



Disponible en ligne sur www.sciencedirect.com



C. R. Geoscience xxx (2007) xxx–xxx



<http://france.elsevier.com/direct/CRAS2A/>

Le point sur De la détermination du rendement des filières énergétiques

Xavier Chavanne, Jean-Pierre Frangi*

Équipe « géomatériaux et environnement », institut de physique du Globe de Paris, université Paris-7/Denis-Diderot,
UMR 7154, case postale 7071, 2, place Jussieu, 75251 Paris cedex 05, France

Reçu le 12 mars 2007 ; accepté après révision le 18 juin 2007

Rédigé à l'invitation du Comité éditorial

Résumé

La présente contribution propose une méthodologie et en précise les règles pour la détermination du rendement énergétique de n'importe quelle filière de production énergétique et des différents procédés de cette filière, en accord avec les principes physiques, et en tenant compte des contraintes techniques. La méthode repose sur le calcul d'un indicateur modulaire, le taux de dépenses énergétiques, rapport entre les dépenses et les gains énergétiques de la filière. Un taux de dépenses supérieur à 1 indique une filière non rentable. L'article souligne l'importance des données de base et de leurs incertitudes pour accéder au taux de dépenses à partir de la décomposition d'une filière en différentes étapes, allant de l'extraction de la ressource naturelle jusqu'à sa forme finale d'utilisation, en incluant les matériels, les pertes et les apports énergétiques. Parce que le rendement de la filière ne donne aucune information quant aux quantités disponibles de la ressource principale et des autres ressources utilisées dans la filière, son calcul doit être complété par une étude des réserves et des perspectives de production des ressources (dans lesquelles le rendement constitue l'un des critères). *Pour citer cet article : X. Chavanne, J.-P. Frangi, C. R. Geoscience xxx (2007).*

© 2007 Académie des sciences. Publié par Elsevier Masson SAS. Tous droits réservés.

Abstract

About the determination of the yield of energy systems. The authors propose a specific methodology and definitions to determine the energetic efficiency of any energy production system and process therein, in agreement with the laws of physics and taking into account technical constraints. The method rests on the calculation of a modular indicator, the expenditure rate, ratio of the energetic costs to the gains of the system. An expenditure rate above 1 questions the system efficiency. We underline the importance of the data sources and of their uncertainties to calculate the expenditure rate starting from the deconvolution of a system in various stages, from the extraction of the natural resource to its final form of use, including the materials, the losses, and the energy contributions. As the efficiency indicator does not inform us about the extractible amount of the studied resource and of others, it should be completed with a specific study about their reserve and future production (where the expenditure rate acts as a criterion). *To cite this article: X. Chavanne, J.-P. Frangi, C. R. Geoscience xxx (2007).*

© 2007 Académie des sciences. Publié par Elsevier Masson SAS. Tous droits réservés.

Mots clés : Rendement ; Filière énergétique ; Bilan ; Ressources naturelles ; Taux de dépenses

Keywords: Yield; Energy system; Budget; Natural resources; Expenditure rate

* Auteur correspondant.

Adresse e-mail : jean-pierre.frangi@univ-paris-diderot.fr (J.-P. Frangi).

Abridged English version

We face two major energy challenges: tackling climate change, and delivering secure, clean energy with resources into large depletion like petroleum. Given the significance of energy in these environmental problems of our world, it is urgently necessary to estimate thoroughly the energetic efficiency of energy production systems. Therefore, in this way, standards to calculate expenditure and outputs were proposed, notably the life-cycle analysis [13]. However, the examination of various studies shows divergences in the outputs, in the case of the windmills [13], solar panels [12] or the production of ethanol starting from corn [1,5,6]. Moreover, an assessment of CO₂ emission [14] requires as a preliminary knowledge of the energy balance [2,9,17] and thus of the energetic efficiency.

This paper gives a specific methodology and definitions to determine the expenditure rate \mathcal{D} of any energy-production system. Both rest on the laws of thermodynamics and, at the same time, are able to deal with the specificities of each energy system. A main goal is to reduce the number of arbitrary assumptions often occurring in energy analysis.

This indicator \mathcal{D} , ratio of the energy costs D to the energy gains G of the system, allows a comparison between processes within the same field, and also between systems of different resources. G represents the heating value of the resource at the extraction stage (called also primary energy). D encompasses the internal losses, the difference between G and the energy output of the system, as well as all the external primary energies dissipated to fuel the system processes. These include the total cost to manufacture the materials used in the system. To carry out the calculation, the authors propose a diagram of energy flux and material of the system studied (Fig. 1). The energy system is broken down into various sequential energy stages, from the extraction of the natural resource to its final form. Each energy stage receives external flows of direct energy and material, and loses energy (Fig. 2).

The importance of the quality and reliability of the raw data used to calculate the expenditure rate is underlined. Their uncertainties must be taken into account to estimate that of \mathcal{D} (Table 1). Contexts must be specified in order to draw some parameters influencing \mathcal{D} [13].

The energy yield does not tackle directly the problem of the quantities available of the natural resources spent by the energy systems, either material or energetic. In fact, in both cases, their availability depends on the energies necessary to their extraction and treatment.

The availability of the energy resources is thus in the long term the most limiting factor. The yield can be very good, but corresponding to limited resources [8,15,16]. Other reserves can exist, but associated with a weaker output because of worse characteristics (poor quality of the resource or difficulty of extraction...). It is thus necessary to bring over elements on the availability of the resources [11].

We live now the transition stage resulting from changes in the global environment partially caused by the combustion of fossil fuels, and their concomitant depletion. Mitigation and adaptation strategies to deal until now with these issues will alter the course of the choice of energy systems in the long term.

1. Introduction

L'épuisement de ressources énergétiques très utilisées par l'homme, comme le pétrole et le gaz naturel, et le changement climatique lié à notre activité industrielle sont de plus en plus crédibles et s'accompagnent de bouleversements à l'échelle mondiale (augmentation du prix des énergies, amplification des événements météorologiques extrêmes...). Les enjeux sont majeurs, à la fois pour satisfaire une demande énergétique sans cesse croissante, avec des ressources fossiles en voie d'épuisement, et pour lutter contre les effets des dérèglements climatiques, en limitant cette même consommation. Répondre à ce défi ne pourra se faire qu'à travers une meilleure gestion des ressources naturelles, dans le cadre d'une économie durable.

Dans ce but, il faut résoudre le problème de l'évaluation des filières énergétiques, qui doit reposer sur une notion de rendement claire et dépendant uniquement de considérations physiques et techniques. L'analyse énergétique est un outil introduit dans les années 1970, avec les crises pétrolières et les craintes de pénuries. Des normes pour calculer dépenses et rendements ont été proposées, dont, notamment, l'analyse du cycle de vie [13].

Cependant, l'examen de différentes études montre des divergences dans les résultats sur le rendement, comme dans le cas des éoliennes [13] ou de celui des panneaux photovoltaïques [12], pouvant mener à des controverses. Par exemple, la production d'éthanol aux États-Unis d'Amérique (USA) à partir de maïs est, suivant les références, rentable ou déficitaire [6]. Les rendements de la production de carburants d'origine agricole en Europe sont différents suivant les études menées [1,5]. Il est souvent difficile de connaître l'origine de cette dispersion pour une même filière, avec les mêmes procédés. S'agit-il de différences dans les

définitions adoptées ou dans la façon même de reporter les résultats, d'omissions ou de surestimations de coûts, ou encore d'une sensibilité à un facteur physique crucial pour le rendement, mais mal explicité ? Dans d'autres filières, les études sur le rendement restent peu nombreuses ou non accessibles (pétrole, gaz naturel, nucléaire, filières intégrant le dihydrogène...). De manière générale, il est à noter que :

- beaucoup de détails dans les données de base permettant de s'assurer des résultats ou de comprendre les différences sont souvent omis ;
- l'utilisation de lois ou de résultats des sciences physiques permettant des simplifications ou des vérifications n'est pas assez pratiquée ;
- des hypothèses cruciales ne sont pas suffisamment explicitées ou justifiées ;
- il n'y a pas de consensus sur les définitions à utiliser pour établir le rendement énergétique ;
- les résultats sont souvent exprimés avec une précision sans rapport avec celles des données de bases et des facteurs de conversion, ce qui rend certaines conclusions questionnables.

