période 1995-2021 mais aussi d'analyser les évolutions plus récentes. Regarder les 10 et 5 dernières années illustre les changements en cours.

## Evolution 2011-2021

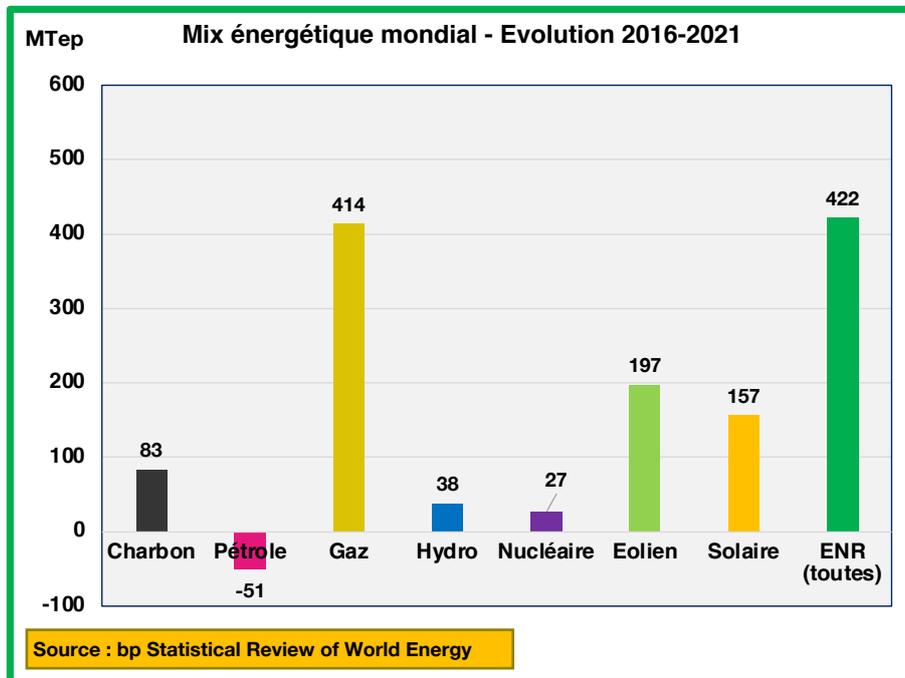
L'évolution 2011-2021 montre déjà des différences significatives par rapport à la période 1995-2021 :

- les fossiles restent dominants (73% de l'augmentation) sous l'effet principal de la forte croissance de la consommation d'énergie en Chine et en Inde ;
- la part des renouvelables (nouveaux et hydro) monte à 29% de l'augmentation ;
- le charbon a toujours plus progressé que le solaire (4 fois plus) ;
- le charbon a toujours plus progressé que l'éolien (2,2 fois plus) ;

- les nouveaux renouvelables, dans leur ensemble, ont cependant autant progressé que le charbon ;
- le nucléaire a reculé.



Evolution 2016-2021



Sur les cinq dernières années les tendances se renforcent :

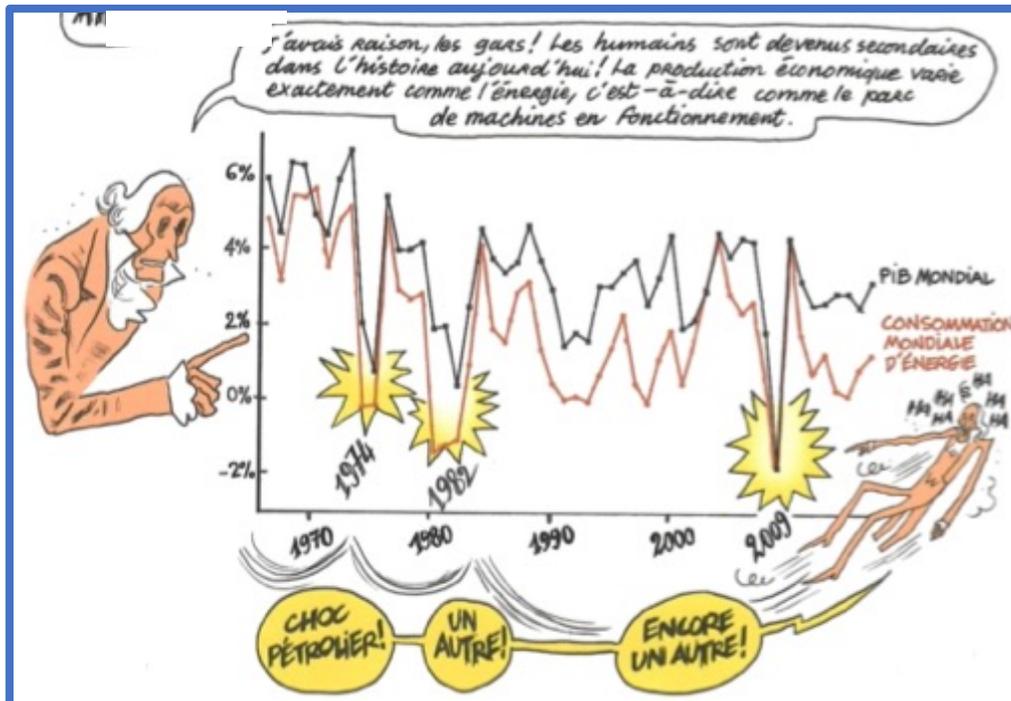
- les fossiles (49,8% essentiellement le gaz, 46,2%) et les nouveaux renouvelables (47,1% dont l'éolien 22,0% et le solaire 17,5%) assurent, quasi à parité, la croissance de la consommation mondiale d'énergie ;

- la dominance des fossiles dans la croissance s'atténue (63% du total) sous l'effet du développement plus rapides des renouvelables (34%) ;
- le charbon, le fossile le plus émetteur de CO<sub>2</sub>, croît très légèrement et le pétrole recule ;
- la contribution de l'hydro-électricité (4,2% de la croissance) est minime et celle du nucléaire reste tout aussi minime (3,0%).

En conclusion les informations données par *Le Monde sans fin* sur l'évolution du système énergétique depuis l'année de la première COP sont globalement exactes, même si l'auteur n'a pas résisté à la tentation de minimiser plus encore les nouveaux renouvelables que la réalité : le péché est mineur.

**Mais en se limitant à la période depuis 1995 Janco occulte les évolutions récentes marquées par une progression significative de la contribution des nouveaux renouvelables et un recul du poids des fossiles dans l'augmentation de la consommation d'énergie primaire.**

### 3. La relation Produit Intérieur Brut – Energie



*Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 88*

Cette nouvelle vignette de Jancovici et Blain pose beaucoup de questions sur le message que les auteurs souhaitent faire passer. Lorsqu'on interroge lecteurs et lectrices pour la commenter et en particulier pour exprimer ce qu'ils en concluent en matière de lien entre PIB mondial (« Produit Intérieur Brut ») et consommation mondiale d'énergie, la réponse est presque toujours qu'il y a un lien direct et absolu entre activité économique et énergie (« *un pour un* »).

La thèse est bien résumée dans la bulle : « *La production économique varie exactement comme l'énergie . . .* ». Et Jancovici exprime d'ailleurs ce lien mécanique au travers d'une équation qu'il utilise fréquemment, comme ici lors d'une conférence à la grande école ESCP...

Le drame de l'affaire en 2 égalités

ESCP  
BUSINESS SCHOOL

**PIB = NRJ = CO<sub>2</sub>**

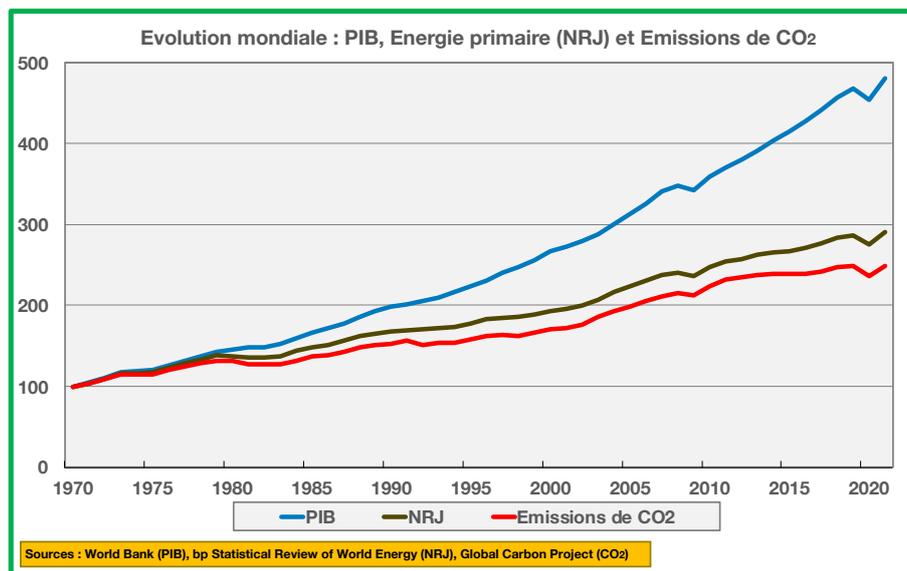
**économie = énergie = CO<sub>2</sub>**

carbone4 www.jancovici.com THE SHIFT PROJECT

Du Business sans énergie et sans climat ?, Jancovici, ESCP, 6 septembre 2021

Le lien mécanique serait de surcroît double puisque les émissions de CO<sub>2</sub> y sont directement associées. La croissance du PIB impliquerait la même croissance d'énergie (par essence fossile) et la même croissance d'émission de CO<sub>2</sub>. Il n'y aurait donc pas d'amélioration d'efficacité énergétique ni d'amélioration d'efficacité en émissions de CO<sub>2</sub>.

A nouveau, nous allons apprécier les assertions sur ces liens mécaniques sur base de données statistiques non contestables. Le graphique ci-après présente les évolutions comparées du PIB (en monnaie constante – US\$), de la consommation d'énergie primaire et des émissions de CO<sub>2</sub> au niveau mondial pour la période 1970-2021.

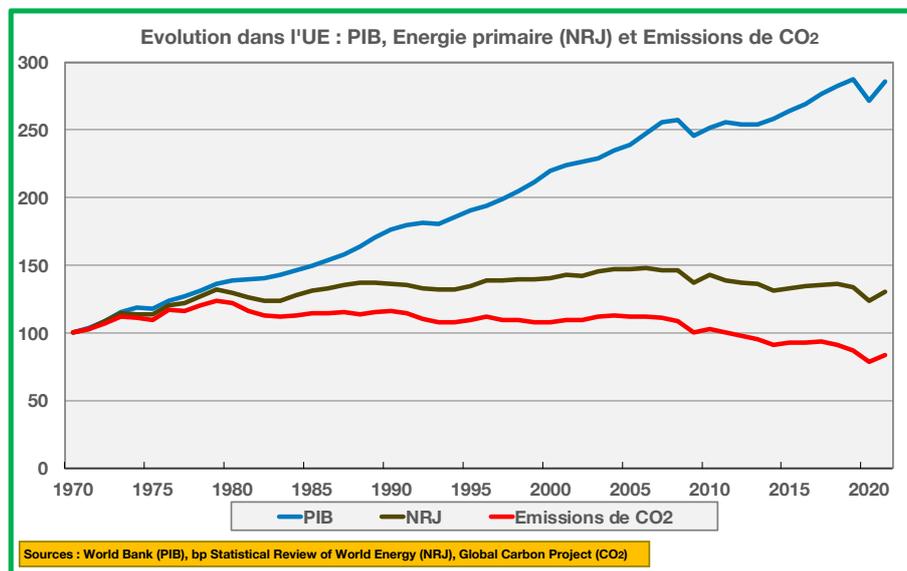


Le constat est clair :

- si le PIB mondial a été multiplié par 4,8 en 51 ans . . . ;
- la consommation d'énergie primaire n'a été multipliée que par 2,9 . . . ;
- et les émissions de CO<sub>2</sub> par 2,5.

