

Énergies de stock, énergies de flux : mode d'emploi

Jacques Treiner (jtreiner@orange.fr)

Chercheur associé au Laboratoire Interdisciplinaire des Énergies de Demain, Université Paris-Cité
Président du Comité d'Experts du Shift Project^(a)

Cet article explore d'une part les échelles de temps de l'épuisement des ressources de stock carbonées, d'autre part les fluctuations des deux principales énergies de flux disponibles, l'éolien et le solaire photovoltaïque.

L'ampleur de ces fluctuations, en l'état actuel des possibilités de stockage de l'énergie, limite leur taux de pénétration dans les réseaux électriques.

La substitution des énergies carbonées par des énergies non carbonées constitue un défi majeur. Limiter au maximum le changement climatique nécessite de remplacer à une échelle de temps aussi rapide que possible des sources encore disponibles, peu chères mais néfastes, par des sources non émettrices de gaz à effet de serre, mais qui représentent aujourd'hui moins de 20 % de notre énergie primaire. Cette transition requiert d'analyser de façon détaillée les caractéristiques des systèmes énergétiques.

Introduction : énergies de stock, énergies de flux

Les systèmes énergétiques peuvent être analysés selon divers couples de notions : énergie/puissance, source concentrée/source diluée^(b), énergie de stock/énergie de flux, source pilotable/source variable ou intermittente. À cela, il convient de rajouter les possibilités de stockage de l'énergie. Dans le présent article, nous nous concentrerons sur le couple énergies de stock/énergies de flux, qui est sans doute le plus éclairant.

Les énergies de stock sont pilotables mais épuisables, les énergies de flux sont inépuisables, mais leur flux est imposé par la nature.

Charbon, pétrole, gaz et uranium sont des énergies de stock, qui 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 a été formé par nucléosynthèse au sein d'étoiles massives lors de leur phase terminale sous forme de supernovae, 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^(c). Question : *est-il possible d'anticiper le moment où se produiront ces pics de production ?* C'est ce que nous aborderons dans la prochaine section.

Les autres sources d'énergie disponibles sont des énergies de flux : énergies solaire, éolienne, marine, hydraulique, biomasse, géothermique ; 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 imposé par la nature : personne ne commande au soleil, aux vents, aux courants marins, aux précipitations, à la photosynthèse ou à la source d'énergie provenant de l'intérieur de la Terre^(d). Dès lors, l'utilisation de ces sources d'énergie requiert de *caractériser ces flux* — leurs intensité, régularité — 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 différentes. Pour les premières, il est important d'anticiper leur épuisement. Quant aux secondes, puisque nous ne contrôlons pas leur flux, la ressource peut exister lorsqu'on n'en a pas besoin, ou manquer lorsque 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 les usages aux fluctuations de la production. Il convient alors de s'assurer que l'on dispose des sources pilotables permettant de gérer ces fluctuations, car on ne sait pas, aujourd'hui, stocker de *grandes quantités* d'énergie.

>>>

Énergies de stock

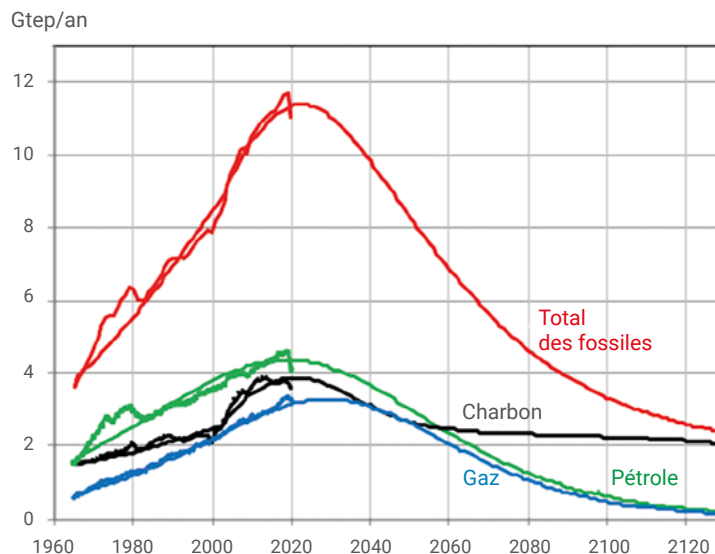
Anticiper les pics de production des ressources fossiles : le modèle de Hubbert [1]