Ces lacunes reflètent à la fois la complexité du domaine de l'énergie et le faible intérêt qu'a obtenu le calcul du rendement après 1985 et la chute des cours monétaires des différentes ressources énergétiques. Des études estiment le rendement à partir de données indirectes, comme le taux d'émission de CO₂ ou le coût financier, sources d'imprécisions et d'erreurs. Un bilan d'émission de CO₂ nécessite au préalable un bilan des énergies primaires utilisées et dissipées [9,17], et donc la connaissance du rendement énergétique. Si ce dernier est incomplet ou mal établi, le bilan d'émission de CO₂ a toutes les chances d'être incorrect. Les travaux faisant l'objet d'une publication scientifique sont faibles et les publications qui existent sont parfois contestées (comme dans le cas de la production d'éthanol [6]). Nombre d'études de rendement se présentent sous la forme de rapports effectués ou commandés par des agences nationales ou internationales, par des entreprises, voire par des individus, et donc peu soumis à un examen critique par un organisme indépendant.

L'objectif de cet article est de proposer une méthodologie et des définitions pour déterminer le rendement énergétique de n'importe quelle filière de production énergétique, et de permettre ainsi une comparaison entre procédés au sein d'une même filière, mais aussi entre filières fondées sur des ressources différentes. Nous pointons toutes les difficultés qu'on peut rencontrer lors des étapes du calcul, en fournissant

des réponses à chacune. Notre argumentation s'appuie à la fois sur des connaissances de base en physique et chimie (lois de conservation, par exemple) et sur les réalités techniques. Elle s'inspire des études sur le rendement dans les différentes filières énergétiques citées ci-dessus.

Le présent article inclut également les principes pour établir les dépenses d'énergie dans les procédés de production de biens matériels (métallurgie, cimenterie...), dont beaucoup sont utilisés par les filières énergétiques. Comme ils ne sont pas producteurs d'énergie, on ne peut pas parler de rendement à leur sujet. Les dépenses sont ramenées par unité de masse de produit, ce qui permet une comparaison dans le temps ou entre procédés.

Pour éviter d'introduire d'autres difficultés, la portée de l'article se restreint à la seule analyse énergétique, sans aborder les aspects environnementaux (émission de polluants et de gaz à effet de serre, bilan carbone dans les filières...). L'outil introduit doit être cependant suffisamment souple et précis pour inclure des dépenses liées à la protection de l'environnement et à la sécurité des hommes. Il doit aussi être bien établi pour servir de base au calcul d'autres indicateurs (bilan d'émission de CO₂ ou bilan financier).

Dans la première partie, le principe du rendement est exposé sous la forme d'un indicateur simple : le taux de dépenses \mathcal{D} . On y discute l'intérêt du bilan énergétique par rapport à un seul bilan financier. La partie suivante décrit la méthode et les difficultés rencontrées dans la détermination de \mathcal{D} et donne une formule pour son calcul. On discute ensuite de l'importance des données de base et des incertitudes associées. Le § 5 traite de la disponibilité des ressources naturelles énergétiques et non énergétiques, nécessaire complément de \mathcal{D} pour l'étude d'une filière. \mathcal{D} joue en effet un rôle important dans la définition des réserves. La dernière partie, enfin, passe en revue des points particuliers, à l'origine de différences dans l'établissement de rendements.

2. Principe et importance du rendement

Le rendement énergétique exprime la contrainte fondamentale (ou naturelle) imposée par les deux principes de la thermodynamique à la filière de production d'une ressource énergétique. La filière que nous étudions ici couvre l'ensemble des étapes menant de l'extraction d'une ressource naturelle énergétique, ou énergie primaire, à la consommation de ses produits dérivés par les utilisateurs finaux : extraction, transport, transformation et distribution. Considérons l'ensemble de cette filière comme un bloc

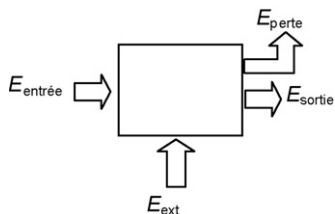


Fig. 1. Schéma énergétique d'une filière d'extraction et de transformation d'une ressource naturelle énergétique, avec les entrées et sorties des différents flux.

Fig. 1. Energy diagram of an extraction and transformation system of an energy natural resource, with the inputs and outputs of various fluxes.

traversé par des flux d'énergie $E_{\text{entrée}}$, E_{perte} , E_{sortie} , E_{ext} (Fig. 1). $E_{\text{entrée}}$ représente le flux d'énergie primaire extrait par la filière, correspondant au contenu énergétique convertible en chaleur, ou pouvoir calorifique, tandis que E_{sortie} est le flux énergétique sortant des produits. Le bloc inclut d'autres filières de production qui ont utilisé de l'énergie pour fournir des produits à la filière étudiée. Elles ont un flux d'entrée en énergie primaire E_{ext} . Le long des différentes filières, des énergies propres et externes sont dissipées sous une forme non utilisable (chaleur à température ambiante, contenu énergétique des déchets...) E_{perte} . Le principe de conservation de l'énergie impose :

$$E_{\text{entrée}} + E_{\text{ext}} = E_{\text{perte}} + E_{\text{sortie}}$$

Du fait de la dissipation d'énergie, toute l'énergie d'entrée ne se retrouve pas dans E_{sortie} . Le rendement énergétique doit rendre compte de l'efficacité de la filière à réduire les dissipations. Ces dissipations se comparent à l'énergie obtenue par l'extraction de la ressource naturelle $E_{\text{entrée}}$. Comme il s'agit d'établir un bilan, nous allons utiliser un vocabulaire propre à cet exercice, en parlant de gain G pour l'énergie extraite et de dépenses ou pertes D pour l'énergie dissipée. De manière générale, des termes comme « source », « production », « consommation », « pertes »... seront souvent employés, alors que, du fait de la conservation de l'énergie, ces expressions représentent un abus de langage. Abus tolérés si ces termes s'appliquent ou se comparent aux formes d'énergie utiles à l'homme (combustibles, électricité...) ainsi qu'aux énergies primaires.

Le rendement \mathcal{R} peut être exprimé sous la forme :

$$\mathcal{R} = (G - D)/G$$

valant 0 quand D atteint G , à la limite de la rentabilité.

Il lui sera préféré le taux de dépenses $D = D/G = 1 - \mathcal{R}$, car l'essentiel de l'étude consiste

à estimer les différentes dépenses D ; G est en général bien connu et unique. Cette expression permet aussi d'ajouter plus facilement d'autres dépenses nécessaires pour une comparaison plus rigoureuse entre filières :

- le coût des moyens de stockage (batteries, production et stockage de H_2 ou d'air comprimé. . .) pour palier la variabilité et l'imprévisibilité d'une énergie comme l'énergie éolienne par rapport à l'hydroélectrique ;
- toutes les dépenses jusqu'à l'essieu des roues d'une voiture pour une comparaison entre des filières électriques et des filières hydrocarbures dans le domaine du transport ;
- le coût pour convertir le charbon en carburants liquides et faire ainsi une comparaison avec le coût actuel des carburants obtenus par la filière pétrole.

Le seuil de taux de dépenses au-delà duquel la filière n'est plus rentable est théoriquement de 100 %, en pratique moins, de manière à dégager des bénéfices.

