

Énergies de stock, énergies de flux

Jacques Treiner

I. Introduction

Les systèmes énergétiques peuvent être analysés selon divers couples de notions : énergie/puissance, source concentrée/source diluée, énergie de stock/énergie de flux, source pilotable/source intermittente ou variable. À cela il convient de rajouter les possibilités de stockage de l'énergie. Dans le présent article, nous nous concentrerons sur le couple énergie de stock/énergie de flux (voir l'encadré « Qu'est-ce que l'énergie ? »).

Charbon, pétrole, gaz et uranium existent en quantité finie sur la planète. Les trois premiers ont mis quelques centaines de millions d'années à s'accumuler au sein de la croûte terrestre. L'uranium fait partie de la matière première constituant le système solaire, il a été formé par nucléosynthèse au sein d'étoiles massives lors de leur phase terminale sous forme de supernovae¹, avant la formation du système solaire. S'agissant de stocks finis qui ne se renouvellent pas, ils vont nécessairement s'épuiser, et par conséquent la production de chacun passera, au-delà des fluctuations d'origines diverses, par un maximum – un pic – avant de décroître. Question : *est-il possible d'anticiper le moment où se produiront ces pics de production ?* Cela suppose d'avoir une bonne évaluation des réserves exploitables, et un modèle de consommation de ces réserves. C'est ce que nous aborderons dans le prochain paragraphe.

Les autres sources d'énergie disponibles sont des énergies de *flux* : énergie solaire, énergie éolienne, énergie marine, énergie hydraulique, biomasse, géothermie, toutes ces formes d'énergie sont inépuisables (à l'échelle humaine en tout cas), mais leur flux, c'est-à-dire leur puissance par mètre-carré, est imposée par la nature : personne ne commande au soleil, aux vents, aux courants marins, aux précipitations, à la photosynthèse ou au flux d'énergie provenant de l'intérieur de la Terre². Dès lors, l'utilisation de ces sources d'énergie requiert de *connaître les caractéristiques de ces flux* – intenses ou pas, réguliers ou pas – et les possibilités pratiques de les transformer pour nos usages (chaleur, travail, électricité ...).

On voit que l'utilisation des énergies de stock et des énergies de flux pose des questions de nature différente. Pour les premières, il est important d'anticiper leur épuisement. Les secondes sont inépuisables, mais comme nous ne contrôlons pas leur flux, la ressource peut exister lorsqu'on n'en a pas besoin, alors qu'elle peut manquer quand le besoin est là : typiquement, le soleil ne brille pas le soir ou la nuit... Leur utilisation optimale dépend alors des possibilités de *lisser les fluctuations* de la production pour l'adapter aux usages, voire d'adapter certains usages aux fluctuations de la production. Il convient dans tous les cas de s'assurer que l'on dispose des sources pilotables

¹ Supernovae, pluriel de supernova désignant une gigantesque explosion stellaire marquant la fin de vie des étoiles massives.

² L'hydraulique, la biomasse et la géothermie dépendent respectivement du flux de précipitation, du rythme de la photosynthèse des plantes et du flux géothermique. Mais on peut en partie stocker les formes d'énergie associées : station de transfert d'énergie par pompage pour l'hydraulique, stockage de la biomasse, stockage de la chaleur.

permettant de gérer ces fluctuations, compte tenu de ce que l'on *ne sait pas*, aujourd'hui, stocker de *grandes quantités* d'énergie.

Qu'est-ce que l'énergie ?

Les mots et les choses

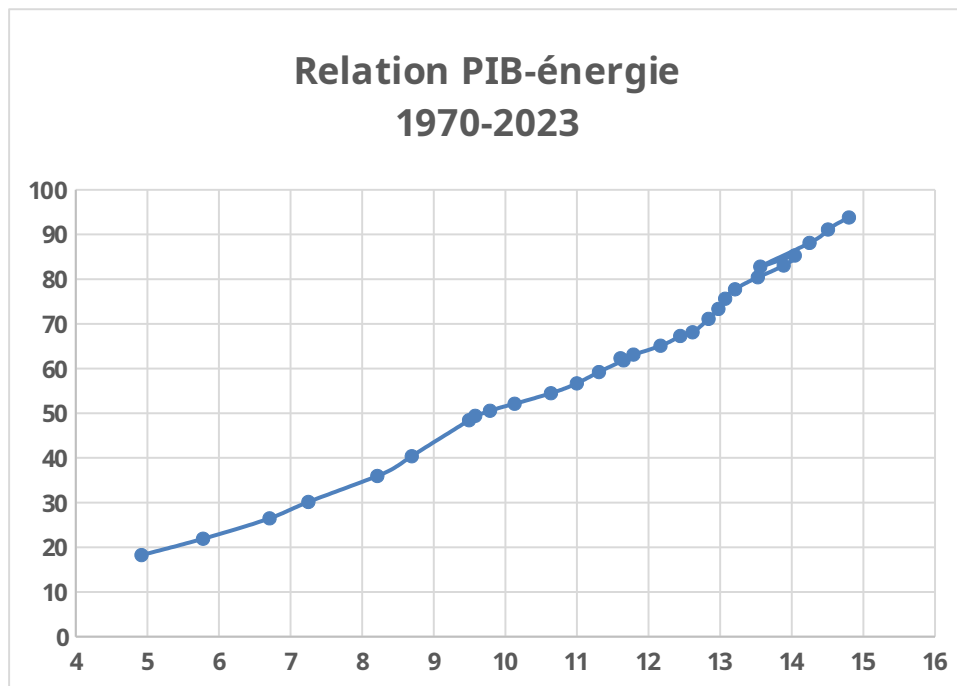
Dans la langue courante, l'énergie est considérée comme une « chose » : elle est produite, on l'achète et on la vend, c'est elle qui fait marcher les machines, gare si on en manque, etc. Pourtant, du point de vue de la physique, l'énergie n'est pas une chose, c'est un concept abstrait qui permet de quantifier les transformations de la matière, d'accrocher des nombres à ces transformations. Sans prétendre faire la police des mots, n'est-il pas bon de se rappeler ce qu'il y a derrière les conventions de langage ?