Le géologue Marion Hubbert (1903-1989) a proposé en 1956 un modèle simple pour calculer la courbe de production d'une ressource épuisable^(e). En désignant par $Q(t)$ la quantité extraite cumulée en fonction du temps et $Q_{\max}$ la réserve exploitable pour chaque ressource, le modèle adopte l'équation logistique pour l'évolution temporelle :

$$dQ/dt = \alpha Q (1 - Q/Q_{\max})$$

La constante α est ajustée sur les données passées connues. L'évolution de $Q(t)$ est exponentielle croissante lorsque Q est petit devant $Q_{\max}$ mais décrit ensuite une courbe en S (sigmoïde) avec une saturation vers $Q_{\max}$. La production annuelle $P_A(t) = \Delta Q/\Delta t$ assimilée à la dérivée de cette courbe en S est exponentielle croissante lorsque Q est petit devant $Q_{\max}$ et exponentielle décroissante lorsque Q tend vers $Q_{\max}$. Entre les deux, au point d'inflexion pour $Q(t)$, la production passe par un maximum, dénommé « pic » dans la littérature spécialisée.

L'estimation des réserves exploitables est un problème délicat. 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 ne sont pas publiques, elles sont déterminées par des organismes techniques qui en font commerce, 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



1. Données empiriques de consommation des combustibles fossiles (courbes fluctuantes) et résultats du modèle de Hubbert (courbes lisses).

d'exploitation. À ces deux éléments, il faut ajouter les considérations géopolitiques qui peuvent conduire à surévaluer les réserves prouvées. Le lecteur intéressé pourra consulter le livre de Bernard Durand [2].

Dans cet article, nous utiliserons les valeurs de Jean Laherrère de 2014 (reproduites dans l'ouvrage de Bernard Durand), soit : $Q_{\max} = 650$ Gtep pour le charbon et $Q_{\max} = 330$ Gtep pour le gaz. Changer ces valeurs de 25 % déplace les pics d'une dizaine d'années seulement.

Les résultats du modèle sont présentés sur la figure 1 (notons qu'aucune politique de réduction volontaire de la consommation en vue de limiter les émissions de gaz à effet de serre n'est envisagée ici). L'analyse de la consommation mondiale de charbon montre une brusque accélération à partir des années 2000, entièrement due à la forte dynamique économique chinoise. Celle-ci a donc été traitée ici séparément du reste du monde, avec une valeur des réserves de 85 Gtep (et donc 565 Gtep pour le reste du monde). C'est ce qui donne la structure en double pic, l'un dans la décennie 2020, caractérisant la Chine, et l'autre, très étalé, advenant au cours du siècle prochain, pour le reste du monde.

Le résultat le plus frappant tient à ce que les pics de production se trouvent tous *dans le siècle*, suivis

ensuite par une forte décroissance. Il faut noter cependant que le calcul de l'évolution *après* le pic mondial est sans doute moins fiable qu'*avant* le pic. En effet, passé le pic, on entre dans une période de tensions économiques, voire d'instabilités, puisqu'on peut penser que la demande d'énergie est toujours là, alors que la production est de plus en plus difficile à assurer : cela ne peut que déstabiliser les processus de production de biens et de services. Compte tenu du lien entre Produit Intérieur Brut (PIB) et consommation d'énergie, un tel resserrement de l'approvisionnement en ressources énergétiques fossiles, s'il a lieu, conduira à un resserrement du PIB mondial dans des proportions analogues, à moins que d'autres ressources énergétiques puissent être mises en place en substitution.

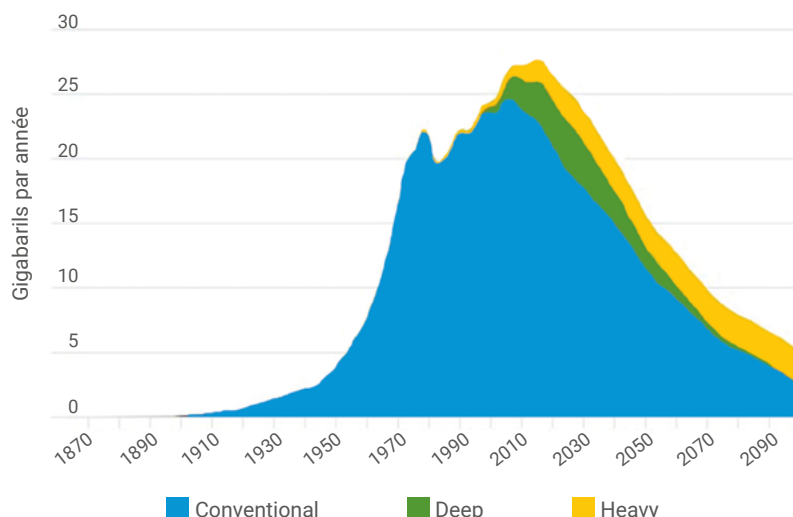
Et le pétrole non conventionnel ?

L'hypothèse d'une homogénéité mondiale de l'utilisation des ressources 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 de celles du pétrole et du gaz conventionnels.