Les quantités d'énergie utile théoriquement disponibles dans la nature – ou ressources en place – qu'elles soient durables, sous forme de flux (dites aussi renouvelables : flux solaire et géothermique, flux mécanique des marées dû à l'attraction entre corps célestes), ou finies, sous forme de matières enfouies dans la croûte terrestre (énergies chimiques ou nucléaires des ressources fossiles et minérales), représentent au moins 100 fois plus que le flux utilisé, ou la quantité déjà consommée, par les hommes (voire aussi le § 5). Mais les flux ou quantités réellement utilisables – ou réserves – sont bien plus faibles, car ils dépendent des coûts pour les extraire par rapport au bénéfice obtenu, c'est-à-dire de D . D varie en fonction de la qualité des gisements d'énergie (terme propre aux ressources énergétiques fossiles ou minérales, mais qui peut être étendu aux énergies durables ou renouvelables). La conservation de l'énergie implique que le rendement appliqué à l'ensemble des filières énergétiques soit nécessairement positif (ou que les dépenses soient inférieures au gain obtenu). Une filière énergétique avec $D > 1$ nécessitera l'énergie produite par les autres filières. Le gisement pétrolier dont le joule de pétrole nécessite plus d'un joule pour son extraction, son transport et son raffinage n'est pas rentable, et il vaut mieux dépenser directement l'énergie des autres filières pour économiser l'énergie utile. La dégradation de D au cours de l'exploitation d'une ressource a des conséquences sur son niveau de production. Par exemple, le passage d'un gisement de $D = 10\%$ à un autre de $D = 70\%$, en supposant une autoconsommation, c'est-à-dire pas de dépenses extérieures, s'accompagne, soit d'une réduction d'un facteur

trois des quantités finales produites, soit d'une augmentation d'un facteur trois des quantités extraites pour conserver la même quantité finale. Les réserves s'épuiseront alors trois fois plus vite.

Le bilan financier dépend de critères (coûts d'investissement, salaires, marchés, régime fiscal, dettes, inflation, voire décisions politiques...) qui le rendent peu fiable pour l'établissement du bilan énergétique. Il peut ainsi être positif, alors que $\mathcal{D} > 1$, du fait de subventions, de détaxes ou de coûts supportés par des sociétés extérieures. L'industrie de production de l'éthanol à partir de maïs aux États-Unis a bénéficié à la fois d'énergies bon marché pour ses dépenses et d'un prix de vente avantageux. En 1999, au moment où cette dernière décide d'investir massivement dans la construction d'usines, le prix du gaz naturel, principal combustible utilisé, est de 2 \$/GJ. Outre les aides publiques au niveau des fermes et des usines, cette industrie reçoit du gouvernement une subvention indirecte de 6,3 \$ par GJ d'éthanol, sous forme d'une prime aux raffineurs pour qu'ils achètent plus cher l'éthanol et le mélangent à l'essence. Même avec $\mathcal{D} > 1$, le bilan financier reste positif.

Le bilan financier peut au contraire sous-estimer la rentabilité d'une filière. Cela provient d'une sous-évaluation du prix des énergies, comme celui des hydrocarbures fossiles, par rapport à ceux des secteurs des services ou aux salaires... Au début de 1999, le prix de vente du pétrole brut par les compagnies pétrolières était d'environ 2 \$/GJ (correspondant à un prix de 12 \$ le baril). D'un autre côté, ces compagnies doivent payer les services et les produits d'une économie d'un pays développé comme les États-Unis. 100 \$ de coût de ces produits ont nécessité en moyenne la consommation de 1 GJ de pétrole ou équivalent en autres énergies (valeur déduite du rapport entre le produit intérieur brut et la consommation d'énergie primaire des États-Unis, d'après [2]). Les faibles prix de vente et les coûts financiers élevés ont obligé les compagnies à s'endetter à la fin des années 1990. Les dépenses énergétiques de la filière pétrole sont pourtant faibles et viennent en majorité de la filière même (carburants pour le forage et le transport, et auto-consommation dans les raffineries, le tout représentant moins de 10 % du contenu, pour un pétrole faiblement bitumineux).

Par ailleurs, le bilan financier est beaucoup plus sensible aux fluctuations des prix de l'énergie ou à ceux d'autres secteurs d'activité qu'à un réel progrès en termes d'efficacité. Entre 1999 et 2005, les prix du gaz naturel et du pétrole brut aux États-Unis ont été multipliés par 4 [3]. L'industrie américaine de l'éthanol

envisage l'utilisation de la biomasse ou du charbon pour ses nouvelles usines, au lieu du gaz naturel. L'industrie pétrolière fait de nouveau d'importants bénéfices. Pour des prévisions sur le long terme, le bilan énergétique est plus fiable que le bilan financier.

3. Méthodologie

La filière énergétique étudiée est décomposée en plusieurs étapes i correspondant chacune à un procédé ou à un ensemble de procédés liés. Pour chaque étape sont déterminées les différentes dépenses directes. Ces dépenses, sous forme d'énergies et de matériel directement utilisables, font intervenir d'autres dépenses, réalisées dans des filières extérieures à celle étudiée.

3.1. Étapes et flux d'une filière

La Fig. 2a présente le diagramme générique des étapes successives i d'une filière pour extraire et transformer une ressource énergétique. Les symboles E représentent à la fois les différentes formes d'énergie et le pouvoir calorifique PC associé. Le point de départ de la filière coïncide avec l'unité d'extraction de la ressource de la nature. La ressource brute avant traitement peut être considérée comme la sortie d'énergie au niveau 0 : $E_{\text{sort}0}$. Il s'agit du pétrole ou du gaz en tête de puits de production ou de la chute d'eau d'un barrage. Leur PC ou leur énergie potentielle sont rarement indiqués, par manque d'intérêt commercial (mais ils sont utiles lors de la phase de planification de la filière). La ressource est mesurée pour la première fois sous la forme $E_{\text{sort}1}$, après une première série de traitements, qui la rend commerciale et utilisable pour de premières applications. À ce stade, la ressource est appelée énergie primaire. La définition et la mesure des énergies primaires ne sont pas indépendantes de conventions, en raison de la complexité des techniques d'extraction des différentes ressources (voir § 3.2). Dans la filière, la ressource énergétique obtenue à l'issue de l'étape i , $E_{\text{sort}i}$, est utilisée à l'entrée de l'étape $i+1$.

Si on prend l'exemple de la filière de production d'électricité d'origine hydraulique, la première étape consiste en la transformation en électricité de la chute d'eau s'écoulant d'un réservoir qui a recueilli les eaux d'un bassin versant. $E_{\text{sort}1}$ correspond à la production électrique en sortie du barrage. L'électricité est ensuite transportée par un réseau de câbles jusqu'à une usine ou une maison particulière. Elle peut être finalement convertie en chaleur, en travail mécanique (machines

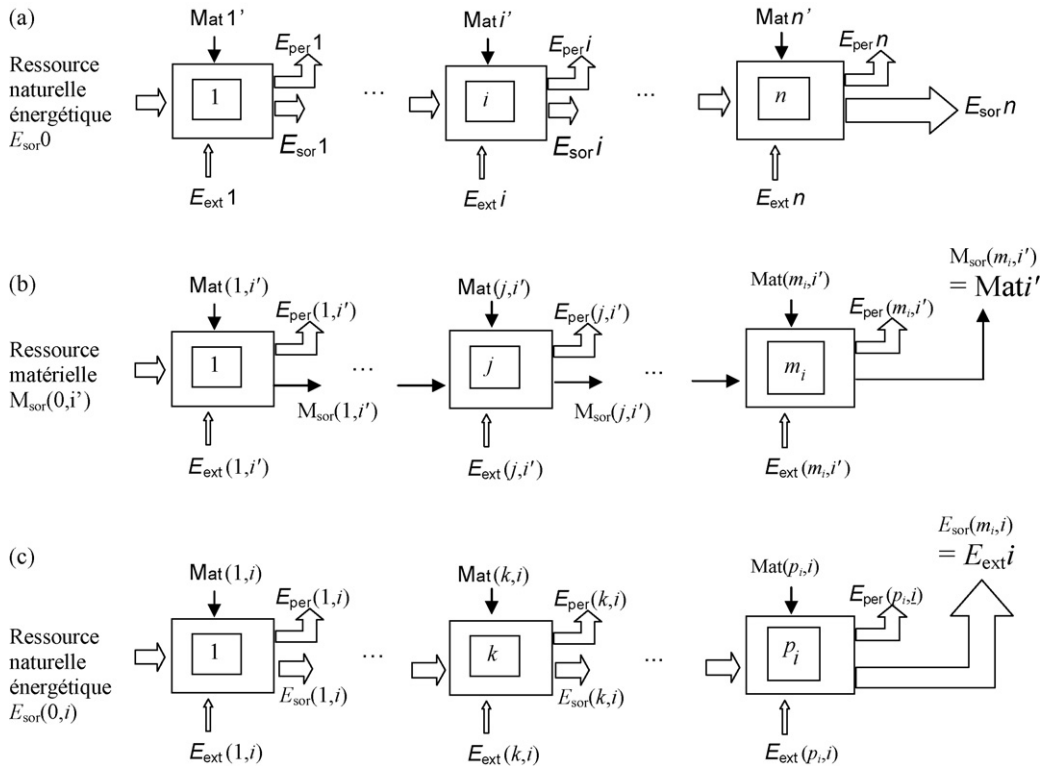


Fig. 2. (a) Diagramme des flux d'énergie et de matière de la filière d'étude. La filière est décomposée en différentes étapes i , allant de l'extraction de la ressource naturelle jusqu'à sa forme d'utilisation $E_{sor}n$. D'une étape i à la suivante est transmise la ressource énergétique transformée par l'étape i , $E_{sor}i$, à commencer par la ressource initiale naturelle $E_{sor}0$. Chaque étape reçoit des flux extérieurs d'énergie directe $E_{ext}i$, et de matériel Mat_i et perd de l'énergie $E_{per}i$. (b) Diagramme et flux de la filière extérieure produisant le matériel Mat_i utilisé dans l'étape i de la filière d'étude. (c) Diagramme et flux de la filière extérieure permettant l'apport de la forme d'énergie $E_{ext}i$ à l'étape i de la filière d'étude.