La relation mécanique de Jancovici n'est absolument pas vérifiée au niveau mondial : la croissance du PIB a été réalisée avec une croissance bien moindre de la consommation d'énergie et moindre encore des émissions de CO<sub>2</sub> : les progrès d'efficacité sont donc significatifs.

Qu'en est-il au niveau de l'Union Européenne ?



Le constat est plus intéressant encore :

- le PIB de l'Union Européenne a augmenté de 186% (multiplié par 2,86) en 51 ans, moins, bien sûr, que le PIB mondial) ;
- la consommation d'énergie a augmenté modestement : +30%. Elle est en baisse tendancielle depuis 2006 ;
- les émissions de CO<sub>2</sub> ont baissé de 16% depuis 1970, la baisse ayant aussi été amorcée à partir de 2006.

L'évolution dans l'Union Européenne montre que la croissance économique ne s'accompagne pas forcément de croissance de la consommation d'énergie et des émissions de CO<sub>2</sub>. Un découplage partiel a été amorcé dès la fin des années 1970 et depuis 2006 un découplage absolu est observé dans l'Union : la croissance économique, certes faible, s'accompagne d'une baisse de la consommation d'énergie primaire et des émissions de CO<sub>2</sub>.

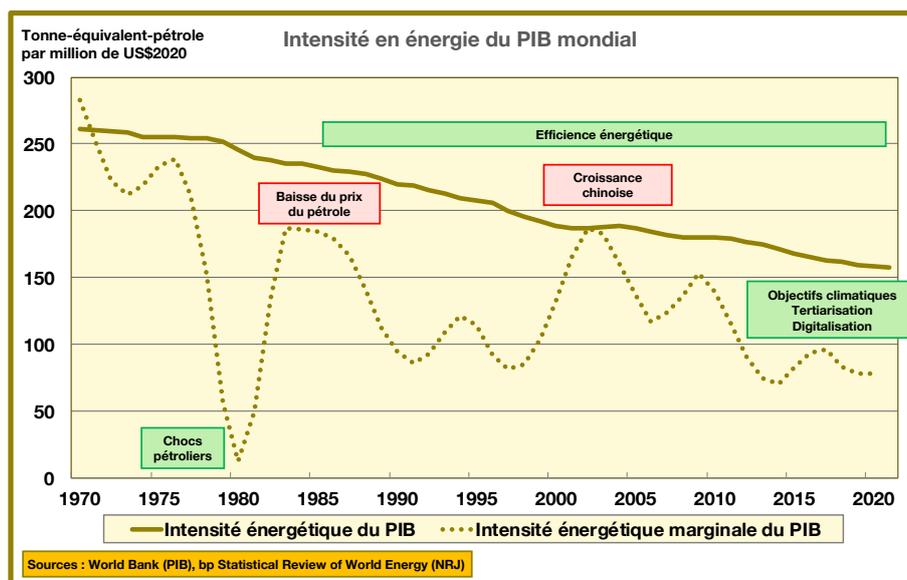
Il est utile d'analyser plus en détail les forces conduisant à ces évolutions. Penchons-nous sur l'évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité en CO<sub>2</sub> du PIB mondial.

### **Qu'est-ce que l'intensité énergétique du PIB ?**

L'intensité énergétique du PIB est la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité monétaire (US\$ ou €, par exemple) de PIB. Le PIB est mesuré en monnaie constante (et donc en US\$ constants, seule statistique disponible) et au niveau mondial. Pour rendre plus compréhensible les données, nous présentons l'indicateur sous forme de Tonnes-équivalent-pétrole (Tep) par million de US\$ (de 2020).

Comme on le voit dans le graphique, l'intensité énergétique du PIB a tendance en longue période à diminuer (grâce à l'amélioration des performances énergétiques). Pour bien comprendre ce qui pousse cet indicateur à la baisse on présente aussi l'évolution à court terme au travers d'une estimation de l'intensité énergétique marginale à savoir la quantité d'énergie additionnelle nécessaire pour réaliser une augmentation d'une unité monétaire du PIB (en mathématique c'est la dérivée)<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> L'intensité énergétique marginale du PIB et l'intensité marginale en CO<sub>2</sub> du PIB sont calculées sur la période de 5 ans encadrant chaque année. Les données sont lissées sur 3 ans et lorsque le résultat mécanique du calcul est négatif, l'intensité marginale est ramenée à zéro.



Le graphique montre qu'en 2021 il fallait 158 Tep pour réaliser un million de US\$<sub>2020</sub> de PIB contre 261 Tep en 1970 : l'intensité énergétique mondiale a diminué de 40% en 51 ans. Une analyse plus fine, basée sur l'intensité énergétique marginale, montre les facteurs sous-jacents à cette évolution.

En positif :

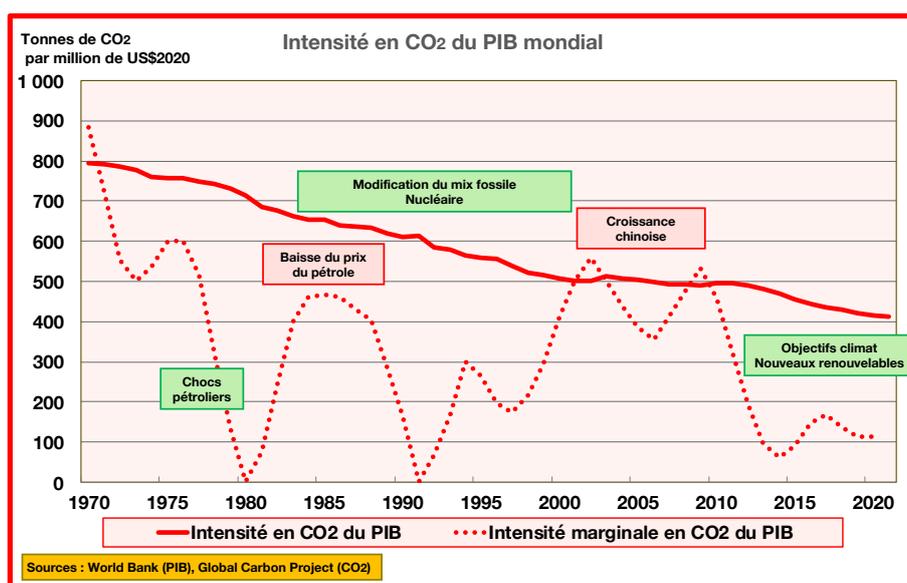
- les chocs pétroliers de 1974 et 1979 ;
- l'efficacité dans l'usage de l'énergie à partir des années 1980 ;
- la mise en place d'objectifs climatiques et la tertiarisation et la digitalisation croissantes de l'économie à partir de 2010.

En négatif :

- la baisse du prix du pétrole de 1985 à 1990 ;
- la croissance chinoise, très intense en énergie, à partir de 2000.

### Qu'est-ce que l'intensité en CO<sub>2</sub> du PIB ?

L'intensité en CO<sub>2</sub> du PIB est la quantité de CO<sub>2</sub> (en Tonnes) émise pour réaliser une unité monétaire de PIB. On utilise bien sûr le PIB en monnaie constante (et donc à nouveau des US\$ constants) et des chiffres mondiaux.



Le graphique montre qu'en 2021 412 Tonnes de CO<sub>2</sub> ont été émises par million de US\$<sub>2020</sub> de PIB contre 794 Tonnes CO<sub>2</sub> en 1970 : l'intensité en CO<sub>2</sub> du PIB mondial a diminué de 58% en 51 ans. Et l'analyse plus fine, basée sur l'intensité marginale en CO<sub>2</sub>, montre les facteurs sous-jacents à cette évolution, au-delà de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

En positif :

- les chocs pétroliers de 1974 et 1979 ont induit la modification du mix fossile (moins de charbon, plus de pétrole et surtout plus de gaz) ;
- le développement du nucléaire de 1980 à 2000 ;
- le développement des renouvelables à partir de 2010.

En négatif :

- la baisse du prix du pétrole de 1985 à 1990 a ralenti la modification du mix fossile ;
- la croissance chinoise, extrêmement intense en énergie carbonée, à partir de 2000, a conduit, temporairement, à une légère augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> par unité de PIB (de 2000 à 2005).

**En conclusion, le lien mécanique  $PIB = NRJ = CO_2$  résumé dans la bulle de Jancovici et Blain « *La production économique varie exactement comme l'énergie . . .* » n'est pas observé dans les cinquante dernières années.**

**Jancovici induit donc ses lecteurs à croire que l'activité économique ne peut pas se réaliser en améliorant l'usage de l'énergie. Ce qui n'est simplement pas exact depuis 50 ans.**