Ces hydrocarbures sont contenus dans des pores de quelques dizaines de nanomètres, dont ils sont expulsés par fracturation hydraulique, injection de tensio-actifs divers et de sable pour maintenir ouvert le réseau de fissures ainsi créé. Quelques pourcents seulement des hydrocarbures présents sont récupérés (alors que la proportion est supérieure à 30 % pour les puits conventionnels), et la production 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 nouveaux puits 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, et ne le sera que si le prix du baril augmente fortement. Rappelons que les États-Unis sont le seul pays où la technologie est largement utilisée. En France, la fracturation hydraulique a été interdite par la loi Jacob de 2011.

La figure 2 montre ce qu'il en est de la 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



3. Projections de la production pétrolière mondiale, hors pétrole de roche-mère.

5 gigabarils = 0,6 Gtep. "Deep" : gisements off-shore profonds. "Heavy" : huiles lourdes, nécessitant des techniques spécifiques d'extraction. Source : Bureau of Infrastructures, Transport and Regional Economics, Australian Government, 2017.

de 4,44 Gtep en 2017. La problématique de la ressource peut donc se résumer ainsi : *la progression du pétrole de roche-mère va-t-elle parvenir à compenser le déclin mondial du pétrole conventionnel ?*

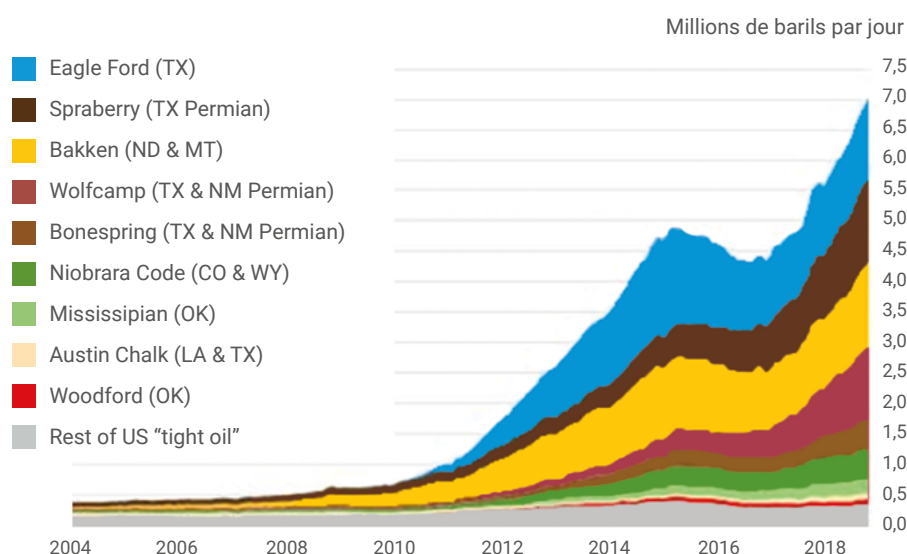
Si l'on ajoute les autres ressources pétrolières non conventionnelles, on obtient les projections de la figure 3.

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

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 la totalité de ces réacteurs pendant quelques dizaines d'années, un siècle au maximum^[3]. Dans les réacteurs dits de 4^e 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. Mais il s'agit d'une technologie différente, dite « à neutrons rapides », aujourd'hui peu développée. La problématique de la transition entre les réacteurs actuels et les réacteurs à neutrons rapides est abordée dans le numéro spécial des *Reflets de la physique* consacré à l'électricité nucléaire [4] et dans la troisième partie de ce numéro.

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 gaz à effet de serre : le charbon.



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

Un baril représente 159 litres. Son équivalent en tep dépend de la densité du pétrole. En moyenne, on peut compter huit barils pour un tep. Source : US Energy Information Administration (EIA).

>>>

Énergies de flux

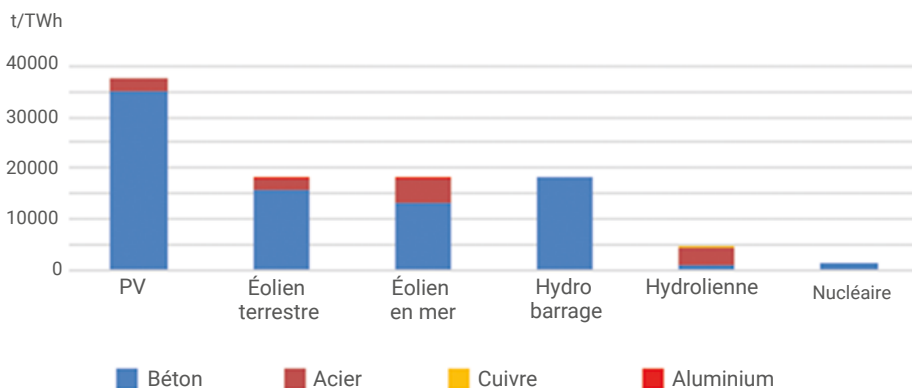
Focus sur l'éolien et le solaire photovoltaïque

Les énergies de flux recouvrent des réalités très 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 (cf. l'article de G. Bonhomme, J. Treiner et O. Vidal, p. 144). Nous ne montrons ici qu'une figure (fig. 4) donnant quelques ordres de grandeur.