Fig. 2. (a) Diagram of energy and material fluxes of the studied system. The system is broken up into various stages i , from the extraction of the natural resource to its form of use $E_{sor}n$. From stage i to the following one, the energy resource transformed at stage i , $E_{sor}i$, is transmitted, starting with the natural initial resource $E_{sor}0$. Each stage receives external fluxes of direct energy $E_{ext}i$ and of material Mat_i and loses energy $E_{per}i$. (b) Diagram and fluxes of the external system producing Mat_i material used in stage i of the studied system. (c) Diagram and fluxes of the external system allowing the contribution of the form of energy $E_{ext}i$ at stage i of the studied system.

outils, trains...), en lumière ou en énergie chimique (électrolyse de métaux...), suivant les applications.

À chaque étape i correspond un apport extérieur entrant d'énergies directes, $E_{ext}i$ (combustibles, flux de chaleur et d'électricité), ou d'énergies indirectes sous forme de matériel Mat_i . Cette énergie indirecte représente l'énergie utilisée pour la fabrication du matériel Mat_i suivant plusieurs étapes, à partir de ressources minérales ou organiques extraites de la nature, ou de déchets recyclés (Fig. 2b). Une grande partie des dépenses d'énergie sur un barrage est sous forme de matériel : béton, turbines, alternateurs... Ces dépenses d'investissement (cf. § 3.4) peuvent être importantes. Les énergies $E_{ext}i$ correspondent à la sortie d'autres filières énergétiques, avec chacune leurs dépenses réparties de la même manière, suivant différentes étapes (Fig. 2c). Il est nécessaire de

considérer les dépenses de ces filières extérieures, puisqu'elles sont consacrées, même indirectement, au fonctionnement de la filière d'étude.

Aussi, à chaque étape i , de l'énergie est perdue sous forme de chaleur ou de déchets, $E_{per}i$. C'est ce terme qui nous intéresse dans notre bilan d'énergie. En l'absence d'accumulation d'énergie, la somme des flux doit être nulle à chaque étape (du fait de la conservation de l'énergie). En pratique, $E_{per}i$ est souvent mal connue, et est déterminée à partir des autres flux, de manière à obtenir ce bilan nul.

Le point d'arrivée correspond à la dernière étape de transformation ou de transport de l'énergie sous une forme directement utilisable pour les activités des particuliers ou des industries. Cette définition reste cependant ambiguë, et il est important de préciser ce point d'arrivée, puisque le taux de dépenses D en dépend.

Ce point d'arrivée est souvent fixé de manière à ce que \mathcal{D} permette une comparaison entre filières donnant la même forme finale. Il peut correspondre au compteur électrique de l'utilisateur final. Cela peut être suffisant pour une comparaison avec d'autres filières électriques. En revanche, si \mathcal{D} est destiné à mesurer l'efficacité de la filière hydroélectrique dans le domaine du transport routier par rapport à la filière pétrolière, cela nécessite de connaître les dépenses jusqu'à l'essieu des roues motrices, où l'énergie finale $E_{\text{sort}n}$ est sous forme mécanique : de « la source à la roue » ou *from well to wheel* [5].

3.2. Les énergies primaires E_p

La liste des différentes ressources énergétiques de la nature exploitées par l'homme, ou énergies primaires E_p , est bien délimitée. Par ordre de quantité énergétique produite mondialement en 2005, il s'agit du pétrole (pétrole brut, bitumes et hydrocarbures légers extraits du gaz naturel), du charbon (de la tourbe à l'antracite), du gaz naturel, de la biomasse, de la chaleur dégagée par la fission nucléaire, de l'électricité produite par les barrages hydrauliques et d'autres énergies, représentant encore moins de 1 % de l'ensemble (énergie produite à partir du vent, de la géothermie, du soleil, de la marée océanique, de la houle, de la différence de température sur la hauteur océanique. . .).

Les conventions et méthodes pour mesurer leur contenu énergétique E_p choisies ici sont celles adoptées par la plupart des organismes nationaux ou internationaux chargés de collecter les données de production et d'utilisation énergétiques [10]. Ces conventions ont été établies de manière à tenir compte des réalités techniques et des différences entre filières énergétiques. La mesure de E_p se fait le plus en amont possible de chaque filière, mais après un premier traitement rendant la ressource apte à de premières applications ou à être vendue.

Ainsi, les hydrocarbures fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel) et la biomasse (déchets végétaux brûlés, carburants et gaz d'origine agricole. . .) sont comptabilisés par leur pouvoir calorifique. Les produits agricoles destinés à l'alimentation ne font pas partie des énergies primaires du fait de leur intérêt particulier pour notre survie, que ne peuvent remplacer les énergies primaires.

Les énergies calorifiques ou mises sous forme calorifique (solaire, nucléaire, géothermique) sont mesurées par le contenu de la chaleur utilisée. Si cette chaleur sert à la production électrique, E_p est déterminée à l'aide de la puissance électrique obtenue, plus facile à mesurer, et avec un rendement thermodynamique moyen par E_p .

Les autres formes d'énergie converties directement en électricité (mécanique, rayonnement) sont comptées par l'électricité produite sans conversion.

3.3. Détermination de G , D et \mathcal{D}

Des différents flux d'énergie E intervenant dans la filière, il faut identifier G et D pour en déduire le taux de dépenses \mathcal{D} . Leur choix n'est pas a priori unique et \mathcal{D} en dépend, introduisant une part d'arbitraire. Le choix le plus rigoureux peut être guidé par l'intérêt de \mathcal{D} d'être, non seulement un comparateur entre différentes filières, mais aussi un indicateur absolu de rentabilité énergétique, avec $\mathcal{D} = 1$ représentant une limite.

3.3.1. Choix pour G

Du fait des entrées et sorties d'énergie à chaque étape d'une filière, le contenu énergétique de la ressource varie entre étapes. Deux choix sont alors possibles : soit $G = E_{\text{sort}1}$ (énergie primaire), soit $G = E_{\text{sort}n}$ (énergie finale). Il pourrait sembler logique de privilégier pour G la forme finale, car elle est celle recherchée et celle dont on veut connaître les coûts de fabrication. Cependant, en faisant ce choix, il est très difficile de compter dans les dépenses les pertes propres de la ressource dans la filière, ou dépenses propres, comme les pertes de chaleur d'une centrale électrique thermique. Sinon \mathcal{D} deviendrait très rapidement supérieur à 1, sans signifier que la filière n'est pas rentable. En outre, si des étapes supplémentaires devaient être rajoutées en fin de chaîne, le choix $G = E_{\text{sort}n}$ oblige à modifier les différents taux de dépenses, alors qu'avec $G = E_{\text{sort}1}$, il suffit d'ajouter les taux des nouvelles étapes.

Si certains déchets de la première étape $E_{\text{per}1}$ finissent par être valorisés comme de l'énergie, l'énergie primaire associée s'ajoute comme un gain G_{sp} à $E_{\text{sort}1}$. L'énergie des déchets obtenus en aval de l'étape 1 et valorisés comme de l'énergie est retirée des dépenses propres (voir ci-après).