Prenons l'exemple d'une centrale hydroélectrique : lorsqu'on ouvre les vannes, l'eau d'un barrage s'écoule dans les canalisations où *elle perd de l'altitude et gagne de la vitesse*. Cette transformation physique est la première étape d'une série où ce mouvement de l'eau permet de mettre une turbine en rotation, puis un système électromécanique met des électrons en mouvement dans un conducteur : on a produit de l'électricité. Le concept d'énergie s'introduit dès la première étape, lorsqu'on s'interroge sur la relation entre *la perte d'altitude et le gain de vitesse*. En effet, lorsqu'un objet de masse m tombe en chute libre d'une hauteur h et acquiert une vitesse v en fin de chute, la mécanique de Newton permet d'écrire la relation suivante : $mgh = 1/2mv^2$, où g représente l'accélération de la pesanteur. Cette relation est si remarquable que l'on donne des noms aux deux termes : on désigne le produit mgh par *énergie potentielle gravitationnelle*, et le produit $1/2mv^2$, associé au mouvement, par *énergie cinétique*, et l'on dira que *la perte d'énergie gravitationnelle est exactement compensée par le gain d'énergie cinétique* : forme que prend dans ce cas la grande loi de conservation de l'énergie dans toute transformation. Dans le cas qui nous intéresse, c'est un débit d'eau qui est en jeu, c'est-à-dire une masse par unité de temps, et c'est ainsi que s'introduit la *puissance*, c'est-à-dire l'*énergie par unité de temps* que l'installation permet de mettre en jeu. Un bilan énergétique suppose donc de suivre toutes les transformations ayant lieu, ne serait-ce que le fait que l'eau *frotte* contre la paroi des canalisations, ce qui la ralentit un peu, et l'on doit introduire une *énergie de frottement* que l'on peut calculer ou mesurer. Il y a d'autres types de frottement en jeu dans la centrale. En tout cas, l'énergie électrique (associée au mouvement des électrons dans les fils électriques) que la centrale produit est directement reliée à l'énergie potentielle gravitationnelle de l'eau dans le barrage. Le bilan énergétique permet ainsi de dimensionner les installations.

Généralisons le propos : la physique est capable d'introduire autant de *formes* d'énergie qu'il y a de types de transformation dans un processus de production de tout bien ou tout service, si bien que cette production peut être exprimée en termes énergétiques : énergie associée à la chaleur, au travail mécanique, aux transformations chimiques, biologiques, etc. Et toutes ces formes s'expriment avec la même unité, de même que l'on peut associer un coût monétaire à la production de tout bien ou tout service. L'unité officielle est le Joule, mais pour caractériser les systèmes énergétiques, on préfère utiliser des multiples de cette unité de base. Ainsi, la tonne-équivalent-pétrole (tep), qui désigne la chaleur produite par la combustion (transformation chimique) d'une tonne de pétrole : $1 \text{ tep} = 42$

milliards de Joules³. L'humanité entière consomme aujourd'hui environ 15 milliards de tep par an (Gigatep ou Gtep).

Nous voyons ainsi qu'à toute production matérielle, on peut associer un double comptabilité : l'un en termes énergétiques, l'autre en termes monétaires. Mais comme il s'agit des *mêmes* transformations, il doit exister une relation simple entre les deux. C'est bien ce que l'on constate empiriquement, en traçant le PIB mondial depuis 1970 en fonction de la consommation d'énergie pendant la même période :



Évolution du PIB mondial (en ordonnées), en milliers de milliards de dollars, en fonction de la consommation d'énergie primaire mondiale (en abscisses), en milliards de tonnes-équivalent-pétrole. On distingue même deux « accidents » passagers : la crise de 2008 et la crise sanitaire (Covid) de 2019, où PIB *et* consommation d'énergie *décroissent* ensemble. Sur le long terme, il semble que la courbe soit légèrement incurvée vers le haut, ce qui correspond à une meilleure utilisation de l'énergie. En moyenne, il faut 1,45 kWh pour créer 1 \$ de PIB. *Source : Banque mondiale.*

On lit parfois des articles qui prétendent mettre en évidence un « découplage » entre PIB et consommation d'énergie : certains pays seraient capables de faire croître leur PIB à consommation annuelle d'énergie constante, voire décroissante. Mais c'est en négligeant l'énergie contenue dans les produits *importés*⁴. Pour analyser la relation PIB/énergie, il faut considérer des entités économiquement autonomes, ou tenir compte des échanges internationaux. Depuis les années 2000, nombre d'activités indispensables pour le fonctionnement des sociétés et très consommatrices d'énergie

³ On peut aussi utiliser la puissance. Comme, par définition, 1 Watt = 1 Joule/seconde, on déduit 1 tep = 11,6 MWh.

⁴ La situation est semblable à celle qui conduit à distinguer émissions nationales de gaz carbonique et empreinte carbone, cette dernière tenant compte des émissions associées aux produits importés.

ont été délocalisées, notamment en Chine. Le « *découplage* » dans les pays riches est plutôt apparent que réel, le terme « *désindustrialisation partielle* » des pays riches conviendrait sans doute mieux.

Une dernière remarque, sous forme de métaphore, illustrant le fait que l'énergie n'est pas une « chose » au même titre que les autres productions de l'économie : le secteur énergétique contribue pour moins de 10 % au PIB national, mais juger de l'importance de l'énergie à la part du secteur dans le PIB équivaut à juger de l'importance du cerveau ou du sang à leur contribution au poids du corps ...

II.1 Anticiper les pics de production des ressources fossiles

Le géologue Marion Hubbert a proposé en 1956 un modèle simple pour calculer la courbe de production d'une ressource épuisable. Il anticipait, pour les États-Unis, un pic de production du pétrole pour le début des années 1970 – qui fut confirmé empiriquement.