Nous nous concentrerons dans la suite de cette section sur les sources *renouvelables* électrogènes dont le développement est le plus rapide à l'échelle mondiale : le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien.

Le plus souvent, le développement de ces filières est caractérisé par la *puissance installée* (cas de l'éolien), ou la *puissance-crête* (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 ne sont pas toujours 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 annuelle à la puissance installée. Du point de vue de la gestion des réseaux électriques, il est également nécessaire de considérer la *puissance instantanée*, c'est-à-dire la puissance moyenne fournie pendant un bref intervalle de temps



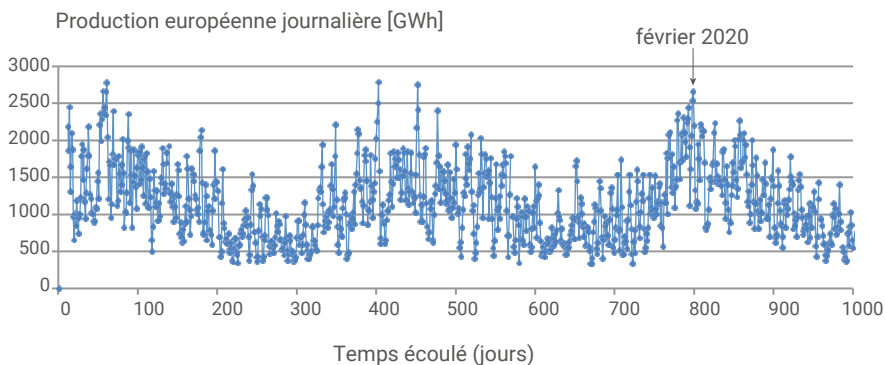
4. Matériaux nécessaires à la production d'électricité (en tonnes/TWh).

Hypothèses : durées de vie des installations : 25 ans pour le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien, 150 ans 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, novembre 2020

— disons un quart d'heure. Le site du Réseau de Transport de l'Électricité (RTE) [5] permet de suivre en temps réel les contributions des différentes sources à la puissance instantanée.

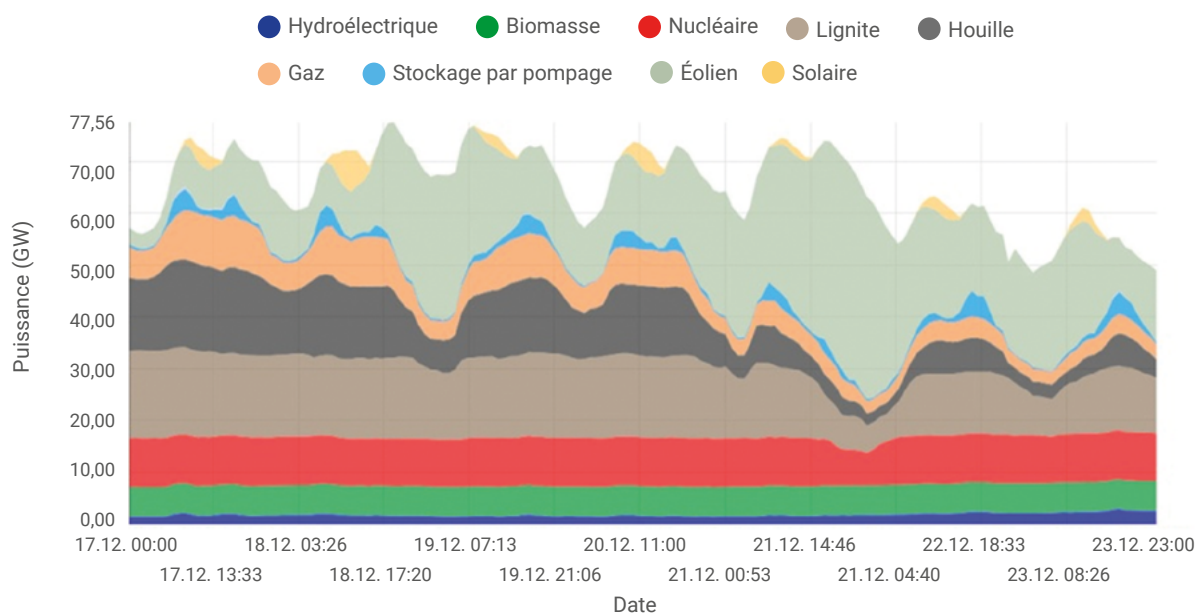
En France, le facteur de charge éolien moyen est, selon RTE, de 22 %, et celui du solaire photovoltaïque de 13 % (moins de 11 % au nord, 16 % au sud). Mais qu'en est-il des puissances instantanées ? La question est importante, car un réseau électrique ne peut fonctionner qu'en assurant à chaque instant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

Pour le solaire PV, 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 huit 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 2 pour la durée du jour⁽⁶⁾).