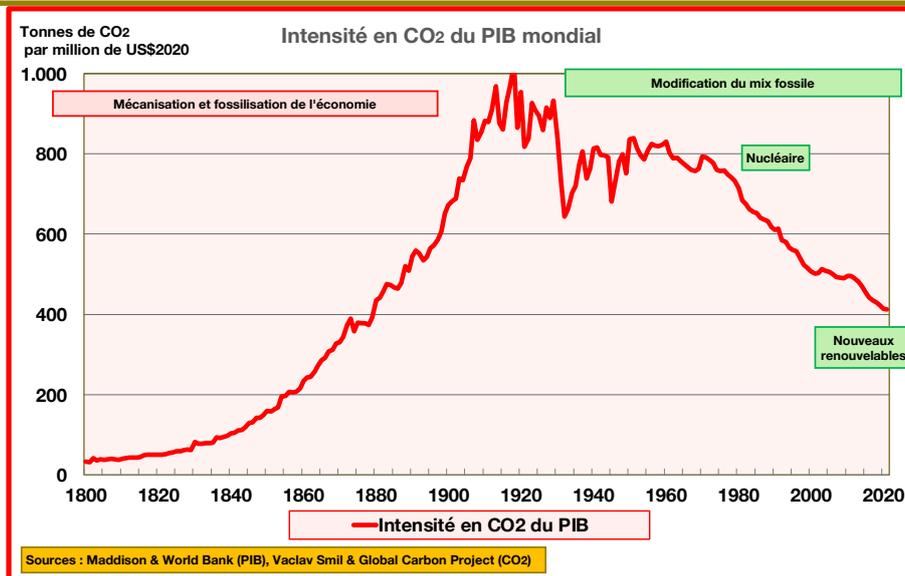
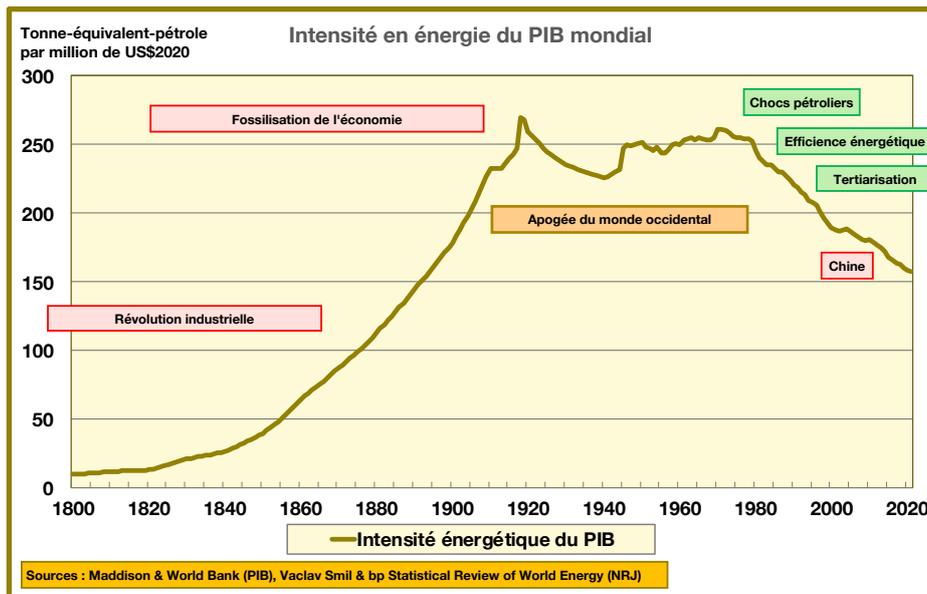
### **Qu'en est-il de l'évolution à très long terme ?**

Jancovici a cependant raison sur un point : cela n'a pas toujours été ainsi.

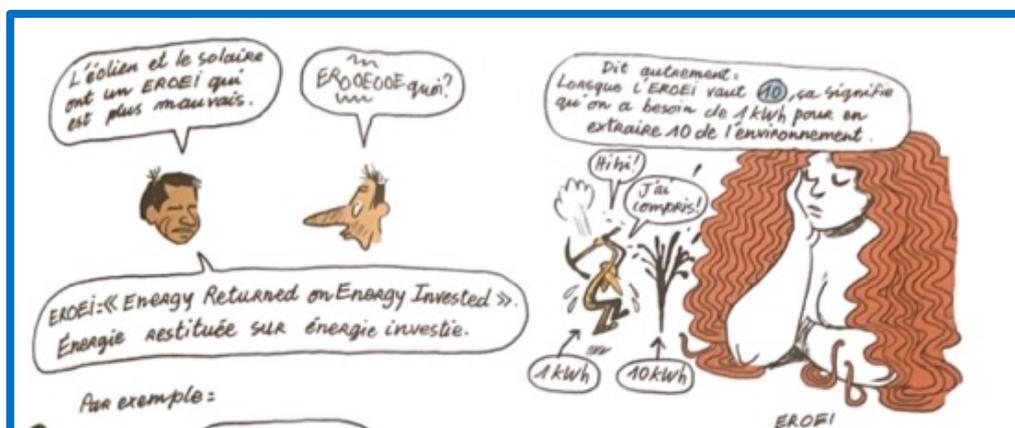
Avant la révolution industrielle il n'y avait pas d'usage d'énergie fossile. La croissance phénoménale de l'activité économique, à partir du début du XIX<sup>ème</sup> siècle s'est appuyée sur le charbon et, ensuite, sur le pétrole et le gaz naturel.

Il y a eu mécanisation et fossilisation de l'économie ce qui a conduit à une augmentation plus forte de la consommation d'énergie primaire et des émissions de gaz à effet de serre que du Produit Intérieur brut.

Les deux graphiques ci-après illustrent cette évolution séculaire qui fût suivie, de 1920 à 1970 par un plafonnement des intensités énergétique et en CO<sub>2</sub> du PIB, et, à partir de 1970, par leur diminution.



#### 4. L'efficacité de l'extraction énergétique des renouvelables



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 161

Jancovici cherche ici à démontrer que les renouvelables seraient beaucoup moins efficaces que toutes les autres formes d'énergie (fossiles et nucléaire) dans la mesure où le rapport entre l'énergie produite et l'énergie nécessaire pour la produire serait nettement moins élevé pour les renouvelables que pour les énergies fossiles et le nucléaire. A l'appui de sa thèse il cite des chiffres pour les différentes sources sur lesquels nous reviendrons.

### **Qu'est-ce l'EROEI ?**

Jancovici utilise comme indicateur l'EROEI (« Energy Returned on Energy Invested »). Cet indicateur a été popularisé dans les années 1980 par Charles A. S. Hall, professeur à la State University of New-York notamment dans un article publié en 1984 dans le journal *Science*.

Charles Hall a analysé, aux points de vue physique, biologique et économique, sur le long terme, l'impact de l'énergie sur le développement humain. Il a commencé ses travaux dans les années 1970-1980 se concentrant logiquement sur les énergies fossiles et la difficulté croissante à y accéder (le climat et les émissions de CO<sub>2</sub> n'étaient pas encore une préoccupation à l'époque). Ses travaux l'ont d'ailleurs amené à rebaptiser « *Hydrocarbon Revolution* » ou « *Petroleum Revolution* » la révolution industrielle.

Charles Hall a, avec ses équipes, développé la méthodologie de calcul du EROEI et publié de nombreuses recensions et comparaisons exhaustives de l'EROEI pour différentes énergies. L'indicateur a été critiqué et, en conséquence, affiné progressivement : c'est ainsi que dans ses premières versions il sous-estimait l'efficacité des fossiles les plus efficaces à l'usage (pétrole et gaz naturel) par rapport au charbon. De même il sous-estimait l'efficacité des sources produisant directement de l'électricité (hydro-électricité, nucléaire, éolien et solaire) par rapport aux énergies fossiles : c'est pourquoi Hall a amélioré sa méthodologie en pondérant l'énergie produite en fonction de sa qualité en particulier pour l'électricité. Il a, logiquement, attiré l'attention sur le fait que l'EROEI des renouvelables devait être nuancé pour tenir compte de la gestion de l'intermittence et en particulier du stockage, sans cependant se hasarder à quantifier cet impact : nous y reviendrons ci-après (voir 7.).

Enfin, pour les technologies dont la performance progresse rapidement (comme l'éolien mais aussi, dans une moindre mesure, le solaire) il souligne la nécessité de tenir compte d'actualiser régulièrement le calcul au vu de ces progrès technologiques.

Nous utilisons néanmoins l'EROEI auquel Jancovici a fait appel dans la mesure où il constitue un standard d'évaluation largement utilisé, notamment pour des grands projets en énergies renouvelables : les investisseurs sensibles aux dimensions ESG (Environnemental, Social et Gouvernance) y font régulièrement appel. Nous restons cependant attentifs à ses limites et nous nous référons essentiellement aux publications de Hall<sup>5</sup> et ses équipes en complétant ses estimations par des données plus récentes et suffisamment fiables lorsque les chiffres publiés par Hall apparaissent datés.

### **Comparaison des EROEI avancés par Jancovici aux calculs de Hall et à des publications récentes**

JANCOVICI<sup>6</sup>

HALL<sup>7,8</sup>

RECENTS<sup>9</sup>

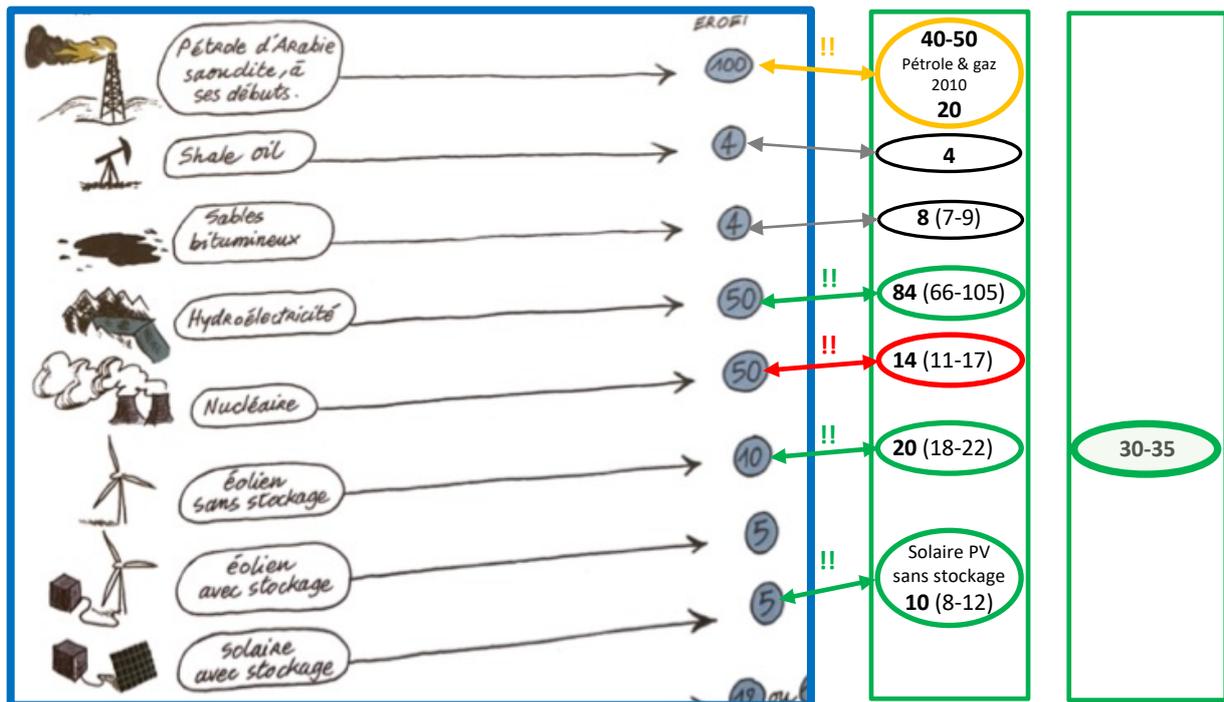
<sup>5</sup> La principale publication utilisée a été Charles A.S. Hall, « Energy return on Investment. A Unifying Principle for Biology, Economics, and Sustainability », Springer, 2017.

<sup>6</sup> « Le Monde sans fin », page 161, pas de référence de source

<sup>7</sup> « Energy return on Investment », Springer, 2017, Fig. 10.7 Mean EROI (and standard error) values for known published assessments i.e. electric power generation systems (page 115) pour les sources de production d'électricité (hydro-électricité, nucléaire, éolien, solaire et charbon).

<sup>8</sup> « Energy return on Investment », Springer, 2017, Fig. 10.8 Mean EROI (and standard error bars) values for thermal fuels based on known published values (page 115) pour les énergies fossiles en usage thermique direct (pétrole, gaz naturel, charbon, shale oil / huile de schiste, sables bitumineux).