Le modèle de Hubbert

Soit Q la production cumulée passée d'une ressource énergétique et P sa production annuelle. Il est commode de les exprimer en tonne-équivalent-pétrole (tep) et en tep/an. On fait l'hypothèse qu'au début de l'exploitation, P est proportionnel à Q . L'idée est que cette ressource permet un développement technologique conduisant à accroître son exploitation. On écrit donc :

$$P = \alpha Q$$

S'agissant d'une ressource épuisable, lorsque Q approche la totalité de la ressource exploitable Q_{\max} , P doit s'annuler. L'expression la plus simple satisfaisant les deux conditions aux limites est l'équation dite *logistique* :

$$P = \alpha Q (1 - Q/Q_{\max}).$$

Lorsque Q est petit devant Q_{\max} , on retrouve bien la proportionnalité, et lorsque Q s'approche de Q_{\max} , P tend bien vers zéro. La valeur de Q_{\max} est fournie par les géologues, et α est déterminé par ajustement sur une année de référence prise comme année 0 :

$$\alpha = P(0)/[Q(0)(1-Q(0)/Q_{\max})]$$

La progression permettant de progresser de l'année n à l'année $n+1$ s'écrit simplement :

$$P(n+1) = \alpha Q(n)(1 - Q(n)/Q_{\max})$$

$$Q(n+1) = Q(n) + P(n+1)$$

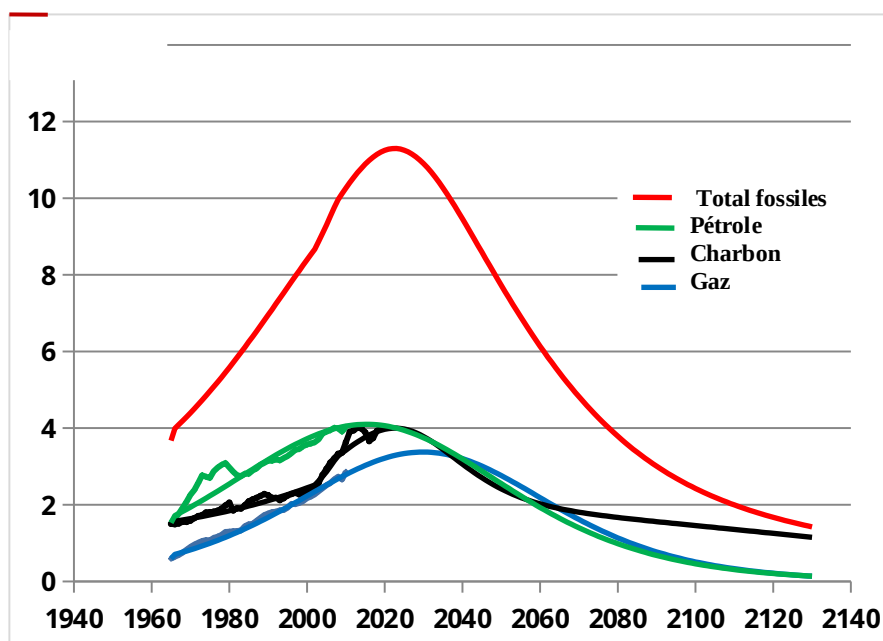
Ce modèle dépend de deux paramètres : la réserve ultime exploitable économiquement Q_{\max} et le taux d'extraction en début d'exploitation α , déterminé empiriquement, et que l'on supposera constant.

L'estimation des réserves exploitables est un problème délicat. Considérons le cas du pétrole. Les spécialistes distinguent trois types de réserves : les réserves « prouvées » (dites 1P) dont la probabilité d'exploitation est estimée supérieure à 90 % ; les réserves « prouvées + probables » (dites 2P), dont la probabilité d'exploitation est estimée supérieure à 50 % ; les réserves « prouvées + probables + possibles » (dites 3P), dont la probabilité d'exploitation est estimée supérieure à 10 %. Les

réserves 1P sont déclaratives (par les États) et publiques, mais non validées par des organismes scientifiques indépendants. Les réserves 2P sont déterminées par des organismes qui en font commerce, elles ne sont pas publiques, et sont considérées comme plus fiables. Deux mécanismes sont susceptibles d'augmenter les réserves prouvées : (i) l'amélioration des techniques de récupération permettant de faire passer des réserves « probables » dans la catégorie « prouvées » et (ii) la découverte de nouveaux champs d'exploitation. À ces deux éléments, il faut rajouter des considérations géopolitiques qui peuvent conduire les États à surestimer les réserves prouvées⁵.

La simulation de la Fig. 1 a été faite à l'échelle du monde en prenant les valeurs de 400 et 300 Gtep pour le pétrole et le gaz respectivement, et de 650 Gtep pour le charbon. L'analyse des données pour le charbon montre que le changement de pente initié en 2000 est entièrement dû à la consommation chinoise. Celle-ci a donc été traitée séparément du reste du monde, avec une valeur des réserves de 100 Gtep. C'est ce qui donne la structure en double pic, l'un, vers 2030, caractérisant le Chine, et l'autre, plus étalé, pour le reste du monde⁶.

Le résultat le plus frappant de ces simulations tient à ce que les pics de production, indépendamment de toute politique climatique visant à limiter l'utilisation de ressources fossiles, se trouvent tous *dans le siècle*. Les réserves exploitables sont parfois, voire souvent, exprimées en termes de « nombre d'années à production constante ». La modélisation montre combien cette façon de présenter les choses est trompeuse. D'une part, le taux d'exploitation *n'est pas* constant, et d'autre part, ce qui compte du point de vue économique, c'est la *position du pic*, et non le moment où la dernière goutte de pétrole ou la dernière pépite de charbon sera extraite du sol. Car le passage du pic signale l'entrée dans une zone d'instabilité économique, puisque la demande n'a pas de raison de diminuer alors que l'offre stagne puis diminue.



⁵ Le lecteur intéressé pourra consulter le livre de B. Durand, *Pétrole, natural gas and coal*, EDP Science 2019, ainsi que celui de M. Auzanneau et H. Chauvin, *Pétrole : le déclin est proche*, Seuil 2021.

⁶ Pour tenir compte des incertitudes sur les réserves, les valeurs de 800 Gtep, dont 150 Gtep pour la Chine, ont été également utilisées : elles conduisent à un déplacement du pic de charbon de quelques années seulement.