5. Production du parc éolien européen, en GWh. Chaque point représente l'énergie journalière produite. Premier point à gauche : 6/4/2022, passé vers la droite. Puissance installée totale fin 2018 (premiers points à droite) : 175 GW. Puissance installée fin 2021 : 220 GW. La valeur moyenne journalière sur la période est d'environ 1100 GWh, comparée au potentiel maximal de $220 \times 8760 / 365 = 5280$, soit un facteur de charge global de 0,21. On notera la forte modulation été/hiver. Source : <https://windeurope.org>





7. Puissance électrique consommée en Allemagne pendant une semaine d'hiver (du 17 au 23 décembre 2018).

>>>

Pour comparaison, la figure 7 montre la consommation d'électricité en Allemagne pendant une semaine d'hiver, ainsi que la décomposition par filière de production. On constate que les fluctuations de l'éolien constituent une fraction importante de la puissance installée (environ 50 GW), et que ces fluctuations sont gérées par la puissance pilotable en charbon, lignite et gaz.

On peut ainsi comprendre que l'Allemagne, qui a installé environ 120 GW d'éolien et de solaire PV, a dû conserver sa puissance pilotable en énergies fossiles, la diminution du charbon étant compensée par la montée du gaz. Un kWh produit avec le mix allemand émet encore de 5 à 8 fois plus de CO_2 qu'avec le mix français. Cette question est examinée plus en détail dans l'article de Grand *et al.*, p. 116.

Conclusion

Nous avons analysé deux caractéristiques essentielles des systèmes énergétiques : les énergies de stock et les énergies de flux. Le modèle de Hubbert appliqué aux ressources de stocks carbonées indique un fort déficit potentiel dans la seconde moitié du siècle, ne permettant pas un fonctionnement à l'identique de nos sociétés, et ceci en l'absence de toute politique climatique. Ce resserrement de la disponibilité en ressources fossiles, dont une conséquence positive serait une limitation des émissions de CO_2 , introduit cependant une contrainte supplémentaire. Nous avons en effet besoin des ressources fossiles pour mettre en place ce qui est nécessaire... pour s'en passer ! Le déficit envisagé peut ainsi conduire à des évolutions extrêmement différenciées, de la recherche de nouvelles sources exploitables jusqu'à la mise

en place de politiques de sobriété énergétique vigoureuses, dont les effets sur les inégalités sociales constitueront le principal défi.

Notre analyse conduit à différencier l'énergie produite, selon qu'elle provient d'un système pilotable ou intermittent. Dans le cas d'un réseau majoritairement pilotable, il faut gérer les *fluctuations de la demande*, qui sont relativement modérées. Dans le cas d'un réseau à forte pénétration de sources intermittentes, il faut gérer les *fluctuations de la production*, qui sont largement supérieures à celles de la consommation. Du point de vue de la stabilité des réseaux électriques, un kWh aléatoire n'est pas équivalent à un kWh garanti. Aujourd'hui, c'est l'impossibilité de stocker de grandes quantités d'énergie qui limite la pénétration des sources électrogènes variables ou intermittentes dans les réseaux électriques. ■

1• J. Treiner, « Jouer avec les chiffres du climat : une approche par budget carbone », *Reflète de la physique* **43** (2015) 46-50.

2• B. Durand, *Petroleum, natural gas and coal*, EDP Sciences (2019).

3• J. W. Storm van Leeuwen et D. Pillet, "Uranium as an energy source: medium to long term prospects", *Annales des Mines* **111** – Énergie et Sociétés (2023), <https://cutt.ly/annaes-mines2023>

4• « L'électricité nucléaire – Questions ouvertes et points de vue », *Reflète de la physique* **60** (2018).

5• https://cutt.ly/rtefrance_mixenergetique

6• Ces données confirment l'étude de H. Flocard, J.P. Pervès et J.P. Hulot publiée dans *Techniques de l'ingénieur*, T1 8586.