<sup>9</sup> Analyses auditées des producteurs Siemens-Gamesa et Vestas pour les modèles les plus récents (Siemens SG08 et Vestas V162)



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 161

En vérifiant les chiffres avancés dans *Le Monde sans fin* quelques constats émergent :

- les EROEI avancés par Janco pour les renouvelables sont systématiquement inférieurs à ceux publiés par Hall, l'inventeur du EROEI ;
- le EROEI avancé par Janco pour le nucléaire est significativement supérieur à celui calculé par Hall (3 fois plus élevé) ;
- le EROEI montré pour le pétrole d'Arabie saoudite à ses débuts est trompeur quant au réel EROEI du pétrole (et du gaz naturel) qui était de l'ordre de 40 à 50 dans les années 1980 et est descendu à 20 dans les années 2010 ;
- par contre, les constats faits sur la très faible performance de l'huile de schiste et les sables bitumineux sont largement confirmés.

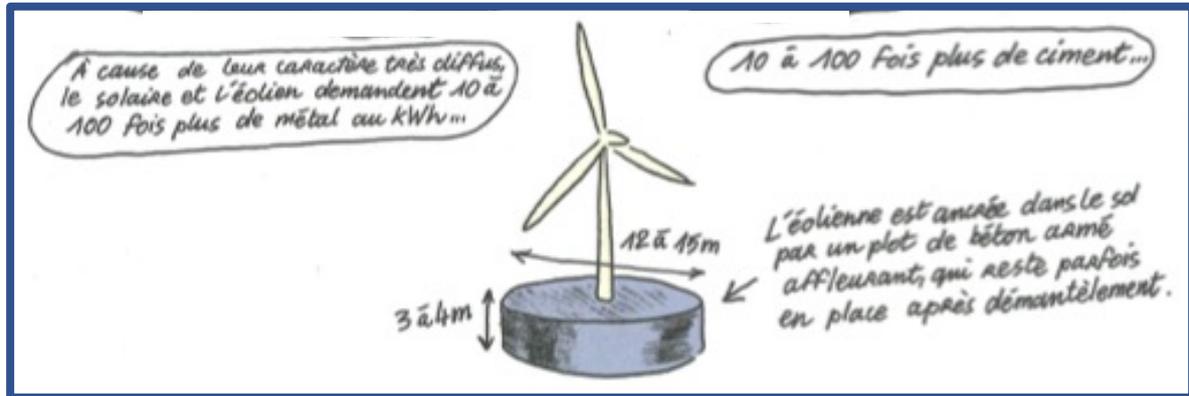
L'analyse mérite en outre d'être complétée :

- les fossiles présentent en général un niveau d'EROEI élevé au début de leur exploitation mais ce niveau diminue, au niveau local et global, au fur et à mesure de la difficulté croissante de les extraire ;
- paradoxalement le charbon a présenté des niveaux historiques d'EROEI élevés (80 dans les années 1950) ; ceux-ci ont baissé jusqu'à 30 pour remonter ensuite sous l'effet de l'exploitation de charbons de surface (USA, Australie, Chine) ;
- parmi les sources renouvelables, l'hydro-électricité se distingue en présentant le meilleur EROEI absolu (84 en moyenne) et l'éolien présente des performances d'abord comparables aux meilleurs fossiles actuels (20 en moyenne dans les études de Hall de 2014) et pour les générations actuelles de turbines meilleures que ceux-ci (30 à 35) ;
- le solaire photovoltaïque est plus problématique du fait de la haute intensité énergétique de la fabrication des cellules, de la quantité d'acier et de verre requise par les panneaux et de l'infrastructure requise pour les grandes installations ;
- de même l'EROEI de la plupart des formes de biomasse est médiocre (p.ex., 5 en moyenne pour l'éthanol).

**En conclusion, Jancovici aurait dû sagement éviter de tordre la réalité en utilisant des données de EROEI sans citer de référence, ces données se révélant fortement différentes des données publiées par Charles A. S. Hall, l'inventeur du EROEI. Ce faisant, Jancovici poursuit un objectif : présenter les fossiles et, surtout, le nucléaire sous un jour plus favorable que la réalité et noircir**

le tableau par rapport à la réalité pour les renouvelables, classique (hydro-électricité) et nouveaux (éolien et solaire).

### 5. L'empreinte matières du renouvelable et du nucléaire



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 131

Voilà une autre assertion qui mérite vérification. D'après Jancovici, les renouvelables et l'éolien en particulier exigeraient 10 à 100 fois plus de métal au kWh produit et 10 à 100 fois plus de ciment au kWh produit... que les centrales nucléaires.

Venons-en, à nouveau, aux faits et chiffres.

Les quantités requises de ciment et d'acier pour mettre en œuvre des nouvelles centrales nucléaires, des éoliennes on-shore et off-shore et du solaire photovoltaïque sont documentées et largement disponibles. De même la quantité d'électricité produite sur le cycle de vie est bien maîtrisée en particulier pour les parcs éoliens et solaires installés depuis 2015. On notera que, pour toutes les technologies, la capacité de recyclage est très faible pour le ciment, peut être élevée pour l'acier (s'il n'est pas pollué et peut être récupéré) et est moyenne pour les composites et le verre.

Passons en revue les données pour les différentes technologies.

#### Nucléaire

Les données des EPR de Flamanville et Hinkley Point C ont été publiées par le maître d'œuvre (EDF) et l'entreprise de construction (Bouygues).

	Flamanville	Hinkley Point C
Puissance électrique nette (MWe)	1.570	3.260
Durée de vie (années)	60	60
Taux de disponibilité moyen	70%	70%
Electricité produite (cycle de vie) (TWh)	578	1.200
Volume de ciment/béton (m3)	400.000	995.000
Poids de ciment/béton (Tonnes)	880.000	2.186.000
Poids d'acier (Tonnes)	176.000	230.000
Poids de ciment par MWh (kg/MWh)	1,522	1,821
Poids d'acier par MWh (kg/MWh)	0,304	0,192

#### Eolien On-shore

De nombreuses études portant sur des parcs éoliens ou des ensembles de parc éoliens terrestres sont disponibles. Elles sont généralement convergentes quant aux quantités de matériaux mises en œuvre. Nous avons retenu les données portant sur un parc américain relativement ancien (avec des turbines de puissance unitaire moyenne), sur des parcs européens utilisant des turbines Siemens Gamesa récentes (de puissance unitaire élevée) et, enfin, sur la plus grande éolienne terrestre produite par General Electric. Les durées de vie ont été limitées à 25 et 30 ans mais il faut noter que pour les parcs les plus récents les spécifications prévoient une réutilisation des fondations pour une deuxième vie (non intégrée dans le calcul). Le poids des pales a été rajouté au poids de l'acier bien qu'elles soient en matériau composite.

	<b>USA San Roman</b>	<b>Europe Gamesa SG 6.0</b>	<b>Europe Haliade X</b>
Puissance électrique nette (MWe)	3,0	6,0	14,0
Durée de vie (années)	30	25	30
Taux de disponibilité moyen	25%	25%	30%
Electricité produite (cycle de vie) (TWh)	0,20	0,33	1,10
Volume de ciment/béton (m3)	520	650	1,402
Poids de ciment/béton (Tonnes)	1.144	1.430	3.084
Poids d'acier (Tonnes)	369	874	1.662
Poids de ciment par MWh (kg/MWh)	5,800	4,350	2,792
Poids d'acier par MWh (kg/MWh)	1,868	2,660	1,704

### **Eolien Off-shore**

Les données pour l'éolien en mer sont également largement disponibles et ce d'autant plus que l'attribution des parcs éoliens se fait par appel d'offre et que deux des trois grands constructeurs d'éoliennes (Vestas et Siemens Gamesa) sont des sociétés cotées. Nous avons retenu les caractéristiques d'éoliennes éprouvées (Vestas V 164) ou dont le carnet d'ordre est largement pourvu fin 2021 (Siemens Gamesa SG 14). Une très large part (+/- 80%) des éoliennes en mer posées ont une fondation de type mono-pieu ce qui a pour conséquence qu'elles sont essentiellement constituées d'acier largement recyclable en fin de vie. Le poids des pales a été rajouté au poids de l'acier bien qu'elles soient en matériau composite. Le taux de disponibilité moyen utilisé est de 40%, légèrement inférieur au taux moyen observé sur les parcs danois, britanniques et allemands.

	<b>Vestas V 164</b>	<b>Gamesa SG 14</b>
Puissance électrique nette (MWe)	9,5	14,0
Durée de vie (années)	30	30
Taux de disponibilité moyen	40%	40%
Electricité produite (cycle de vie) (TWh)	1,00	1,47
Volume de ciment/béton (m3)	0	0
Poids de ciment/béton (Tonnes)	0	0
Poids d'acier (Tonnes)	2.045	2.597
Poids de ciment par MWh (kg/MWh)	0	0
Poids d'acier par MWh (kg/MWh)	2,047	1,764

### **Solaire photovoltaïque**

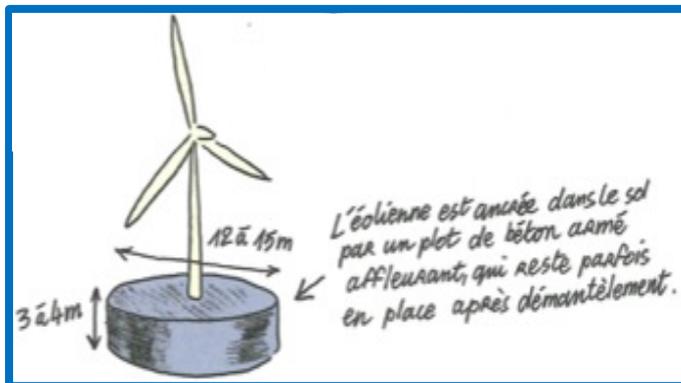
Pour le solaire photovoltaïque, l'IRENA (Agence Internationale des Energies Renouvelables) réalise périodiquement des études exhaustives sur les technologies basées sur des statistiques et enquêtes. La dernière étude publiée<sup>10</sup> fournit les données de matières requises (ciment, acier, verre) pour un parc éolien de 1MW. Ces données sont considérées comme prudentes par de nombreux experts se référant à

<sup>10</sup> IRENA, Renewable Energy Benefits, Leveraging Local Capacity for Solar PV, 2017

des exemples ayant requis moins de matières par unité de puissance. Le taux de disponibilité moyen utilisé est de 16%, inférieur au taux moyen observé dans la moitié Sud de la France, l'Espagne et l'Italie.