3.3.2. Contributions et choix pour D

D peut être la somme de trois contributions : G , les dépenses propres D_p et les dépenses correspondant aux apports extérieurs d'énergie D_{ext} .

G n'est pas comptabilisé, pour que \mathcal{D} ne soit pas automatiquement supérieur à 1 et n'ait plus aucun sens comme indicateur de rentabilité. La ressource énergétique est donc considérée comme gratuite, quelle que soit sa nature, combustibles fossiles ou énergies dites renouvelables. Dans certaines études [1], G est inclus dans les dépenses, quand il s'agit des combustibles fossiles, et exclu pour les autres (en outre, parmi les

dépenses extérieures, celles d'origine renouvelable sont aussi omises). Cette distinction sous-entend que les ressources renouvelables ne présentent pas de problème d'approvisionnement et peuvent être donc abondamment utilisées, même si les dépenses sont supérieures à celles pour les filières fossiles. Ce potentiel de ressources durables est connu depuis longtemps et a fait régulièrement l'objet de projets et de tentatives d'exploitation [16]. C'étaient même les seules avant l'avènement de la révolution industrielle, vers la fin du XVIII^e siècle. L'exploitation des ressources fossiles, plus rentable et donc plus lucrative financièrement, une fois mis au point les outils pour la faire, leur a été préférée. Les énergies renouvelables ne représentent d'ailleurs actuellement que 10 % des énergies primaires utilisées dans le monde, essentiellement sous forme de biomasse, tandis que les combustibles fossiles et nucléaires en représentent plus de 85 %. Leur intérêt n'est donc pas si évident qu'il incite à modifier la façon de calculer leur rendement. Il est donc préférable de calculer le taux de dépenses \mathcal{D} suivant la méthodologie proposée au § 3 comme indicateur commun à toutes les énergies. La disponibilité des ressources doit être traitée directement en complément de \mathcal{D} (cf. § 5).

Les dépenses propres totales de la filière D_p correspondent à $E_{\text{sort}1} - E_{\text{sort}n}$. Elles sont donc comptabilisées après la mesure de $E_{\text{sort}1}$. Si, parmi les formes d'énergie perdue après l'étape 1 $E_{\text{per}i}$, $i > 1$, une partie est valorisée comme énergie utile, cette énergie est déduite des dépenses propres au même titre que $E_{\text{sort}n}$. Les pertes de conversion de la chaleur en énergie électrique dans une centrale thermique et l'électricité dissipée dans les lignes du réseau sont des exemples de dépenses propres. En revanche, de par la définition des énergies primaires pour l'hydroélectricité et l'éolien, les pertes de conversion de l'énergie mécanique en électricité ne sont pas comptées comme des dépenses propres.

D_{ext} doit inclure les coûts directs représentés par $E_{\text{ext}i}$, mais aussi les coûts occasionnés dans les filières extérieures. D_{ext} , et donc \mathcal{D} vont dépendre des performances des filières extérieures indépendamment de celle de la filière d'étude. Suivant son origine, l'électricité utilisée peut être produite avec un rendement d'environ 33 %, si elle provient d'une centrale nucléaire (rendement par rapport à l'énergie de fission sous forme de chaleur), ou de près de 100 %, si elle provient d'un barrage. Quel choix faut-il faire pour la filière extérieure ? Faut-il prendre les filières extérieures les plus performantes ? Ou celles effectivement utilisées dans les études réalisées ? Pour diverses raisons, comme par exemple un manque d'énergie primaire associée, la

filière la plus performante n'est pas choisie. Un pays avec une très faible altitude aura un potentiel hydroélectrique quasi inexistant. On peut proposer deux façons de compter D_{ext} :

- en considérant que la ressource exploitée et transformée est la seule énergie disponible sous ses différentes formes dans la filière, et qu'elle assure toutes les dépenses y compris dans les filières extérieures. Les dépenses extérieures deviennent des dépenses propres, D_{ext}^p ;
- en étudiant uniquement la situation réellement rencontrée et pour laquelle les données de base sont disponibles, y compris dans les filières extérieures, D_{ext}^r .

Avec D_{ext}^p , \mathcal{D} devra être automatiquement plus faible que 1 pour que la filière soit au moins autosuffisante. Il faut imaginer des filières extérieures n'utilisant que cette ressource pour produire aussi bien les dépenses d'énergie que celles de matériel. Le pétrole et le gaz naturel se trouvent quasiment dans cette situation, même au niveau des champs où sont utilisés, soit des carburants pour les forages, soit une partie du gaz naturel extrait pour le fonctionnement des usines de traitement. C'est l'une des raisons de leur si grand intérêt, et qui assure leur rentabilité. Une filière de production électrique pourrait assurer sa propre consommation électrique et celle des filières extérieures.

Peut-on imaginer la même chose pour l'éthanol : utilisé comme carburant dans les engins agricoles, comme réactif pour produire des engrais azotés, comme combustible dans les usines... ? Bien que cela soit plausible, il n'existe que peu de données pour faire ce calcul, du fait que l'éthanol est valorisé principalement comme carburant. Les filières existantes sont un résultat entre performance, disponibilité des ressources, maîtrise technique, temps de renouvellement des installations, mais aussi économies par faible investissement financier... Il faut sans doute renoncer à disposer d'un indicateur \mathcal{D} parfait au profit d'un indicateur calculé à partir des données réellement disponibles incluant les dépenses des filières extérieures (Fig. 2b et c). Les dépenses D_{ext}^r sont donc :

$$D_{\text{ext}}^r = \sum_i D(\text{Mati}^i) + \sum_i D(E_{\text{ext}i}) \quad (1)$$

avec, pour chaque étape i :

$$D(E_{\text{ext}i}) = \sum_k D(\text{Mat}(k, i)) + \sum_k D(E_{\text{ext}}(k, i)) + E_{\text{sor}}(1, i), \quad (1a)$$

$$D(\text{Mati}') = \sum jD(\text{Mat}(j, i')) + \sum jD(E_{\text{ext}}(j, i')). \quad (1b)$$

Les énergies $E_{\text{ext}}(j, i')$ et $E_{\text{ext}}(k, i)$, ainsi que les matériels $\text{Mat}(j, i')$ et $\text{Mat}(k, i)$, utilisés à chaque étape j et k des filières de la Fig. 2b et c, font aussi appel à des dépenses indirectes dans d'autres filières. Cet enchaînement amène à connaître les flux de dépenses de nombreuses filières. *In fine*, les filières mènent à un nombre limité d'énergies primaires (cf. § 3.2). Comme il semble difficile de fixer une limite arbitraire à cet enchaînement, les dépenses devront remonter aux coûts en énergies primaires. D_{ext} représente ainsi la somme de toutes les énergies primaires utilisées par d'autres filières pour la filière étudiée.

3.3.3. Calcul du taux de dépenses

Le calcul du taux de dépenses, \mathcal{D} se fait en incluant d'éventuels gains de sous-produits de l'étape 1, G_{sp} :

$$G = E_{\text{sort}}1 + G_{\text{sp}} \quad (2)$$

D'après §3.3.2, \mathcal{D} vaut :

$$D = D_{\text{ext}} + D_p \quad (3)$$

en utilisant les relations (1) pour le calcul de D_{ext} .

Du fait des différents choix possibles pour D_{ext} , la synthèse sur l'étude de $\mathcal{D} = D/G$ devra indiquer les caractéristiques des filières extérieures, du moins pour les principales (comme la répartition choisie pour les différentes énergies primaires utilisées dans la production électrique).

3.4. \mathcal{D} et les dépenses d'investissement

Parmi les dépenses extérieures, on peut distinguer deux types de dépenses :

- les dépenses d'exploitation, en gros proportionnelles à la quantité d'énergie produite ;
- les dépenses d'investissement ou de maintenance.