Fig. 1 : Données empiriques de production et résultats du modèle de Hubbert (courbes lisses). L'unité Gtep est le milliard de tonnes-équivalent pétrole (tep). La tep désigne la quantité d'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole. Une tep équivaut à 11,7 MWh. L'humanité consomme aujourd'hui un peu plus de 14 Gtep par an.

II.2 Et le pétrole non conventionnel ?

Le modèle de Hubbert fait l'hypothèse d'une homogénéité mondiale de l'utilisation des ressources, qui fait que les conditions de leur exploitation changent peu au cours du temps. Cette hypothèse est acceptable pour le pétrole et le gaz dits *conventionnels*, ceux qui sont extraits par exemple des grands gisements du Moyen-Orient. Mais l'apparition du *pétrole et du gaz de roche-mère* exige de les traiter comme des ressources nouvelles, tant les conditions physiques et économiques sont différentes du pétrole et du gaz conventionnels.

Physiquement, ces hydrocarbures sont contenus dans des pores fermés, de quelques dizaines de nanomètres, dont ils sont expulsés par fracturation hydraulique, injection de divers tensio-actifs et de sable pour maintenir ouvert le réseau de fissures créé. Quelques pour cent seulement des hydrocarbures présents sont récupérés (alors que la proportion est supérieure à 30 % pour les puits conventionnels), et l'exploitation d'une installation s'épuise au bout de deux ou trois ans. La croissance observée aux USA requiert donc la mise en service de milliers de puits nouveaux chaque année, chaque puits ne demandant qu'un faible investissement. La rentabilité de l'exploitation du pétrole de roche-mère est par conséquent très sensible aux conditions du marché et aux progrès techniques. Pour le moment, cette rentabilité n'est pas assurée, par conséquent la production suit d'assez près le prix du pétrole. Rappelons que les États-Unis sont le seul pays où cette technologie est largement utilisée. En France, la fracturation hydraulique a été interdite par la loi Jacob en 2011.

La Fig. 2 montre ce qu'il en est de cette production. Le chiffre de 7 millions de barils par jour atteint en 2019 correspond à une production de 0,3 Gtep/an, chiffre qu'il faut comparer à la production mondiale de pétrole conventionnel de 4,92 Gtep en 2025. Le minimum en 2017 est lié au fait que le prix du baril était descendu à environ 40 \$, ainsi que le creux très marqué de 2020, lié à la crise sanitaire et ses effets sur l'économie.

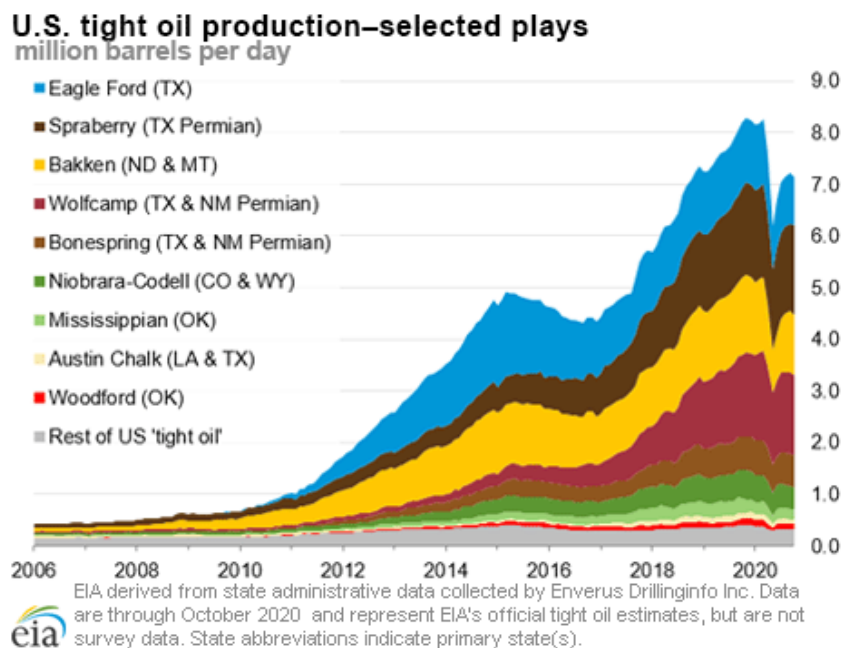


Fig. 2 : Production de pétrole de roche-mère aux USA provenant des différents bassins.

La problématique de la ressource en pétrole peut se résumer ainsi : *la progression du pétrole de roche-mère va-t-elle parvenir à compenser le déclin mondial du pétrole conventionnel ?*

Si l'on rajoute les autres ressources pétrolières non conventionnelles, on obtient les projections de la Fig. 3, qui montrent que ces ressources n'apporteront sans doute qu'une petite correction à l'évolution du pétrole conventionnel :

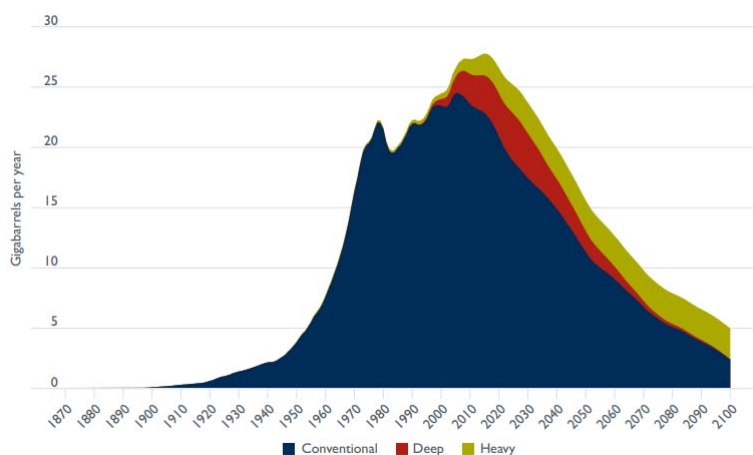


Fig. 3 : Projections de la production pétrolière mondiale, hors pétrole de roche-mère. 5 Gbl = 0,8 Gtep.

Source : Bureau of Infrastructures, Transport and Regional Economics, Australian Government, 2017.

On constate que le modèle de Hubbert, malgré sa simplicité extrême, fournit tout de même un bon outil pour la réflexion.