Énergie primaire, énergie finale, énergie utile

Jacques Treiner⁽¹⁾ (jtreiner@orange.fr) et Gérard Bonhomme⁽²⁾ (gerard.bonhomme@univ-lorraine.fr)

(1) Chercheur associé au Laboratoire Interdisciplinaire des Énergies de Demain, Université Paris-Cité
Président du Comité d'Experts du Shift Project

(2) Institut Jean Lamour, Campus Artem, Université de Lorraine, 2 allée André Guinier, 54000 Nancy

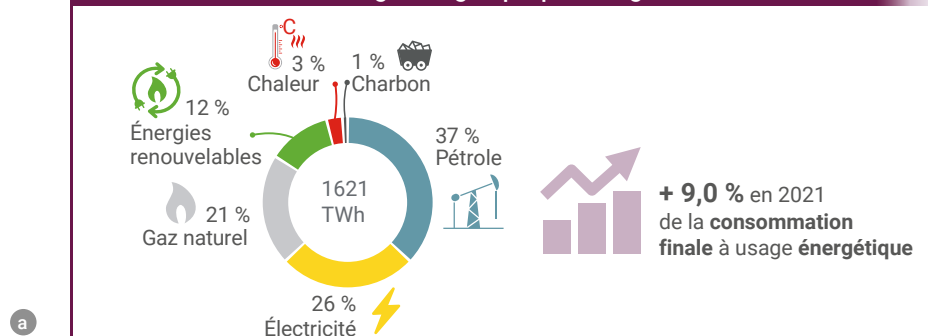
À la suite d'un rappel des concepts d'énergie primaire, d'énergie finale et d'énergie utile, illustré par des exemples, ce court article présente sous forme synthétique le bilan énergétique de la France en 2021 et son évolution depuis 1990.

L'énergie est un concept qui permet de quantifier les transformations de la matière. L'énergie primaire est celle qui est mise en jeu au début de la chaîne de transformations permettant la production d'un bien ou d'un service : par exemple, l'énergie associée à la combustion d'une ressource fossile ou à la fission d'un noyau d'uranium, ou l'énergie gravitationnelle de l'eau d'un barrage. L'énergie finale est celle qui est reçue — et payée — par le consommateur, par exemple, l'électricité. L'énergie utile est celle associée au fonctionnement d'un appareil, par exemple un réfrigérateur.

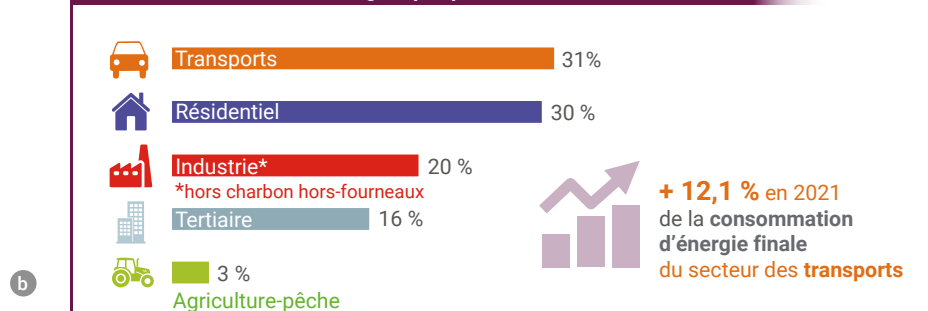
Prenons la chaîne qui va de la production d'électricité dans un réacteur nucléaire jusqu'au fonctionnement d'une source lumineuse. Le défaut de masse associé à la fission d'un noyau d'uranium-235 apparaît sous forme de chaleur (environ 200 MeV par fission) : c'est l'énergie primaire. Celle-ci est convertie en électricité avec un rendement d'environ 33 % (le complément en chaleur étant évacué par la source froide du réacteur),