Ces dernières concernent les énergies et matériaux utilisés de manière ponctuelle, en particulier tout l'équipement des procédés de la filière et son montage avant exploitation (barrage hydroélectrique, réseau électrique...). Elles peuvent représenter le plus gros des dépenses (cas des énergies éolienne, solaire, hydroélectrique, marémotrice et, en partie, nucléaire). Leur taux de dépenses est plus difficile à calculer que celui des dépenses d'exploitation, par la difficulté à déterminer le gain G associé. Ce dernier représente la quantité totale de la ressource traitée durant la durée de vie de ces équipements. Si ces équipements ne sont pas

employés uniquement dans la filière étudiée (le réseau électrique transporte l'électricité d'autres centrales), il faut réduire la dépense en rapport avec son taux réel d'utilisation dans la filière. L'industrie dispose d'une estimation, sous forme de probabilités, de la durée de vie de chacun de ses produits manufacturés, grâce à des essais de vieillissement accéléré ou à des retours d'expérience. Lors des études de développement, les ingénieurs planifient avec ces informations une durée de vie moyenne des équipements, en faisant un compromis entre coûts financiers et qualité des composants les plus fragiles ou les plus soumis aux efforts. Les estimations de durée de vie varient en général entre 20 ans, pour les petites et moyennes infrastructures (panneaux solaires, éoliennes), et 60 ans, pour les infrastructures plus lourdes, comme les centrales électriques à combustibles fossiles, voire les futures centrales nucléaires (avec une importante maintenance). Si tous les paramètres physiques affectant la durée de vie des équipements sont maîtrisés, il s'agit en général d'une estimation prudente. Comme l'usure due à ces paramètres est souvent liée à la quantité traitée (plus d'ailleurs qu'à une durée de vie théorique en nombre d'années, du fait d'un taux d'utilisation qui peut être différent du taux prévu), il existe une certaine proportionnalité entre D et G . L'usure d'un réacteur nucléaire est à peu près proportionnelle au taux de fissions neutroniques, qui commande aussi la puissance réelle. Une centrale avec un taux d'utilisation plus faible qu'une autre pourra avoir une durée de vie plus grande, mais le rapport D/G ne sera pas forcément plus faible. Mais si on s'écarte des conditions d'utilisation prévues, on peut aussi réduire la durée de vie et la quantité G traitée, et augmenter ainsi \mathcal{D} . Un réacteur soumis à des changements de puissance fréquents subit une usure plus rapide par les variations induites de température et les contraintes cycliques sur les structures qui en résultent. Une éolienne implantée à un endroit parcouru par des vents trop forts et turbulents pourra subir une usure plus rapide sans pour autant produire plus (au-delà d'une certaine vitesse du vent, les éoliennes ne fonctionnent plus).

Pour résumer, les taux des dépenses d'investissement, très souvent associés au matériel utilisé, présentent une large part d'incertitude. Cette incertitude se répercute sur le taux de dépense global quand ces dépenses d'investissement représentent une fraction importante (environ plus de 30 % du total). Il est donc nécessaire de fournir un maximum de détails techniques pour le calcul de G et D , en particulier les hypothèses faites pour estimer G , qui correspond à la quantité de ressource énergétique traitée par le matériel durant sa durée de vie. Ces détails peuvent couvrir les paramètres

physiques qui jouent sur cette durée de vie (phénomènes de corrosion, de radioactivité ou de contraintes différentielles...).

3.5. Facteurs d'influence de \mathcal{D}

De manière générale, l'étude du taux de dépenses d'une filière doit pouvoir permettre de déterminer les paramètres physiques importants qui interviennent dans le rendement. La détermination de ces paramètres va être guidée à la fois par l'analyse des données de base et par des considérations physiques et techniques. Par exemple, le rendement d'une éolienne dépend de la longueur de ses pales L . L'énergie cinétique capturée par l'éolienne, et donc G , est proportionnelle à la surface balayée par les pales, ou L^2 . Si le coût de fabrication de l'éolienne ne varie que linéairement avec L , \mathcal{D} varie de façon inversement proportionnelle à L . Mettre en évidence et quantifier ces dépendances nécessite une collecte suffisamment précise et détaillée des données de base.

4. Les données de base

Le calcul du taux de dépenses repose sur la disponibilité et la qualité des données brutes ou de base. Elles doivent représenter les quantités des ressources entrant et sortant à chaque étape sur un temps donné, mesurées directement (quantités de combustible en masse ou volume, énergie électrique, nature et quantité des matériaux...). Ce sont les données qui dépendent le moins des interprétations, et donc des erreurs qui peuvent en résulter. Elles correspondent aussi à des situations réelles, c'est-à-dire à des procédés effectivement utilisés, même à un niveau de prototype industriel. Si des données proviennent d'extrapolation de résultats obtenus en laboratoire, il est impératif de l'indiquer, étant donné leur caractère incertain à l'échelle industrielle.

De manière à pouvoir faire les conversions en énergie, les caractéristiques de ces ressources doivent être bien connues (pouvoirs calorifiques par unité de masse ou de volume...). Des informations comme la composition du béton du barrage ou le type d'acier utilisé pour les turbines peuvent avoir leur importance pour estimer le coût de fabrication des matériaux. Les matériaux spéciaux demandent en général plus d'énergie. La collecte et le traitement des données brutes nécessitent moyens et temps (souvent enquêtes d'agences gouvernementales ou rapports réalisés pour ces agences, études universitaires...). Ils peuvent être sujets à erreurs ou imprécisions, et il est donc préférable

de disposer d'autres sources indépendantes de données pour des vérifications au moins approximatives. L'utilisation de lois de comportement bien établies et plus ou moins physiques permet d'interpoler, voire d'extrapoler, les données brutes disponibles. Dans le domaine des transports, les causes de dissipation énergétique sont bien connues, et leurs effets sont modélisés en fonction des paramètres du véhicule, comme sa géométrie, son poids à vide et des variables comme la distance parcourue et le poids utile. Les paramètres de ces modèles peuvent être déterminés lors d'études dédiées, dans lesquelles sont rassemblées les données des dépenses de carburants en fonction de différentes valeurs des variables.

Les données brutes sur la filière d'étude doivent inclure les dépenses des autres filières, énergétiques ou non, qui ont fourni les apports extérieurs. Ces filières ont aussi des apports extérieurs obtenus à partir d'autres filières, dont peut-être celle d'étude. La masse de données devient ainsi tellement importante que sa collecte complète ne semble pas réaliste. Par ailleurs, il n'existe aucune mesure fiable (précision des appareils, erreur statistique due à un échantillonnage, erreurs involontaires...). Toutes données brutes présentent une incertitude qui est au mieux de quelques pour cent de sa valeur. \mathcal{D} , qui est calculé à partir de ces données brutes, ne pourra donc pas atteindre une précision meilleure que celle des données brutes. Cette incertitude inévitable permet de simplifier le travail de collecte.

Il est bon d'abord de rappeler la façon dont se propagent les incertitudes dans le cas d'erreurs aléatoires. Ces erreurs dépendent faiblement d'une multitude de facteurs indépendants, ce qui rend leur variation illusoire à étudier autrement que par une grandeur aléatoire. La propagation des erreurs des données brutes x_i jusqu'au résultat y suit le schéma suivant (en supposant que la densité de probabilité d'une grandeur aléatoire est décrite par une distribution gaussienne d'écart-type σ_{xi} , et que les x_i sont indépendants) :

$$\sigma_y^2 = \sum_i \left(\frac{\delta f}{\delta x_i} \right)^2 \sigma_{xi}^2$$

avec la relation entre y et les x_i :

$$= f(x_1, \dots, x_i, \dots, x_n)$$

Dans le cas de \mathcal{D} , somme des différents taux de dépenses \mathcal{D}_i , l'incertitude totale $\sigma_{\mathcal{D}}$ s'estime à partir des incertitudes $\sigma_{\mathcal{D}_i}$ de chaque taux de dépenses \mathcal{D}_i , selon :

$$\sigma_{\mathcal{D}}^2 = \sum_i \sigma_{\mathcal{D}_i}^2$$

On suppose que l'incertitude sur la donnée est relative, c'est-à-dire proportionnelle à la valeur moyenne de la donnée (ce qui est très souvent vérifiée). De ce fait, l'incertitude sur \mathcal{D} va être dominée par celles des \mathcal{D}_i de poids élevés. Supposons que \mathcal{D} soit la somme de deux taux, \mathcal{D}_1 et \mathcal{D}_2 , d'incertitudes $\sigma_{\mathcal{D}_1}$ et $\sigma_{\mathcal{D}_2}$, respectivement. $\sigma_{\mathcal{D}_i}$ représente une fraction F_i de \mathcal{D}_i . \mathcal{D}_1 et \mathcal{D}_2 n'ont pas le même poids, par exemple $\mathcal{D}_1 = 50 \mathcal{D}_2$. De la relation précédente et de quelques calculs, on déduit que :

$$\sigma_{\mathcal{D}}^2 = \sigma_{\mathcal{D}_1}^2 \{1 + F_2^2 / (2500 F_1^2)\}$$

F_2 peut être bien plus grand que F_1 (jusqu'à 40 fois, par exemple), sans que l'incertitude sur \mathcal{D} , dominée par celle sur \mathcal{D}_1 , ne change beaucoup. Le travail de précision doit donc se concentrer sur \mathcal{D}_1 .