	<b>PV IRENA</b>
Puissance électrique de pointe (MWp)	9,5
Durée de vie (années)	30
Taux de disponibilité moyen	16%
Electricité produite (cycle de vie) (TWh)	0,042
Poids de ciment/béton (Tonnes)	47
Poids d'acier (Tonnes)	56
Poids de verre (Tonnes)	70
Poids de ciment par MWh (kg/MWh)	1,117
Poids d'acier par MWh (kg/MWh)	1,331
Poids de verre par MWh (kg/MWh)	1,664

### Les données avancées par Jancovici et leur vérification



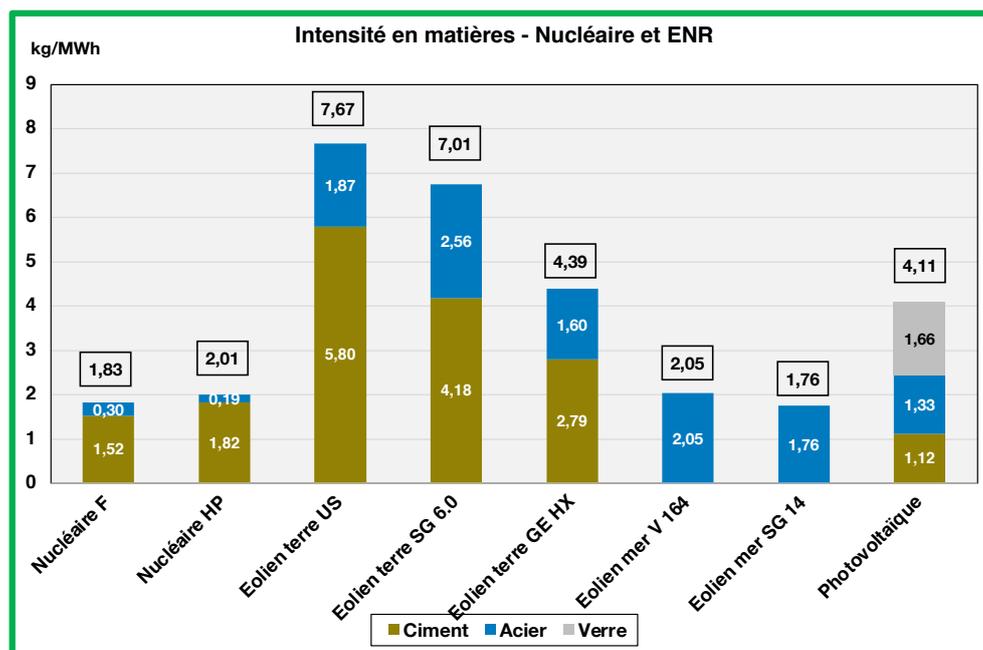
*Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 131*

Les données relatives aux fondations des éoliennes terrestres sont exactes : Jancovici évoque un volume de fondation de 600 m<sup>3</sup>.

La réalité est 520 m<sup>3</sup> pour le parc de San Roman, 600 m<sup>3</sup> pour Gamesa 6.0 et . . . 1.400 m<sup>3</sup> pour l'Haliade X de Rotterdam (de 14 MW !).

A noter que, dans le futur, une deuxième vie des fondations deviendra vraisemblablement la norme ce qui réduira l'empreinte ciment de l'éolien terrestre..

Voyons maintenant en synthèse ce qu'il en est de l'intensité globale en matières. Le graphique ci-après reprend pour les différentes installations que nous avons analysées la quantité de matière, exprimée en kg par MWh produit.



Pour le ciment (peu voire pas recyclable) :

- l'éolien terrestre en utilise, par MWh produit, 2 à 4 fois plus que le nucléaire ;
- le solaire photovoltaïque en utilise 30% à 50% de moins que le nucléaire ;
- l'éolien en mer, dans sa configuration standard (fondation mono-pieu en acier) n'en utilise pas.

Pour l'acier (beaucoup mieux recyclable) :

- l'éolien terrestre en utilise, par MWh produit, 5 à 10 fois plus que le nucléaire ;
- l'éolien en mer en utilise 6 à 10 fois plus que le nucléaire ;
- le solaire photovoltaïque en utilise 4 à 6 fois plus que le nucléaire.

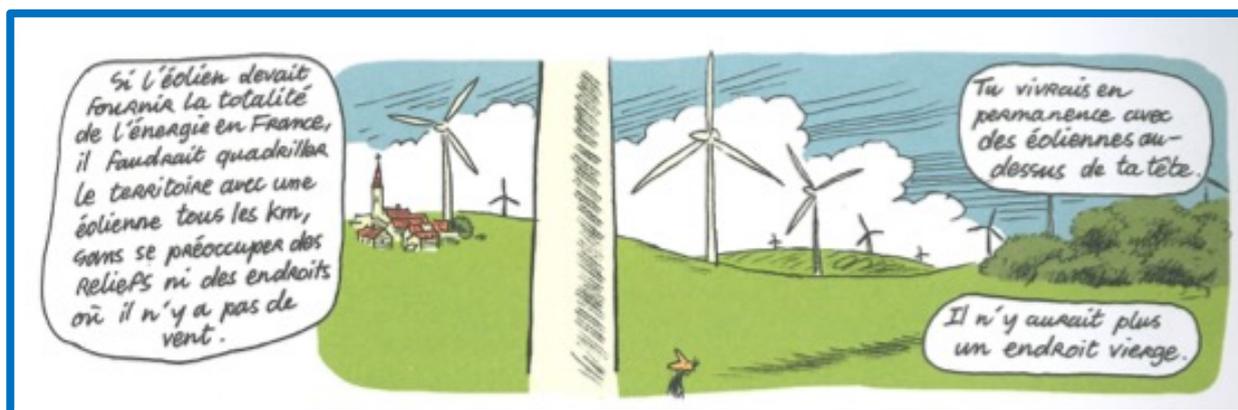
Enfin si l'on regarde le besoin global en matières :

- l'éolien terrestre en utilise 3 à 4 fois plus que le nucléaire ;
- l'éolien en mer en utilise autant que le nucléaire ;
- le solaire en utilise deux fois plus.

**En conclusion, Janco n'a, à nouveau, pas échappé à sa tendance à tordre la réalité à l'appui de sa thèse. « A cause de leur caractère très diffus le solaire et l'éolien demandent 10 à 100 fois plus de métal au kWh . . . » se limite à maximum 10 fois plus. Quant au « 10 à 100 fois plus de ciment » il n'est simplement jamais atteint !**

**L'éolien en mer présente le meilleur bilan matières (meilleur que le nucléaire). Globalement il utilise la même quantité de matières par kWh que le nucléaire. Mais il s'agit essentiellement d'acier, plus aisément recyclable.**

## 6. L'empreinte physique de l'éolien sur le territoire (page 127)



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 127

Voilà de nouvelles assertions à vérifier : les renouvelables et en particulier l'éolien (mais aussi le solaire photovoltaïque) auraient besoin de tellement d'implantations qu'« il n'y aurait plus un endroit vierge » !

Relevons d'abord qu'aucun responsable économique ou politique n'a jamais envisagé de fournir la totalité de l'énergie ni même la totalité de l'électricité à partir de l'éolien terrestre : la diversité des sources est un principe de base d'un système énergétique assurant un approvisionnement sûr à long terme. Considérons donc la vignette comme une provocation caricaturale visant à stimuler la réflexion . . . et à vérifier la pertinence des assertions.

Dans son étude « *Les Futurs énergétiques 2050* », RTE, le gestionnaire français du réseau électrique, a étudié les perspectives d'évolution de la demande d'électricité et développé six scénarios, dont un d'entre eux, M0, contient l'hypothèse d'un approvisionnement électrique 100% renouvelable à l'horizon 2050. Ce scénario 100% renouvelable (donc avec une proportion élevée de production non-pilotable) s'appuie sur une étude de faisabilité réalisée conjointement par RTE et l'AIE montrant à quelles conditions techniques un système électrique 100% renouvelable peut fonctionner en garantissant la sécurité d'approvisionnement. Dans ce scénario la capacité éolienne sur le territoire métropolitain évoluerait comme suit :

Eolien terrestre (France)	2019	2030	2040	2050	2060
Puissance (MW)	15 760	33 000	53 000	74 000	76 000

A l'horizon 2050, la consommation d'électricité serait de 645 TWh et la production de l'ordre de 740 à 760 TWh. L'éolien terrestre assurerait alors, selon les simulations de RTE, entre 21 et 22% de la production. On notera que le facteur de charge<sup>11</sup> retenu à l'horizon 2050 par RTE (25% soit le niveau de 2019 mais moins que 26,35% le niveau de 2020) paraît faible au vu de l'amélioration constante de la performance des éoliennes terrestres (augmentation de hauteur et de puissance, amélioration de la régulation, maintenance préventive, etc.) : le secteur anticipe des progressions de l'ordre de quelques pourcents à l'horizon 2040. Nous avons prudemment retenu 27,5% dans nos calculs à l'horizon 2050.

Combien de mâts représente cette puissance ?

RTE l'évalue en 2050 entre 25.000 et 35.000, soit une puissance moyenne par turbine de 2,1 MW à 3,0 MW pour 74.000 MW.

Cette estimation apparaît surfaite au vu des informations disponibles et des évolutions qui peuvent être anticipées. En effet, la puissance moyenne des turbines installées ne cesse d'augmenter comme le montre le tableau ci-après :

<sup>11</sup> Le facteur de charge est le ratio entre la production annuelle effective et la production maximale continue à pleine capacité.

<b>Nouvelles turbines</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Puissance moyenne : France (MW)	2,3	2,4	2,4	2,6	2,8
Puissance moyenne : Europe (MW)	2,6	2,7	2,7	3,1	3,3

L'évolution technologique devrait maintenir voire amplifier cette tendance. Les constructeurs proposent et installent aujourd'hui déjà des turbines terrestres de 5 à 8 MW avec des perspectives de nouvel accroissement dans le futur. Retenir l'hypothèse d'une puissance moyenne de 2,1 MW à 3,0 MW à horizon 2050 apparaît donc excessivement conservateur. Nous avons retenu une fourchette de puissance moyenne de 3,5 MW à 4,3 MW pour 2050 et de 2,5 à 3,0 MW pour 2030 (compte tenu du doublement de la capacité globale d'ici à 2030 ceci ne requiert pour les nouvelles installations que le maintien du niveau moyen de puissance atteint en 2020). En conséquence le nombre de turbines terrestres correspondant au scénario renouvelable le plus ambitieux de RTE peut être estimé comme suit :

<b>Nombre total de turbines (France)</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2060</b>
Puissance moyenne réelle (MW)	2,10				
Puissance moyenne (minimum)		2,50	3,00	3,50	4,00
Puissance moyenne (maximum)		3,00	3,60	4,30	5,00
Nombre réel de turbines	7 500				
Nombre minimum de turbines		11 000	14 722	17 209	15 200
Nombre maximum de turbines		13 200	17 667	21 143	19 000

Pour 2050 l'estimation du nombre de turbines est sensiblement inférieure à l'estimation de RTE (30% à 40% de moins). On notera que la poursuite de l'augmentation de la puissance moyenne conduirait à réduire le nombre de mâts en 2060. Il est plus vraisemblable que dans ces hypothèses la puissance et l'énergie produite continueraient à augmenter.