>>>

Consommation finale à usage énergétique par énergie



Consommation finale énergétique par secteur



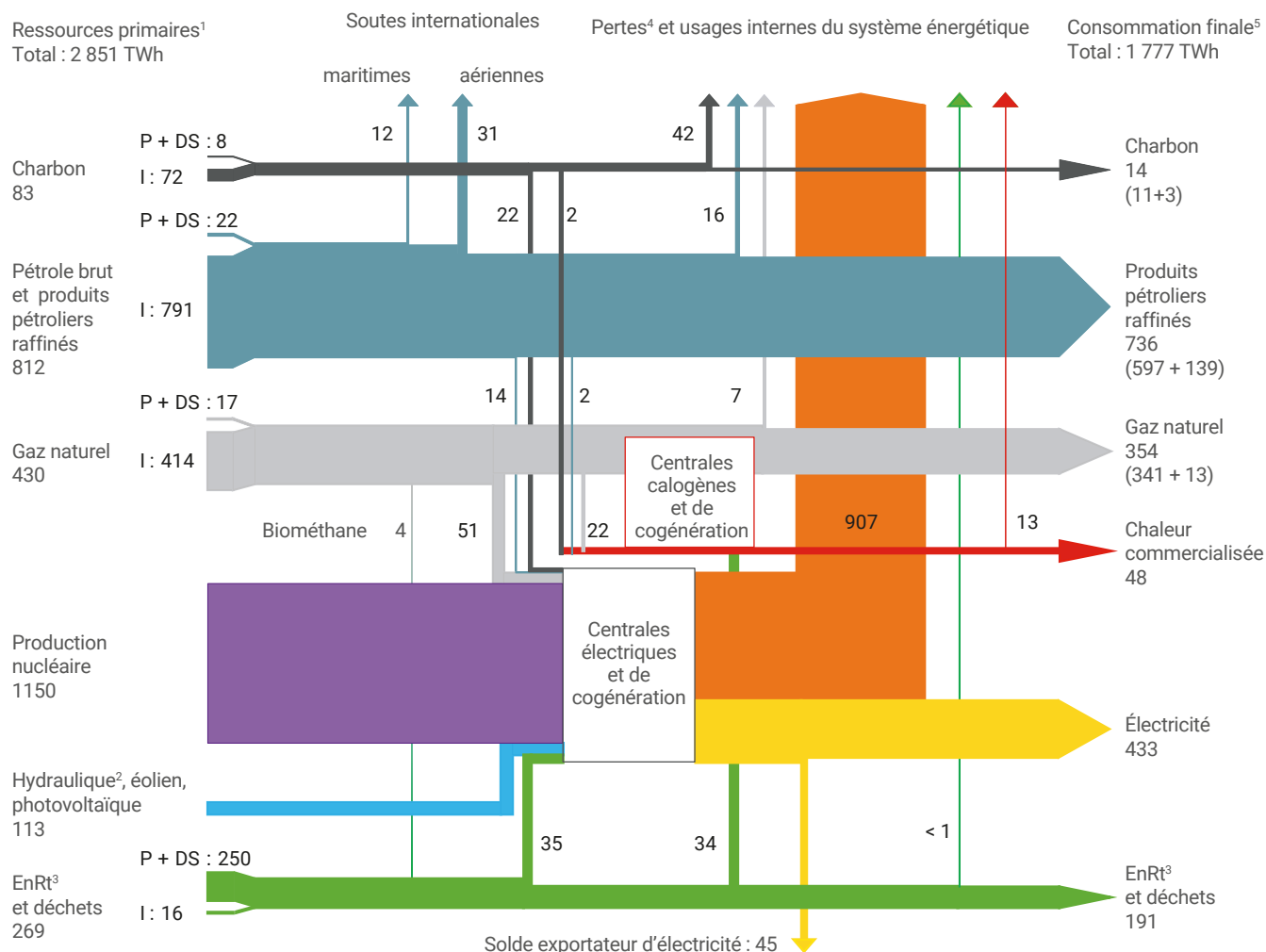
1. Consommation énergétique finale en France en 2021.

Répartition selon les sources (a) et selon les usages (b).

L'augmentation de la consommation d'énergie en 2021 par rapport à 2020 correspond à un rebond suite à la crise sanitaire.

Source : Bilan énergétique de la France pour 2021 (mars 2023), Ministère de la transition énergétique.

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2021 (TWh)



2. Le diagramme de Sankey, outil de visualisation du bilan énergétique de la France en 2021.

P : production nationale d'énergie primaire. DS : déstockage. I : solde importateur.

¹ Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

² Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.

³ EnRT, pour la bande verte tout en bas du diagramme, désigne les énergies renouvelables thermiques (bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.).

⁴ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

⁵ Usages non énergétiques inclus. Pour le charbon, les produits pétroliers raffinés et le gaz naturel, la décomposition de la consommation finale en usages énergétiques et non énergétiques est indiquée entre parenthèses.

Note : pour assurer la cohérence du bilan toutes énergies, les quantités sont toutes exprimées en TWh PCI (pouvoir calorifique inférieur), même pour le gaz, dont l'unité propre est usuellement le TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur).

La chaleur commercialisée correspond à la chaleur vendue par les réseaux et la chaleur cogénérée vendue.

Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

>>>

acheminée jusqu'à l'utilisateur avec des pertes en ligne de l'ordre de quelques pourcents. L'énergie finale représente donc environ 30 % de l'énergie initiale. Celle-ci est transformée en énergie lumineuse — c'est l'énergie utile — avec une efficacité qui dépend de la source : quelques pourcents s'il s'agit d'une lampe à incandescence, jusqu'à quelques dizaines de pourcents avec une lampe à décharge ou une diode électroluminescente. La cogénération, où l'on cherche à utiliser la chaleur initiale non convertie en électricité dans des réseaux de chaleur, permet d'améliorer considérablement le rendement global de la chaîne de transformations.