Dans un premier temps, il est bon de faire une estimation à 10–20 % à partir de premières données, afin de classer l'importance des différents taux de dépenses. Les apports extérieurs peuvent être estimés par leur pouvoir calorifique PC, pour les énergies, ou par leur masse et leur coût énergétique par unité de masse, pour les matériaux. Des valeurs de PC et de coûts par unité de masse ou de volume pour les principaux matériaux (plaques d'acier, d'aluminium...) peuvent être déterminées à partir de données contenues dans des aide-mémoire ou des encyclopédies techniques. Les bilans d'énergie des filières d'énergie primaire fournis par des agences internationales et gouvernementales peuvent donner de premières estimations des pertes dans ces filières. Ce travail implique de construire une base de données sur les différentes filières énergétiques et sur les principales filières de matériaux. Le travail se concentrera sur l'amélioration de la précision des dépenses les plus importantes, jusqu'à une erreur de quelques pourcent. Les valeurs des dépenses plus faibles peuvent être obtenues par des estimations, ou même par des ordres de grandeur, suivant leur pourcentage dans le taux de dépenses total. Le **Tableau 1** propose trois catégories de \mathcal{D}_i , définies suivant leur pourcentage dans \mathcal{D} , et indique les valeurs des incertitudes de chacune, de manière à conserver une incertitude sur \mathcal{D} de quelques pourcent.

Le cadre dans lequel ces données ont été obtenues fixe le domaine de validité du rendement énergétique. En effet, les données peuvent concerner la construction et le fonctionnement d'un seul barrage, qui ne sera pas forcément représentatif du coût des autres barrages hydroélectriques, même de type identique. Le coût de construction peut aussi évoluer avec les progrès techniques et les mesures environnementales. De manière générale, les données d'une même filière

Tableau 1

Valeurs d'incertitude recommandées pour trois catégories de \mathcal{D}_i définies suivant leur part dans \mathcal{D} , afin de conserver une incertitude sur \mathcal{D} de quelques pourcent

Table 1

Values of uncertainty recommended for three categories of \mathcal{D}_i defined following their contribution to \mathcal{D} in order to preserve an uncertainty on \mathcal{D} of a few percents

$\mathcal{D}_i/\mathcal{D}$ ou part de \mathcal{D}	$F_i = \sigma_{\mathcal{D}_i}/\mathcal{D}_i$ ou incertitude relative	Qualificatif de l'incertitude de \mathcal{D}_i
1–0,2	0,02–0,05	quelques %
0,2–0,03	0,05–0,2	environ
< 0,03	0,2–2	de l'ordre

peuvent dépendre du gisement, des procédés de production...

Ainsi, plus les données brutes seront détaillées, mieux la sensibilité du rendement énergétique à différents paramètres sera connue. La contrepartie est un travail d'analyse plus complexe. Le risque de moyenniser des données de plusieurs gisements et/ou à différentes dates est de négliger l'influence de paramètres déterminants pour le rendement (pratiques ou procédés plus coûteux que d'autres...). Ces erreurs sont qualifiées de systématiques par différence par rapport aux erreurs aléatoires. Le travail d'analyse des données doit pouvoir distinguer entre ces deux types d'erreurs, en s'appuyant également sur les connaissances techniques et fondamentales des différents procédés.

5. Disponibilité des ressources énergétiques

Le rendement d'énergie n'aborde pas le problème des quantités disponibles des ressources naturelles dépensées par les filières, à commencer par la principale. Le rendement peut être très bon, mais correspondre à des gisements en voie d'épuisement et non remplaçables, ou de taille limitée. D'autres gisements peuvent exister, mais ils seront associés à un rendement plus faible, du fait de caractéristiques plus mauvaises (ressource sous une forme peu utilisable ou difficulté d'extraction...). Il est donc nécessaire d'apporter des éléments sur la disponibilité des ressources. Pour l'analyse, les ressources naturelles peuvent être classées en deux catégories :

- les ressources extraites pour servir de matière première à l'industrie et à l'agriculture (minerais, matière organique, eau...);
- celles extraites pour leur intérêt énergétique ou énergies primaires E_p .

Les hydrocarbures fossiles peuvent entrer dans les deux catégories. Mais étant donné leur principale utilisation comme combustible, elles seront considérées comme des énergies.

5.1. Les ressources utilisées comme matières premières

Ces ressources comprennent les minerais extraits de la croûte terrestre pour alimenter les cimenteries, verreries (calcaire, sable, argiles...) et les industries métallurgiques (oxydes de fer, bauxite...), les terres agricoles et forestières, etc. Elles comprennent aussi l'eau utilisée pour l'irrigation en agriculture, ainsi que dans beaucoup de procédés d'extraction et de transformation.

Des agences géologiques disposent de données à jour sur l'exploitation des ressources minérales et sur l'estimation de leur réserve. Ces dernières correspondent à l'ensemble des gisements accessibles, où l'élément d'intérêt est suffisamment concentré et sous une forme exploitable. Ces gisements ne présentent pas tous la même rentabilité, et il existe ainsi différents niveaux de réserves suivant leurs coûts d'exploitation. L'étendue et la qualité de tous les gisements ne sont pas connues avec la même précision, ce qui ajoute encore aux incertitudes et à la complexité de classement des réserves.

L'agence fédérale américaine de géologie, le *US Geological Survey* (USGS), définit différentes catégories à partir de paramètres géologiques, techniques et économiques. Les réserves de base, catégorie choisie ici pour représenter les réserves, désignent la partie des ressources assez bien connue et extractible avec des procédés opérationnels. Elle inclut des réserves considérées, pour l'instant, non financièrement rentables, mais qui pourraient l'être avec l'évolution des prix de vente.

Les réserves de base des minerais à l'origine des principaux métaux (Fe, Al, Cu, Zn...) sont égales à entre 50 et 200 fois la quantité extraite annuellement ces dernières années. À supposer que la production reste constante (en réalité elle augmente pour la majorité des métaux), ce coefficient de proportionnalité correspondrait au nombre d'années de disponibilité de ces ressources métalliques. Ainsi, pour Cu, les réserves de base mondiales sont de l'ordre de 1 Gt, représentant plus de 60 fois la production de 2005. D'après leur abondance moyenne dans la croûte terrestre, les quantités théoriques de ces métaux, et des éléments en général, représentent au moins plusieurs millions de fois les quantités extraites annuellement. L'abondance du Cu dans la croûte terrestre est de 60 g/t en moyenne,

et correspond à une quantité de l'ordre de 1500 Tt. La plus grande partie de ces ressources se présente de manière très dispersée et/ou sous des formes ou à des profondeurs qui la rendent difficilement exploitable. La connaissance par gisement des coûts énergétiques par masse de l'élément, qui sont nécessaires à l'exploitation, à la transformation et au raffinage, permettrait le classement des réserves accessibles en fonction de la quantité d'énergie disponible (au lieu d'un seul capital financier).

La disponibilité de l'eau potable peut être appréhendée de la même façon. L'état des ressources est devenu préoccupant, du fait d'une exploitation par l'homme plus rapide que le temps de renouvellement naturel (déplétion d'aquifères, assèchement de lacs ou de rivières, pollution...). Certains aquifères profonds du Sahara (en Algérie et Libye) sont le résultat de périodes humides lointaines, avec une contribution récente plus faible. Il existe cependant de vastes quantités d'eau, mais sous forme non potable (eaux polluées ou salées). Leurs traitement et transport permettraient de pallier les déficits, à la condition de disposer de l'énergie pour le faire. Avec de l'eau et des engrais, beaucoup de sols pauvres pourraient être convertis en terres agricoles...