II.3 Énergie nucléaire

Les réacteurs actuels utilisent comme mécanisme de base la fission de l'uranium-235. Or celui-ci ne constitue que 0,7 % du minerai naturel, le reste étant constitué d'uranium-238. Les réserves actuelles permettent de faire fonctionner ces réacteurs pendant quelques dizaines d'années, un siècle au maximum⁷. Dans les réacteurs dits de 4^{ème} génération, la totalité du minerai est utilisée, et le problème de l'épuisement de la ressource ne se pose alors qu'à l'échelle du millier d'années. Une autre filière possible part du thorium-232 comme noyau fertile. Dans les deux cas, il s'agit d'une technologie dite « à neutrons rapides », aujourd'hui peu développée. La problématique de la transition entre les réacteurs actuels et les réacteurs à neutrons rapides nécessite un article spécialisé. Pour ne donner ici qu'un ordre de grandeur, disons que le remplacement de toutes les sources fossiles par du nucléaire requiert de multiplier par un facteur de l'ordre de 10 le parc nucléaire actuel.

Retenons de ce qui précède que dès la seconde moitié du siècle, l'humanité devra avoir trouvé des sources énergétiques alternatives aux hydrocarbures pour assurer son développement, et avoir entamé des approches de sobriété énergétique. *A fortiori* si des politiques climatiques conduisent à ne pas exploiter toutes les ressources fossiles disponibles, à commencer par la plus émettrice de GES, le charbon.

III.1 Énergies de flux : focus sur l'éolien et le solaire photovoltaïque

On range sous le même terme d'énergie renouvelables (EnR) des réalités diverses. D'une part, des sources d'énergie *inépuisables* (à l'échelle humaine en tout cas) : géothermie, énergies des courants marins, rayonnement solaire, énergie du vent, énergie associée à la biomasse naturelle, énergie potentielle des eaux des barrages, énergie cinétique des eaux de rivière. D'autre part, l'énergie associée à la production agricole, qui est *renouvelable*, au sens où il faut agir, donc dépenser de l'énergie, pour la renouveler.

Notons que la mise en œuvre de ces ressources nécessite des matériaux qui, eux, ne sont ni inépuisables ni renouvelables : béton, cuivre, aimants, panneaux solaires, matières plastiques, etc, autant de matières qui constituent des stocks finis. La Fig. 4 donne quelques ordres de grandeur, exprimés en tonnes de matière par TWh d'électricité produit.⁸

⁷ À moins de prendre en compte l'uranium contenu dans l'eau de mer et le flux annuel d'uranium apporté par les rivières, estimé à 0,24 microgramme par litre.

⁸ Le lecteur intéressé trouvera dans le numéro 77 de la revue *Reflets de la physique* un article détaillé sur *Le poids des matériaux dans les systèmes énergétiques* (accès libre sur le site de la revue).

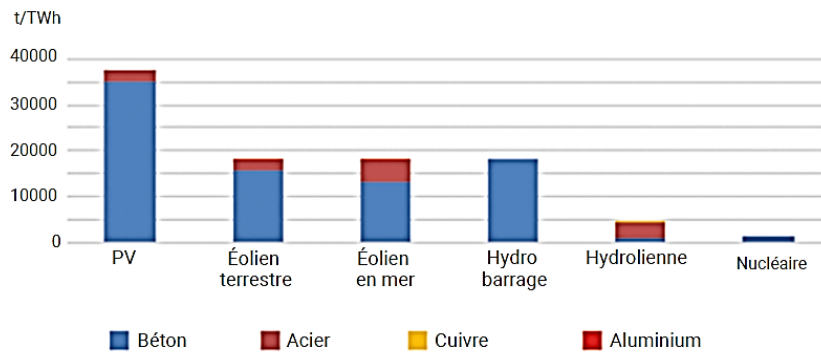


Fig.4 : Matériaux nécessaires à la production d'électricité (en tonnes/TWh).

Hypothèses : durée de vie des installations : 25 ans pour le solaire PV et l'éolien, 150 pour les barrages, 20 ans pour les hydroliennes, 60 ans pour le nucléaire. Facteurs de charge : 0,15 pour le PV, 0,25 pour l'éolien terrestre, 0,35 pour l'éolien en mer, 0,25 pour l'hydroélectricité, 0,5 pour les hydroliennes, 0,85 pour le nucléaire. Source : ADEME, Projet SURFER, nov. 2020

Nous nous concentrerons dans la suite de ce paragraphe sur les sources *renouvelables électrogènes* qui offrent le potentiel maximum, à savoir le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien. Pour ne prendre qu'un seul élément de comparaison justifiant ce choix, le flux d'énergie solaire parvenant à la surface de la Terre est, moyenné sur toutes les latitudes et sur l'alternance jour/nuit, de 168 W/m^2 , alors que le flux géothermique, qui peut être localement élevé, n'est en moyenne que de $0,1 \text{ W/m}^2$.

Le plus souvent, les informations concernant le développement des filières sont données en termes de *puissance installée* dans le cas de l'éolien, ou de *puissance-crête* dans le cas du solaire PV. Il s'agit à chaque fois de la puissance maximale que l'installation peut fournir, soit dans les meilleures conditions de vent, soit dans les meilleures conditions d'ensoleillement. Comme ces conditions sont rarement réunies, on considère la puissance moyenne annuelle : c'est l'énergie totale produite en une année divisée par le nombre de secondes dans une année. On désigne par *facteur de charge* annuel le rapport de la puissance moyenne à la puissance installée. Il est nécessaire en outre d'introduire une troisième notion de puissance : dans la mesure où les flux solaire et éolien sont imposés par la nature, ce qui caractérise au plus près les systèmes énergétiques qui les utilisent est la *puissance instantanée* de l'installation, c'est-à-dire la puissance moyenne mesurée sur un bref intervalle de temps – disons un quart d'heure. Le site <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique> permet de suivre en temps réel et avec ce pas de temps les contributions des différentes sources d'électricité.