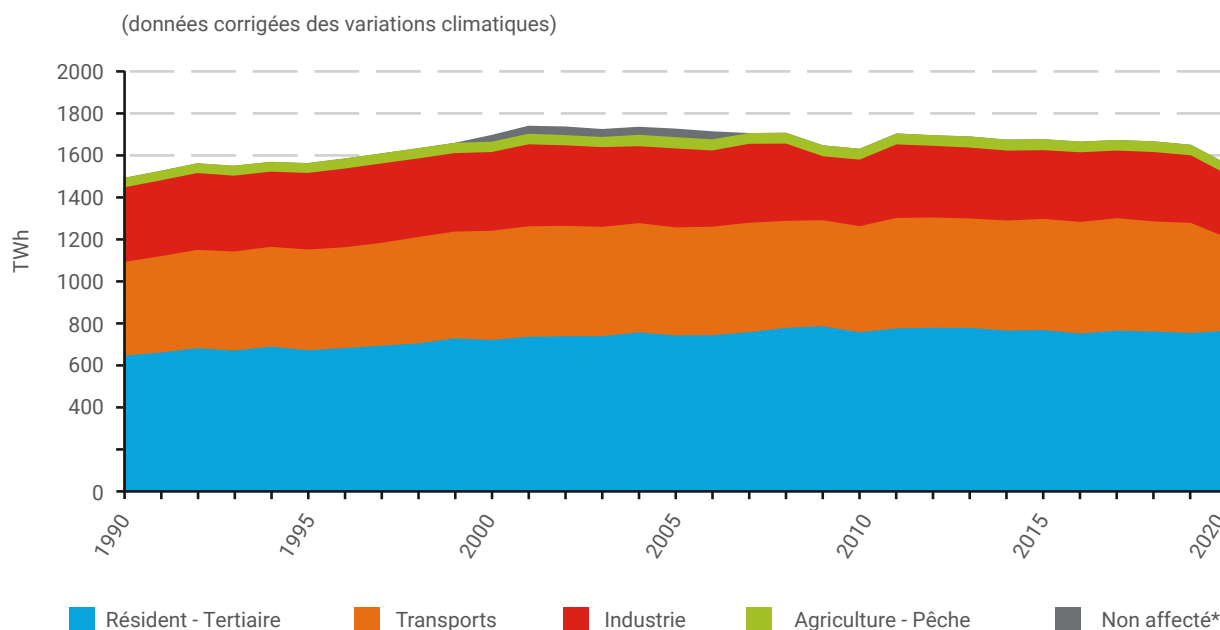
En France, la consommation d'énergie primaire d'environ 250 Mtep (~ 2900 MWh) conduit à une consommation d'énergie finale (assurée à 62 % par des ressources fossiles et incluant 9 % d'usages non énergétiques) d'environ 150 Mtep (~ 1750 TWh), l'essentiel de la différence provenant du rendement, voisin de 0,35, de l'ensemble des centrales électriques. Le détail des chaînes allant de l'énergie primaire à

l'énergie utile fait l'objet d'une représentation appelée diagramme de Sankey : le diagramme correspondant à l'année 2021 est reproduit dans la figure 2. Les figures 1 et 3 montrent comment évolue et comment se répartit par source et par destination la consommation énergétique finale en France, 1622 TWh en 2021 (usages énergétiques seuls).

Note sur les unités utilisées dans l'article

L'unité SI (légale) d'énergie est le Joule. Mais lorsque l'on considère de grandes quantités d'énergie, par exemple la consommation d'un pays, voire du monde, on préfère utiliser la tonne-équivalent-pétrole (tep) : c'est l'énergie associée à la combustion d'une tonne de pétrole brut. Comme tous les pétroles n'ont pas le même potentiel calorifique, on est convenu d'une valeur moyenne qui est de 41,868 gigajoules (GJ), soit environ 42 GJ. Il est également commode d'utiliser le kWh et ses multiples, MWh, GWh, TWh (même s'il ne s'agit pas d'électricité). Comme 1 MWh = 3,6 GJ, la conversion d'une unité à l'autre est 1 tep = 11,63 MWh. ■

“ En France, la consommation d'énergie finale (1777 TWh en 2021, incluant 9 % d'usages non énergétiques) est assurée à 62 % par des ressources fossiles.”



3. Évolution par secteur de la consommation finale d'énergie en France de 1990 à 2021.

*La répartition de la chaleur par secteur consommateur n'est pas disponible entre 2000 et 2006.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.

Source : SDES (Service des données et études statistiques)