La dernière question est de savoir quelle part du territoire métropolitain français serait impacté par ce développement ? Compte tenu d'une densité moyenne à long terme de 4 à 5 éoliennes au km<sup>2</sup> de parc éolien, d'un territoire métropolitain de 544.000 km<sup>2</sup> et d'un territoire non urbanisé<sup>12</sup> de 370.000 km<sup>2</sup>, l'impact en pourcentage du territoire peut être estimé comme suit :

<b>Territoire impacté</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2060</b>
Territoire impacté maximum (km2)	1 250	2 640	3 533	4 451	4 222
En pourcentage du total	0,23%	0,49%	0,65%	0,82%	0,78%
En pourcentage du non urbanisé	0,34%	0,71%	0,96%	1,20%	1,14%

Le territoire impacté par l'éolien terrestre à l'horizon 2050 pour assurer 21-22% de la production française, dans des hypothèses prudentes, représenterait 0,82% du territoire total et, surtout, 1,2% du territoire des communes non urbanisées.

Cette estimation est cohérente avec les données portant sur l'Allemagne : l'objectif y est de passer de 55 GW d'éolien terrestre en 2020<sup>13</sup> à 95 GW en 2030 (soit 3 fois l'objectif pour la France à cet horizon et plus que l'objectif français à l'horizon 2050) et ce pour assurer 25% au moins du total de la production d'électricité. A cette fin le nouveau gouvernement allemand s'est fixé pour objectif d'ouvrir 2% du territoire national de 357.000 km<sup>2</sup> au développement de l'éolien terrestre soit 7.140 km<sup>2</sup>.

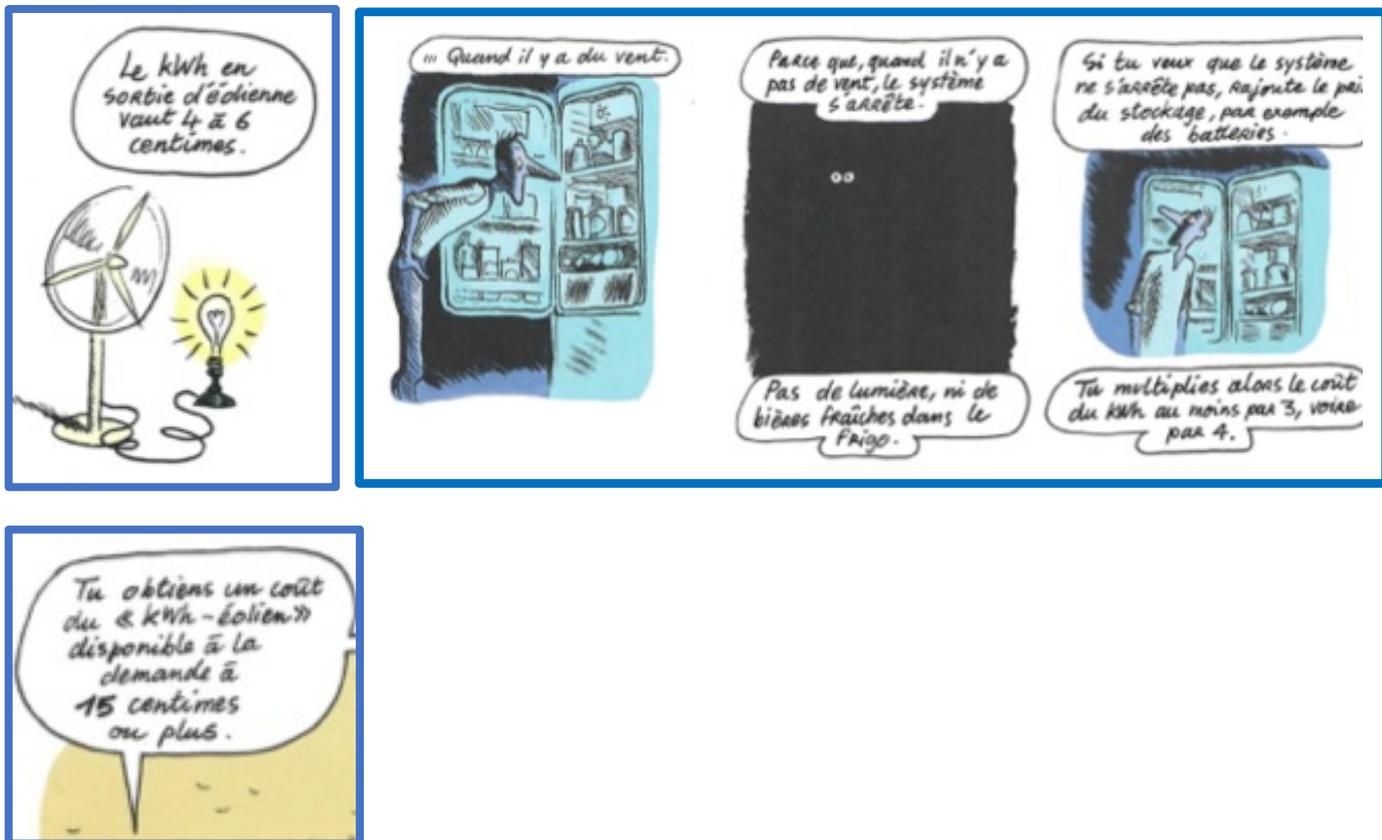
En conclusion, pour forcer le trait Janco se réfère à la totalité de l'énergie et non de l'électricité et en retenant l'hypothèse caricaturale d'assurer toute la production d'électricité avec de l'éolien défie toute logique de diversification des sources énergétiques.

En réalité pour assurer un peu plus de 20% de la production d'électricité avec de l'éolien terrestre un peu plus de 1% du territoire non urbanisé serait impacté.

<sup>12</sup> L'INSEE définit les communes urbanisées comme les villes de plus de 10.000 habitants et toutes les communes dans leur zone d'attraction. La surface de l'ensemble de ces communes (y compris toutes les zones non construites) est estimée à 32% du territoire métropolitain.

<sup>13</sup> Il y avait fin 2020 29.608 éoliennes terrestres en Allemagne pour une puissance de 54.938 MW (moyenne de 1,86 MW). La puissance moyenne faible s'explique par l'ancienneté du parc. 420 nouvelles éoliennes ont été installées en 2020 pour une puissance de 1.431 MW (moyenne de 3,40 MW)

## 7. Le coût de l'intermittence (pages 34 & 35)



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, pages 34 et 35

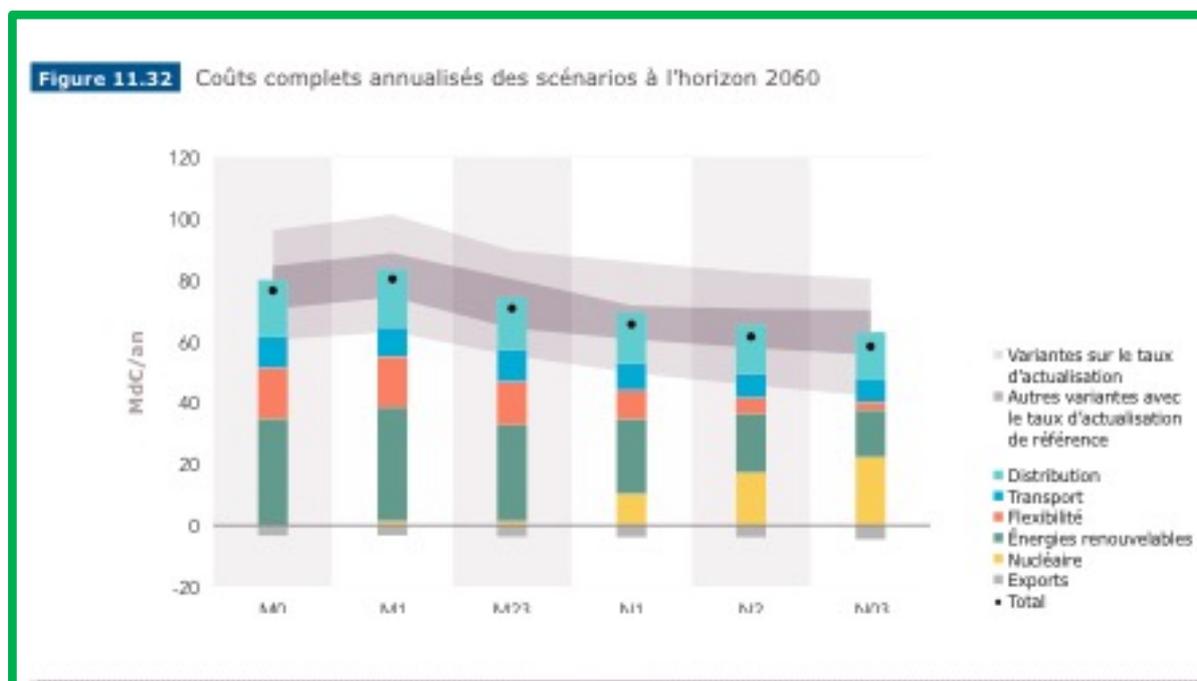
Jancovici soulève ici le problème du coût de l'intermittence des sources renouvelables éoliennes et solaires. C'est bien sûr un vrai enjeu qui est abondamment étudié et quantifié dans des études internationales et nationales et dans la pratique de terrain. Jancovici s'intéressant particulièrement à la France notre évaluation de ses assertions aux faits est basée sur les travaux du gestionnaire de réseau d'électricité RTE. Nous faisons ici plus court pour éviter la lassitude tout en fournissant les références requises au cas où il y aurait dans l'esprit du lecteur le moindre doute.

Sur un point il n'y a pas de doute : le prix de l'électricité sortie d'éolienne est bien de 2,5 à maximum 6 centimes d' au kWh. Les plus récents appels d'offre, en terrestre comme en maritime, se font, non subsidiés, entre 30 et 60 €/MWh (3 à 6 centimes d'€) proche de la fourchette citée par Jancovici. C'est aussi les montants ressortant pour l'Europe des études de référence de LCOE.

Le coût additionnel découlant de l'intermittence peut être estimé de différentes manières. L'approche de « coût du système » qui consiste à identifier la totalité des coûts pour faire fonctionner un système électrique en assurant la sécurité d'approvisionnement requise est l'approche la plus solide. C'est ce que RTE a fait dans son étude « *Futurs énergétiques 2050* » et plus particulièrement dans son chapitre 11 « *L'analyse économique* ». RTE a comparé pour chaque scénario considéré « *le coût complet de l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau à l'échelle de la collectivité et en tenant compte des taux de charge des actifs tels qu'ils résultent de la modélisation du système électrique* ». En comparant le scénario le moins sensible à l'intermittence car intégrant un maximum de nucléaire aux scénarios les moins pilotables car 100% renouvelables et en analysant le poids relatif d'une part de la composante production et d'autre part des composantes réseau et flexibilité on cerne précisément le surcoût de l'intermittence. Pour cette analyse on a retenu les données centrales utilisées par RTE même

si celles-ci peuvent être critiquées en particulier sur le coût du nucléaire et sur le taux d'actualisation utilisé et, que les conclusions hâtives sur l'avantage économique des scénarios les plus nucléaires méritent une discussion spécifique.