En France, le facteur de charge éolien annuel est, selon RTE, de 22 %, et celui du solaire photovoltaïque de 13 % en moyenne nationale (moins de 11 % au nord, 16 % au sud). Mais qu'en est-il des puissances instantanées ? La question est importante car un réseau électrique ne peut fonctionner qu'en assurant à *chaque instant et en tout lieu* l'égalité entre offre et demande d'électricité. Il convient donc de caractériser les fluctuations des productions éoliennes et solaires.

En ce qui concerne l'électricité d'origine solaire, la réponse est simple : la production a lieu pendant quelques heures de la journée. Comme le facteur de charge du PV est de 0,13, le nombre journalier d'heures-équivalent à pleine puissance est, en moyenne, d'environ 3,12 (car $3,12/24 = 0,13$), que nous approximerons à 3 heures. La puissance-crête est donc de l'ordre de 8 fois supérieure à la puissance moyenne. Cette caractéristique vaut pour toute l'Europe, puisqu'il fait jour (et nuit) partout en même temps. De plus, viennent se rajouter des variations saisonnières, la production étant, sous nos

latitudes, quatre fois plus faible en hiver qu'en été (un facteur 2 pour l'énergie solaire reçue et un autre facteur deux pour la durée du jour⁹).

Pour l'éolien, en revanche, on pourrait penser que s'opère un lissage européen des fluctuations, selon l'idée de bon sens : « *il y a toujours du vent quelque part* ». En réalité, cet effet de foisonnement existe, mais il est faible. C'est ce que montre la Fig. 5, où est reportée la production journalière de tous les parcs éoliens d'Europe – y compris maritimes – au cours des 5 dernières années. La puissance totale installée est aujourd'hui d'environ 300 GW (dont 245 GW pour l'Europe des 27), ce qui représente un potentiel de production journalière maximal de 7200 GWh. L'énergie journalière effectivement produite étant en moyenne d'environ 1300 GWh, le facteur de charge est de 0,18. On constate sur la figure les fluctuations éoliennes peuvent atteindre 1500 GWh en une journée, ce qui représente une variation de puissance de plus de 60 GW, soit 20 % de la puissance éolienne installée. Le minimum de 300 GWh en une journée correspond à 4 % de la puissance installée, le maximum de 3000 GWh en une journée à 40 % de la puissance installée. En réduisant le pas de temps, on constate que la puissance instantanée varie entre quelques pour cent et 50-60 % de la puissance installée.

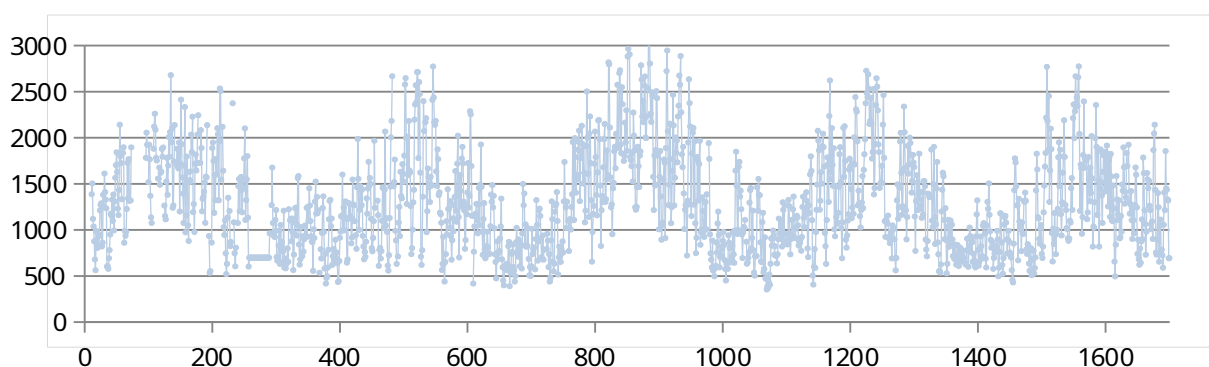


Fig. 5 : Production journalière du parc éolien européen, en GWh, au cours des 5 dernières années (présent à gauche, passé vers la droite). La puissance installée totale fin 2018 était de 175 GW, elle est d'environ 300 GW en 2024 (dont 245 pour l'Europe des 27). La valeur moyenne de l'énergie journalière produite lors des 3 dernières années est d'environ 1300 GWh/j. La modulation été/hiver est bien visible. Source : <https://windeurope.org>

Le fait que l'idée « de bon sens » ne soit pas confirmée par les données ne doit pas surprendre, car chacun peut constater le soir lors du bulletin météo que les structures atmosphériques s'étendent sur des milliers de kilomètres. Par conséquent, pour le dire de façon ramassée, *le plus souvent¹⁰, lorsqu'il y a du vent quelque part, il y en a partout, et lorsqu'il n'y a pas de vent quelque part, c'est qu'il n'y en a nulle part.*

Ces données montrent aussi pourquoi le déploiement de l'énergie éolienne produit structurellement des moments de sous-production et des moments de surproduction. Imaginons que l'on ait besoin en moyenne de 100 GW. Compte tenu du facteur de charge de 0,20, il faudra installer 500 GW. Le minimum de puissance journalière sera donc de 20 GW, soit un déficit de 80 GW, et le maximum d'environ 250 à 300 GW, soit un excédent de plus de 150 GW. Les manques peuvent être comblés par une réserve de puissance faisant appel à une source pilotable, mais que faire de l'excédent ? L'exporter chez le voisin nécessiterait le développement massif d'inter-connexions,

⁹ Les pays du Sud bénéficient de conditions bien plus favorables, avec un écart été/hiver qui se réduit avec la latitude jusqu'à pratiquement s'annuler dans la zone intertropicale.

¹⁰ Car la France, par exemple, dispose de 2 régimes de vents régionaux : la vallée du Rhône et le Pays Basque.

lesquelles risquent de toute façon d'être inopérantes si le voisin a également développé une grande puissance éolienne : il aura lui aussi besoin d'exporter au même moment.

III.2 Fluctuations de la demande, fluctuations de la production

Pour comparer l'ampleur des deux types de fluctuations, on peut comparer les cas français et allemand. En effet, le mix électrique français contient peu de sources intermittentes (31 GW de solaire PV et 26 GW d'éolien aujourd'hui), alors que le mix allemand a environ 3 fois plus de puissance installée en parcs solaires PV et turbines éoliennes qu'en centrales à combustibles fossiles (117 GW de solaire PV et 77 GW d'éolien). Les Fig. 6 et 7 présentent la décomposition par source de la production d'électricité.