Le scénario nucléaire le moins sensible à l'intermittence est le N03 intégrant extension la plus large de la durée de vie des centrales existantes et construction de 14 EPR2 et de SMR à l'horizon 2060. La part des renouvelables y est limitée à 50% de l'électricité produite. Le scénario M23 de son côté table sur un développement massif des grands parcs éoliens. La figure 11.32, extraite du rapport RTE<sup>14</sup>, présente les coûts complets de chaque scénario à l'horizon 2060 pour la même production d'électricité.



Les coûts des 2 scénarios retenus se comparent comme suit :

Coût complet 2060 (MM€)	N03	M23
Production	37,10	32,03
<i>dont nucléaire</i>	22,03	0,00
<i>dont renouvelables</i>	15,07	32,03
Flexibilité	2,75	14,78
Transport et distribution	22,90	27,68
Exportations nettes	-4,06	-3,33
<b>TOTAL</b>	<b>58,70</b>	<b>71,16</b>

Quel est le constat ? Sur base des hypothèses de RTE, le coût complet du système augmente de 21% dans le scénario 100% renouvelable par rapport au scénario le plus pilotable. Dans le scénario le plus pilotable (avec cependant 50% de renouvelable) le coût de la flexibilité (imputé exclusivement aux renouvelables) représente 18% du coût de production des renouvelables. Dans le scénario tout renouvelable le coût de la flexibilité, de l'accroissement du coût de transport et distribution et du moindre niveau des exportations représente 63% du coût de production des renouvelables. Dans ce scénario le coût de production est réduit de 5 milliards €. Le coût de l'intermittence diminué de la baisse du coût de production représente 42% du coût de production de l'électricité dans le scénario de base.

Le coût de l'intermittence dans le système électrique français s'élève donc au maximum à 60 à 70% du coût de production de l'électricité mais plus vraisemblablement à 35% à 45% de ce coût.

<sup>14</sup> "Futurs énergétiques 2050", RTE, page 505

En conclusion le surcoût de l'intermittence se situe entre 35% et 70% du coût de production de l'électricité renouvelable. L'affirmation « Tu multiplies alors le coût du kWh par 3, voire 4 » est inexacte. Et l'affirmation « Tu obtiens un coût du « kWh éolien » disponible à la demande à 15 centimes ou plus » est tout aussi inexacte : en tenant compte des surcoûts de flexibilité et de transport-distribution un kWh éolien produit à 4,6 centimes/kWh est disponible à la demande à 7,4 centimes/kWh.

L'intermittence de l'éolien et du solaire ont effectivement un coût. Dans un système électrique le surcoût de l'intermittence représente entre 35% et 70% du coût de production proprement dit. Mais ce surcoût est aujourd'hui nettement moins élevé que l'écart de coût de production entre les nouveaux renouvelables d'une part et les fossiles et le nouveau nucléaire d'autre part.

## 8. Le coût du kWh éolien et du kWh pétrole



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 35

Ces vignettes contiennent une huitième assertion majeure de Jancovici : le coût du kWh-pétrole serait 100 fois moins cher (oui cent fois !) que le kWh éolien. Pourquoi ? Parce que le pétrole, accumulé depuis des millions d'années, est dense alors que l'éolien provient d'une source très peu dense, l'air.

Passons cette assertion à l'épreuve des faits en vérifiant d'abord le coût du « kWh-pétrole » et en le comparant ensuite au coût du « kWh-éolien ». Notons cependant qu'un sérieux bémol s'impose pour comparer les deux : l'éolien produit de l'électricité utilisable directement sous cette forme tandis que le pétrole doit ensuite être transformé en électricité ce qui implique un investissement en centrale ou en groupe électrogène et des pertes de transformation. Nous examinons donc et comparons le coût du « kWh-pétrole », sous forme d'énergie primaire et sous forme d'électricité, au « kWh éolien », par nature électrique.

### Quel est le coût du « kWh-pétrole énergie primaire » ?

Partons du baril. En 2020, le prix moyen du baril de Brent était de 36,5 € et en 2021 59,9 € (il est bien plus élevé début 2022). Le contenu énergétique d'un baril de Brent est de 1.700 kWh. Le coût du « kWh-pétrole énergie primaire » se situe donc en 2020-2021 dans une fourchette de 2,15 à 3,52 eurocents (21,5 à 35,2 €/MWh).

### Quel est le coût du « kWh-pétrole-électrique » ?

Le pétrole n'étant plus utilisé que marginalement pour la production d'électricité, les sources fiables de comparaison des prix de l'énergie (AIE, IRENA, Banque Lazard) ne publient pas de donnée de LCOE

pour cette source. Toutefois de nombreuses données existent pour les générateurs diesel lesquels présentent des coûts d'investissement de l'ordre de 300 US\$/kWe et des rendements entre 25 et 30%. Le calcul intégrant installation, opération et maintenance et fuel (mais sans prix de carbone) conduit alors des coûts du « kWh-pétrole électrique » se situant entre 93 et 143 €/MWh soit 9,3 à 14,3 eurocents/kWh.

**Quel est le coût du kWh issu d'une éolienne (terrestre) ?**

L'AIE (tous les 5 ans) et Lazard (annuellement) fournissent des données de coût du kWh (LCOE) issus des différentes sources. Pour l'AIE les dernières données disponibles pour l'éolien (2020) se situent dans la fourchette 25 à 55 €/MWh (2,5 à 5,5 eurocents/kWh) et pour Lazard (2021) dans la fourchette 22,0 à 42,3 €/MWh (2,2 à 4,2 eurocents/kWh).

**En conclusion le coût du « kWh-pétrole énergie primaire » se situait fin 2021 au niveau du « kWh-éolien électrique ». Quant au coût du « kWh-pétrole électrique » il est 3 à 5 fois plus élevé que le « kWh-éolien électrique ». Une fois de plus Jancovici a tordu la réalité des faits et chiffres<sup>15</sup>.**

## **LES SILENCES UTILES**

On a beau lire la BD, la lire une deuxième fois, la décortiquer et encore y passer du temps, Jancovici et Blain ne consacrent pas à une ligne dans *Le Monde sans fin* à quelques sujets-clés concernant le nucléaire mais aussi les nouveaux renouvelables.

Certes 43 des 193 pages de la BD sont consacrées, en tout ou en partie, au nucléaire. Certes Jancovici précise lui-même (en page 151) que « *Les informations sur les avantages et les inconvénients du nucléaire sont, au fond, facilement accessibles, c'est plus confortable de les ignorer* ».

Mais on a beau chercher, certaines informations utiles et facilement accessibles sont ignorées : pas un mot sur le coût du nouveau nucléaire (français et autre), pas un mot sur la durée de construction des centrales, pas un mot sur le nombre de réacteurs à construire (dans le monde et en France) pour mettre en oeuvre la doxa de Jancovici, à savoir qu'il ne sert à rien de rajouter des renouvelables à côté du nucléaire car ce dernier peut assurer seul l'approvisionnement (voir notamment pages 158 et 159).

Quant au mot « EPR » il apparaît une seule fois, à la page 151, dans la bouche d'un écolo naïf assimilé à un brûleur de sorcière qui hurle « *Brûle EPR* » ! Et le terme « *Flamanville* » est soigneusement ignoré.

Pas un mot enfin sur la baisse considérable du coût des nouveaux renouvelables.

---

<sup>15</sup> Notons que dans la BD on trouve à la fois les termes « coût » (première bulle sur le kWh-pétrole) et « prix » (troisième bulle comparant le kWh éolien et le kWh pétrole). Nous n'avons pas essayé d'interpréter ce subtil glissement sémantique.

## **1. Le coût du nouveau nucléaire**

Les informations sur le coût du nouveau nucléaire de technologie française (EPR), américaine (LWR) ou mis en œuvre en Chine (dont l'EPR) sont largement disponibles. L'AIE (tous les 5 ans) et la Banque Lazard (annuellement) en dissèquent le coût (non subsidié) et le comparent au coût (non subsidié) des autres technologies notamment renouvelables. Pour les réacteurs en construction en Europe, la Cour des Comptes française et le National Audit Office britannique y ont consacré des analyses qui font autorité. Toutes les études convergent :

- Le coût du nucléaire a considérablement augmenté depuis 20 ans (coût d'investissement par kWe et coût du MWh produit mesuré par le LCOE) ;
- **Quelles que soient les méthodologies et les hypothèses utilisées le coût du nouveau nucléaire est significativement plus élevé que celui de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque et plus élevé que le coût de l'éolien en mer ;**
- Le coût de l'électricité produite à partir des EPR en construction en Europe est estimé en 2020 à 120 €/MWh pour l'EPR de Flamanville dont le coût d'investissement « overnight » atteint actuellement à 7.900 €/kWe<sup>16</sup>. Pour l'EPR d'Hinkley Point (Royaume-Uni), ce coût est estimé à 110-140 €/MWh. Enfin pour les EPR chinois de Taishan il se situe à 80 €/MWh<sup>17</sup> ;
- Dans sa dernière étude de 2020 (données de 2018) l'AIE utilise pour la France une hypothèse nettement plus favorable, et peu fondée, de coût d'investissement « overnight » de 3.411 €/kWe<sup>18</sup>. Sur cette base favorable et avec un taux d'actualisation modéré (7%) le coût du MWh nucléaire s'élève à 60 €/MWh<sup>19</sup> ;
- Les calculs de RTE pour les nouveaux EPR sont basés sur un coût « overnight » fixé par l'Etat français à 5.500 €/kWe. Ils conduisent à un coût de 108 €/MWh toujours au taux d'actualisation de 7% ;
- Dans la même étude de l'AIE le coût de l'éolien terrestre (terrestre) se situe en Europe, au taux d'actualisation de 7%, dans la fourchette 25-55 €/MWh<sup>20</sup> ;
- Enfin, l'étude de l'AIE montre des coûts pour le solaire photovoltaïque (échelle industrielle) en Europe dans la fourchette 29-77 €/MWh<sup>19</sup>.

**Le coût du nouveau nucléaire est considérablement plus élevé que celui des autres énergies décarbonées (éolien terrestre, solaire photovoltaïque et, dans un moindre mesure, éolien en mer). De surcroît au vu des expériences récentes, notamment avec les EPR, des incertitudes importantes pèsent sur ce coût et en particulier sur les estimations publiées. Fonder la prise de décision d'investissement en nouveau nucléaire sur ces estimations apparaît particulièrement risqué.**

**Le risque relatif au coût du nucléaire peut être qualifié d'élevé à très élevé.**

**Le lecteur du *Monde sans Fin* aurait été informé de manière plus équilibrée si ce coût élevé et le risque y associé avaient été abordés.**

---

<sup>16</sup> Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 », page 457

<sup>17</sup> On notera que le réacteur #1 de la centrale de Taishan, mis en service en décembre 2018, est arrêté depuis le 30 juillet 2021. Le calcul de coût étant basé sur l'hypothèse d'un taux de disponibilité de 80%, le chiffre de 80 €/MWh est maintenant incertain.

<sup>18</sup> Cette hypothèse est fournie par la France à l'AIE (4.013 US\$/kWe au taux de 0,85 US\$/€)

<sup>19</sup> IEA, « Projected Costs of Electricity Generation, 2020 », page 59. Taux d'actualisation de 7%.