La Fig. 6 montre ce qu'il en était lors de la semaine du 20 avril 2026 en France. Au cours d'une journée, les fluctuations de la *demande* d'électricité sont dues aux pics de consommation du matin et de 19 h, et ne représentent qu'une dizaine de GW. Ils sont gérés principalement par l'hydroélectricité : on ouvre plus ou moins les vannes en fonction des fluctuations de la demande d'électricité – et non en fonction des possibilités intrinsèques de la filière (d'où, par choix, un facteur de charge relativement bas d'environ 0,30).

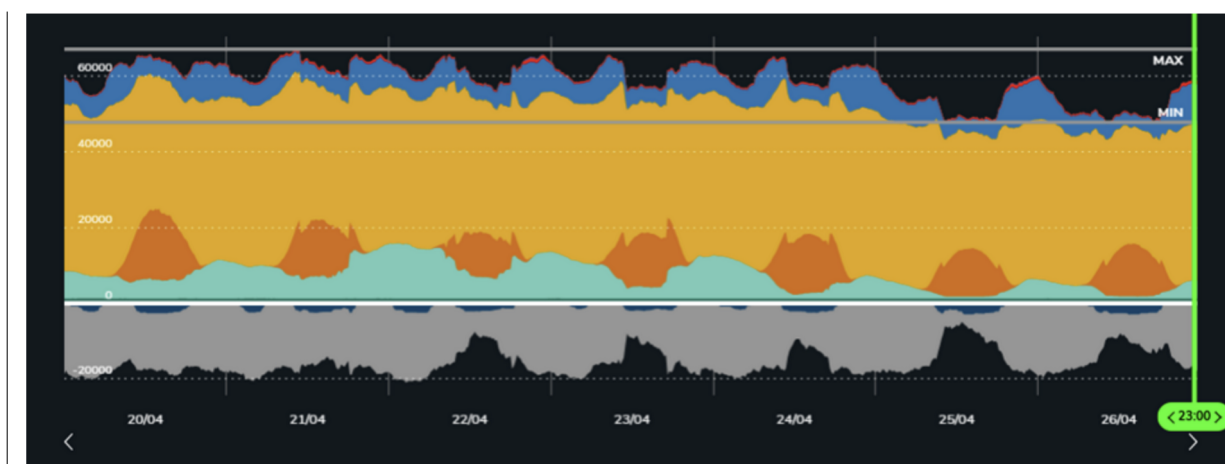


Fig.6 : Décomposition par filière de la consommation d'électricité en France au cours de la semaine du 20 au 26 avril 2026. L'essentiel est fourni par le nucléaire. Les fluctuations de la demande (ligne rouge) et celles de la production des sources intermittentes (en bleu clair et orange) sont du même ordre de grandeur, et sont gérées principalement par l'hydroélectricité (en bleu foncé). La partie négative (en gris clair) correspond aux exportations.

Considérons à présent le cas allemand. Pour visualiser les fluctuations de la production, on a sélectionné deux semaines aux caractéristiques de production différentes : Fig.7a, une semaine où les sources intermittentes fournissent la majorité de la production d'électricité ; Fig.7b, une semaine où les conditions météorologiques font que le solaire PV est considérablement réduit. On constate que le défaut de production est compensé majoritairement par la production des centrales à charbon et au gaz, pilotables, qui représentent alors plus de la moitié de la production. L'hydroélectricité contribue aussi un peu, mais elle est incapable de suivre la dynamique de la production intermittente. Ces tendances sont évidemment encore plus marquées dans le cas où un manque de vent réduit aussi la production éolienne.

La conclusion que nous tirons de cette comparaison France/Allemagne est que, dans le cas d'une forte pénétration des sources intermittentes, les moyens développés pour gérer les fluctuations

de la *demande* d'électricité sont incapables de gérer celles de la *production*, et qu'il convient alors de disposer de réserves de puissance pilotable. Dans la mesure où l'Allemagne a quasiment fermé toutes ses centrales nucléaires, il ne reste que les centrales au lignite, au charbon et au gaz pour effectuer le travail. Autrement dit, il semble impossible, en l'état actuel des capacités de stockage de l'énergie, de sortir à la fois de l'énergie nucléaire *et* des combustibles fossiles.