<sup>20</sup> IEA, « Projected Costs of Electricity Generation, 2020 », page 63 pour l'éolien et page 61 pour le solaire PV. A noter qu'à la différence du nucléaire les coûts d'investissement correspondent ici à des données réelles d'installations réalisées.

## **2. La durée de construction du nouveau nucléaire**

Les délais de construction du nouveau nucléaire sont bien connus et documentés :

- la construction de l'EPR de Flamanville a débuté en décembre 2007, sa mise en service étant prévue en juin 2012 (durée de construction de 54 mois). De reports en reports la mise en service est maintenant annoncée en 2023 (durée de construction de minimum 15 ans) ;
- la construction de l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) a débuté en 2005, sa mise en service étant prévue en 2010. Sa connexion au réseau a eu lieu en décembre 2021 (retard de 11 ans et durée de construction de 16 ans). Il n'est toujours pas en service industriel à ce jour ;
- la construction des EPR de Taishan a débuté respectivement en octobre 2008 et avril 2010 avec, pour chaque réacteur, une durée de construction de 52 mois (4,5 ans). Taishan 1 a été couplé au réseau en juin 2018 et mis en service commercial en décembre 2018 (retard de 5 ans et durée de construction de 9,6 ans). Taishan 2 a été mis en service commercial en septembre 2019 (durée de construction 9 ans) ;
- l'accord de principe sur la construction d'une nouvelle centrale à Hinkley Point (C) a été donné par le gouvernement britannique en janvier 2008. Le projet initial était conduit par Areva mais EDF l'a repris en septembre 2008. Une multitude de recours juridiques, d'études financières additionnelles et les difficultés financières d'EDF ont conduit à ce que le chantier ne débute que 10 ans après, en décembre 2018. La durée de construction annoncée était à ce moment de 5 ans (mise en service en 2023). Début 2022, la mise en service est annoncée en 2026 (durée de construction minimum de 8 ans) ;
- aux Etats-Unis, seuls deux réacteurs sont en construction (Vogtle, Géorgie). Leur construction a débuté en mars et en novembre 2013 avec une durée de construction annoncée de 5 ans. Actuellement leur mise en service est envisagée début 2023 et début 2024 soit une durée de construction minimum de 10 ans.
- enfin, pour être complet on peut noter qu'en Chine, seul pays où l'expertise industrielle de construction de réacteurs est actuellement présente, la durée moyenne entre le début de la construction et la mise en service commerciale est de 6,1 années pour les 42 réacteurs mis en service depuis 2010.

**Les délais dans lesquels le nouveau nucléaire pourra contribuer à la décarbonation sont donc très longs. Au-delà des phases d'étude et d'autorisation, les durées de construction sont plus proches de 10 ans que de 5 (sauf en Chine avec des technologies éprouvées). Ces durées sont beaucoup plus longues que celles des autres énergies décarbonées (éolien, solaire photovoltaïque).**

**La date communiquée de 2035 pour la mise en service d'un premier EPR de deuxième génération en France paraît peu réaliste. La date de 2040 (dans 18 ans) semble plus vraisemblable.**

**La compatibilité du nouveau nucléaire avec l'urgence climatique est donc problématique et ce n'est que dans une perspective de très long terme que le nouveau nucléaire peut faire sens dans la mesure où les autres inconvénients (coût, déchets) n'y font pas obstacle.**

**Le lecteur du *Monde sans Fin* aurait été informé de manière plus équilibrée si le très long délai de mise en œuvre du nouveau nucléaire avait été abordé.**

## **3. Le nombre de nouvelles centrales à construire**

Comme on l'a vu la thèse de Jancovici, au-delà de la nécessaire et légitime sobriété, est que seul le nucléaire peut assurer un approvisionnement énergétique décarboné, les renouvelables étant non pertinents. Nous avons vu que nombre d'assertions appuyant la thèse de Jancovici sont inexactes.

Prenons cependant au mot Jancovici et examinons ce qu'impliquerait la mise en œuvre de sa thèse. Le climat et le CO<sub>2</sub> étant sans frontières, on ne peut raisonner qu'au niveau mondial. Que représenterait donc quantitativement une production d'électricité essentiellement nucléaire à l'horizon 2050 ?

Acceptons de recourir à un calcul « sur un coin de table » ou plutôt avec un fichier Excel.

Quels sont, à l'horizon 2050, les grands paramètres des systèmes énergétique et électrique ?

- En 2020 la production mondiale d'électricité était de 26.823 TWh (dont 10,1% assuré par 442 réacteurs nucléaires d'une puissance totale de 392,6 GW) ;
- Sur ces 442 réacteurs seuls 63 ont moins de 10 ans (donc moins de 40 ans en 2050) et 99 moins de 20 ans (donc moins de 50 ans en 2050) ;
- Les estimations de production d'électricité à l'horizon 2050 se situent entre 55.000 TWh et 75.000 TWh compte tenu notamment de l'électrification du système énergétique. Retenons un chiffre moyen de 65.000 TWh ;
- Pour se rapprocher du modèle français fortement nucléarisé (70 à 75% d'électricité nucléaire dans les meilleures années) retenons comme hypothèse un objectif de 65% d'électricité nucléaire soit 42.400 TWh ;
- Globalement les investissements énergétiques mondiaux annuels s'élèvent à 1.500 milliards € dont 650 milliards dans le secteur de l'électricité (production, transport et distribution).

Quels sont ensuite les paramètres de la production nucléaire en se basant sur l'EPR de 2<sup>ème</sup> génération :

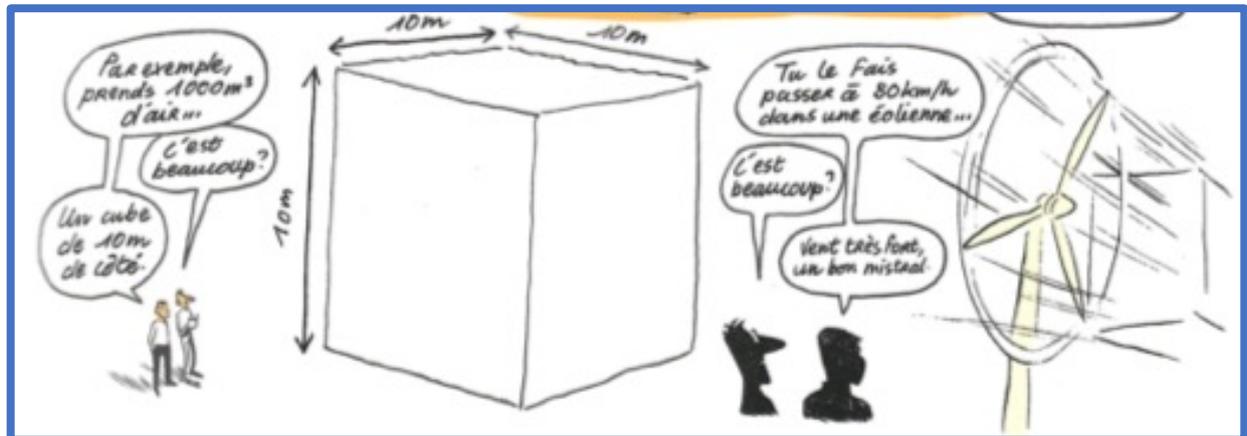
- Chaque réacteur a une puissance brute de 1.650 MWe et 1.570 MWe nette ;
- Un facteur de charge moyen de maximum 75% est observé dans la longue durée ;
- Sur cette base chaque réacteur produit annuellement 10,3 TWh ;
- Le coût d'un réacteur EPR2 est aujourd'hui estimé à 10 milliards € (avec les réserves indiquées plus haut sur cette estimation).

Excel fournit alors le résultat : pour mettre en œuvre la thèse de Jancovici il faudrait disposer de plus de 4.100 réacteurs EPR de 1650 MWe à l'horizon 2050. Il faudrait donc en mettre en service 4.000 d'ici 2050 (dont 80 pour la France et 14 pour la Belgique) soit 200 par an à partir de 2030 alors que les 5 dernières années seuls six réacteurs ont été mis en service en moyenne par année d'une puissance moyenne de 994 MWe.

Quant au montant à investir, si on le répartissait entre 2022 et 2050 il serait de 1.500 milliards € par an soit plus que la totalité des investissements énergétiques moyens des dix dernières années et plus de deux fois plus les investissements en électricité (production, transport et distribution) !

**Le lecteur du *Monde sans Fin* aurait été informé de manière plus équilibrée si le nombre de réacteurs à construire pour rencontrer la thèse de Jancovici avait été mentionné.**

## Pour en finir, une perle : Volume d'air et Volume de pétrole



Le Monde sans Fin, Jancovici et Blain, page 35

Quelques vignettes de la page 35 méritent un regard particulièrement attentif, critique . . . et une bonne dose d'humour.

Dans ces vignettes Blain et Jancovici comparent le volume d'air brassé par une éolienne (un cube de 10 mètres de côté) et . . . 3 milli-litres de pétrole (un volume 280 millions de fois plus petit !). Et Janco d'expliquer à Blain « Tu récupères alors la même énergie que si tu faisais brûler 3 ml de pétrole ». Blain ne peut alors que constater « C'est pas beaucoup ».

Voyons d'abord les données relatives à cette éolienne :

- Une éolienne de 10 m de diamètre « occupe » bien un volume d'air de 1.000 m<sup>3</sup>
- C'est une petite éolienne de 25 kW de puissance
- Au cours de sa vie (30 ans) elle produira environ 2.300 MWh.

Pour produire la même électricité avec un générateur alimenté au pétrole :

- Le rendement sera de l'ordre de 25%
- Il faudra pour produire la même électricité (sur la durée de vie) 790 tonnes de pétrole soit un volume de 920 m<sup>3</sup> de pétrole (92% du volume d'air brassé par l'éolienne)
- Et le générateur alimenté au pétrole émettra 2.650 Tonnes de CO<sub>2</sub> au cours de sa durée de vie contre 25 Tonnes pour l'éolienne pour sa construction.

Mais d'où viennent alors les **3 ml** (oui milli-litre) de pétrole que Jancovici et Blain comparent aux 1.000 m<sup>3</sup> de l'éolienne?

C'est bien simple : il s'agit de la consommation de pétrole **par seconde** du générateur comparable à l'éolienne !

Cette dernière perle de Jancovici est très belle : En réalité pour produire autant d'électricité que l'éolienne durant sa vie un générateur alimenté au pétrole utilisera un volume de pétrole fossile presque équivalent au volume d'air brassé par l'éolienne ! Quant aux émissions de CO<sub>2</sub> à partir du générateur alimenté au pétrole elles seront sur le cycle de vie plus de 100 fois plus élevées que celles de l'éolienne.

x  
x    x

## **Conclusion**

*Le Monde sans Fin* connaît un énorme succès de librairie. La BD exerce une influence considérable sur l'opinion française à un moment clé en matière de transition énergétique.

Je me suis livré à un modeste décodage de l'ouvrage, sur base de faits et chiffres éprouvés.

Je laisse au lecteur toute liberté de s'interroger si *Le Monde sans fin* contribue à forger l'intelligence collective que requièrent les défis climatiques et énergétiques auxquels nous sommes confrontés.