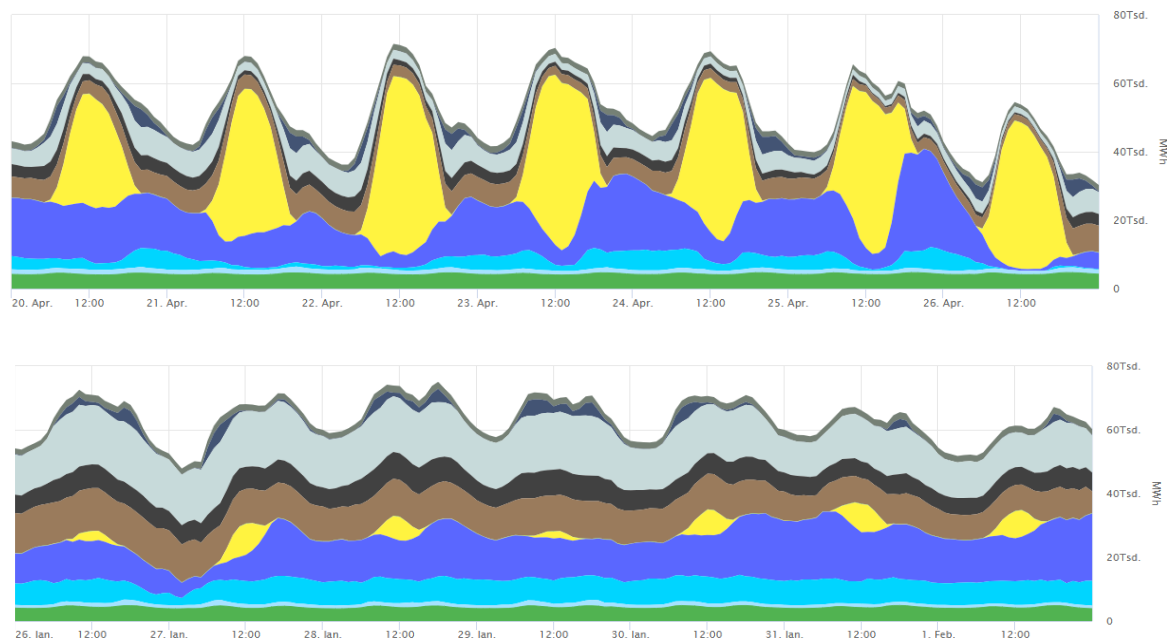


Fig. 7 : Décomposition par filière de la production d'électricité en Allemagne. Fig. 7a (supérieure) : semaine du 20 au 26 avril 2026. Fig. 7b (inférieure) : semaine du 26 janvier au 1^{er} février. Vert : biomasse, bleu clair : éolien en mer, bleu : éolien terrestre, jaune : solaire PV, marron : lignite, noir : charbon, gris clair : gaz, bleu foncé : hydroélectricité.

C'est ainsi que l'on peut comprendre que l'Allemagne, qui a installé à ce jour presque 200 GW de sources intermittentes, a conservé quasiment constante sa puissance pilotable en combustibles fossiles, la diminution du charbon étant compensée par la montée du gaz, cf. Fig. 8. Pour le dire rapidement, par une journée d'hiver où il n'y a pas de vent, il faut bien disposer de puissance de réserve pour faire fonctionner la société. La conséquence, que l'on peut vérifier sur le site *Electricitymaps*, est qu'un kWh produit avec le mix allemand émet environ 10 fois plus de CO₂ qu'avec le mix français, avec des fluctuations allant de 5 à 20 fois plus (moins le jour, plus le soir ou la nuit à cause de la contribution du solaire).

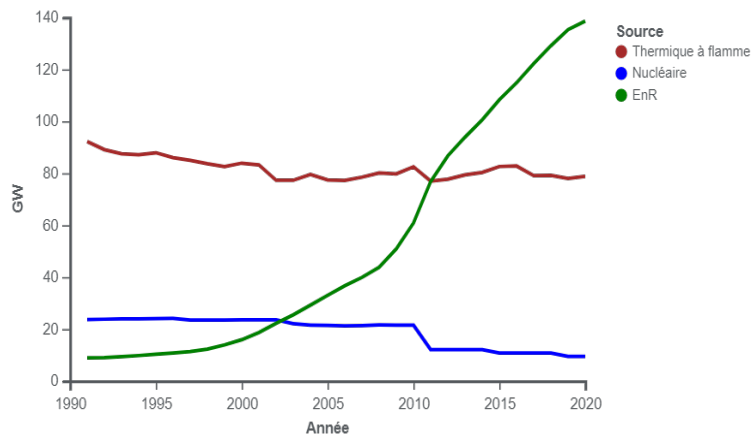


Fig. 8 : Évolution des puissances des sources électrogènes en Allemagne entre 1990 et 2020. La puissance installée en EnR (= énergies de flux) est aujourd'hui proche de 200 GW.

IV. Conclusions

Nous avons analysé ici quelques caractéristiques essentielles des systèmes énergétiques, en nous fondant sur les notions d'énergies de stock et d'énergies de flux.

Les énergies de stock, pilotables, sont évidemment épuisables, et il est par conséquent important de s'interroger sur les échelles de temps où les pics de production se produiront. Le modèle d'Hubbert permet de se faire une représentation simple de cette dynamique. Il s'agit d'une projection plus que d'une prévision, mais l'approche fournit une aide indispensable à la réflexion concernant l'avenir à l'échelle du siècle.

Les énergies de flux, inépuisables mais dont les flux sont imposés par la nature, requièrent d'analyser les fluctuations temporelles de ces flux. C'est ce qui a été abordé ici pour deux formes d'énergie renouvelable électrogène : le solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne. Cette analyse conduit à différencier l'énergie produite, selon qu'elle est pilotable ou intermittente. Du point de vue de la stabilité des réseaux électriques, un kWh aléatoire n'est pas équivalent à un kWh garanti. Dans le premier cas, il convient, compte tenu de l'ampleur des fluctuations de la production, de préciser comment elles sont gérées, tant en situation de manque de production qu'en situation de surplus de production.

Le resserrement des ressources fossiles au cours du siècle, impliqué par la géologie, rajoute une contrainte à la mise en œuvre de politiques visant à contenir autant que possible le réchauffement climatique. En effet, dans la mesure où les combustibles fossiles constituent 80 % de nos ressources énergétiques, toute politique visant à réduire nos émissions de gaz à effet de serre ou à nous adapter au changement déjà présent, requiert de disposer de ces ressources¹¹. Mais comme nous en aurons de moins en moins au cours du siècle, il convient dorénavant de les utiliser *pour apprendre à s'en passer*. C'est d'ailleurs ce que fait la Chine, qui développe massivement les énergies de flux et le nucléaire. Car si le rythme de mise en œuvre de sources non carbonées est plus lent que l'inévitable resserrement d'origine géologique (ce qui est loin d'être improbable), la décroissance énergétique qui en résultera

¹¹ Un exemple : la Chine est de loin le plus grand producteur de panneaux photovoltaïques au monde, mais ils sont produits essentiellement avec du charbon, du pétrole et du gaz.

conduira nécessairement à une décroissance de toute la machine économique mondiale, exacerbant les inégalités à tous les niveaux : inter-étatiques et internes. La sortie des fossiles procède donc d'une double contrainte : climatique et géologique.

Jacques Treiner est physicien théoricien à l'Université Paris-Cité (LIED) et président du Groupe d'experts du ShiftProject. Il a traduit avec Françoise Gicquel *Les Marchands de Doute*, de Naomi Oreskès et Erik Conway, ainsi que *Comment marche vraiment le monde*, de Vaclav Smil. Il est auteur-interprète sur youtube de « [La fragile singularité de l'esprit humain](#) ».