Du fait de l'abondance des certains éléments dans la croûte terrestre par rapport à leur exploitation, et de la possibilité de les recycler, les ressources matérielles constituées de ces éléments seraient théoriquement assurées. En fait, leur disponibilité dépend de celle des énergies nécessaires à leur extraction et à leur traitement. La disponibilité des ressources énergétiques est donc à terme le facteur le plus limitant. À défaut d'informations plus précises, les réserves de base des ressources non énergétiques constitueront les principales données sur la disponibilité des ressources. Les valeurs de ces réserves ne sont pas garanties à mieux que 50 %, du fait des incertitudes sur les caractéristiques des gisements connus, sur leurs coûts d'exploitation et sur le potentiel de futures découvertes.

5.2. Les ressources énergétiques

Leur disponibilité est exprimée, soit en quantité, soit en flux de l'énergie primaire, en utilisant les conventions vues au § 3.2. Par exemple, le potentiel hydroélectrique est mesuré en quantité d'électricité qu'il pourra produire. Les ressources énergétiques peuvent se diviser en deux catégories :

- celles contenues dans un réservoir naturel dont le temps d'épuisement, ou de déplétion, par l'homme est

plus rapide que celui de remplissage par la nature ou l'univers ;

- celles qui se présentent comme des flux permanents et, pour la majorité, non stockables sous leur forme initiale.

Dans la première catégorie se rangent les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) et les quelques éléments dont des isotopes peuvent libérer de l'énergie nucléaire (uranium, thorium et potentiellement le lithium, si la fusion atteint le stade industriel). Ils se sont formés sur des temps géologiques ou sur ceux de l'Univers (du million à la dizaine de milliards d'années). Le rayonnement solaire, bien qu'issu au total d'une réaction nucléaire entre noyaux d'hydrogène contenus dans un réservoir, fait parti de la deuxième catégorie, de par la permanence de son flux sur au moins quatre milliards d'années. Les énergies de la deuxième catégorie sont dites renouvelables.

Les énergies contenues dans un réservoir doivent à terme s'épuiser, mais les temps de déplétion peuvent être bien plus grands que, par exemple, les temps historiques (de l'ordre de 1000 ans). Comme pour les ressources non énergétiques, deux grandeurs interviennent pour définir ce temps, la quantité prélevée par l'homme sur un temps donné – un an par exemple – ou production, et la quantité restant à extraire de la ressource en place ou réserve restante. Mais aucune de ces deux quantités n'est clairement définie. Au cours de l'histoire industrielle, la production des combustibles fossiles a souvent suivi une courbe exponentiellement croissante, avec des temps de doublement de l'ordre de 10 ans [8]. Il est donc difficile d'obtenir une valeur caractéristique de la production. Comme les réserves sont finies, cette croissance s'arrêtera nécessairement et sera suivie d'un déclin. Cela est effectivement observé pour le pétrole et le charbon dans des pays qui ont été longtemps d'importants producteurs comme les États-Unis pour le pétrole [15] ou la Grande-Bretagne pour le charbon, et bien que d'importants moyens aient été mis en œuvre pour empêcher ce déclin. D'autres facteurs – économiques, politiques... – peuvent rendre le profil plus chaotique, mais il suivra en moyenne cette tendance. Pour la modéliser, une courbe simple comme celle de Gauss peut être choisie. Ses caractéristiques, niveau du maximum, largeur de la courbe..., dépendront du taux de croissance initiale ainsi que des valeurs de réserve totale (extraite et à extraire). L'estimation de cette dernière est délicate. Le potentiel de la ressource peut être grand, mais ses réserves faibles. Sur presque un milliard d'années, la nature a enfoui, dans les sédiments de la croûte terrestre, de l'ordre de 10 000 Tt

de carbone sous forme réduite (possédant donc un potentiel d'énergie chimique), contenues dans les restes fossilisés d'organismes biologiques. Les quantités totales de charbon, pétrole et gaz naturel déjà extraites ou restant à extraire aux conditions actuelles sont estimées à une valeur de l'ordre de 10 Tt, majoritairement sous forme de charbon (avec 0,6 Tt déjà extrait). In fine, le rendement énergétique fixe la limite d'exploitation des gisements de ce potentiel. La plus grande quantité de carbone de la croûte coûterait trop cher à extraire, énergétiquement, pour être exploitable (de plus, nous manquerions très rapidement d'oxygène pour brûler le carbone, sans compter la forte émission de CO₂). L'exploitation du sable bitumineux en Alberta au Canada, abusivement désigné comme pétrole, nécessite déjà des dépenses jusqu'au raffinage d'environ 40 % du contenu du bitume extrait [11]. Le même problème se pose pour l'industrie nucléaire avec la technologie actuelle, la fission de noyaux d'éléments lourds (uranium et transuraniens produits dans le combustible) par neutrons thermiques. Cette technologie n'utilise qu'environ 0,6 % de l'U naturel extrait, purifié et transformé, ce qui réduit le gain et augmente donc le taux de dépenses. Cela réduit d'autant le taux de dépenses tolérable pour l'exploitation des gisements et donc les réserves de U. À supposer que les 16 Mt de réserve de base d'uranium estimés par l'Agence internationale de l'énergie atomique soient toutes rentables, elles seront rapidement épuisées si la production actuelle, équivalente à 70 kt/an, devait augmenter pour remplacer les combustibles fossiles. De nouveaux procédés peuvent abaisser le taux de dépenses et augmenter ainsi les réserves. Cependant, de la conception au déploiement industriel, ces nouveaux procédés prennent d'autant plus de temps à être développés qu'ils sont plus différents des précédents, et qu'ils ont une plus grande chance d'améliorer le rendement. Le réacteur nucléaire régénérateur de matière fissile en est un bon exemple. Ce réacteur pourrait augmenter le gain du rendement actuel d'un facteur d'environ 100, mais il ne représentait en 2005 que 0,3 % de la puissance nucléaire installée en fonctionnement, et son déploiement ne semble pas en vue, car sa technologie reste complexe. En résumé, la disponibilité des ressources en quantité finie atteint un maximum, qui est fonction des réserves et du taux de croissance initiale de l'exploitation, et se réduit ensuite progressivement.

La disponibilité des ressources renouvelables se présente en termes de flux d'énergie au lieu de quantité. Mais, comme pour l'autre catégorie, il existe un potentiel fini et des contraintes, dont le rendement,

pour l'atteindre. Certes, le potentiel solaire est impressionnant (la Terre reçoit du Soleil une puissance d'environ 200 000 TW, alors que le flux d'énergies primaires E_p consommé par l'ensemble des êtres humains représente 15 TW [4]). Cependant, le potentiel de toutes les autres énergies renouvelables est limité. Pour la France métropolitaine, le potentiel hydroélectrique en puissance moyenne est d'environ 16 GW (puissance mécanique obtenue à partir de la quantité nette annuelle d'eau précipitée, 320 mm, et de l'altitude moyenne, 300 m), celui de la géothermie est de 25 GW (flux de chaleur total), celui de l'éolien de 20 GW (puissance électrique espérée en équipant tous les sites ventés), etc., alors que la puissance moyenne de E_p consommée en France est de 370 GW. La ressource renouvelable la plus exploitée en France est l'hydraulique. Depuis 1977, elle a atteint un palier vers 8 GW électriques, faute de nouveaux gisements importants.

6. Points particuliers

Dans l'établissement du rendement énergétique, certains points posant problèmes (non-utilisation du système international d'unités, SI, calcul du rendement de production de carburants d'origine agricole, distinction entre dépenses propres et extérieures, choix du PC, intégration des déchets dans le bilan énergie et prise en compte de mesures environnementales) nécessitent d'être abordés et discutés. Pour éviter des erreurs de conversion et faciliter les comparaisons, les données et les résultats devraient être systématiquement exprimés dans les unités du SI. Celui-ci a été construit pour être en cohérence avec les lois physiques, comme la conservation de l'énergie, ce qui lui donne une grande efficacité (nombre réduit d'unités de base et d'unités dérivées en particulier).

Les conventions sur les énergies primaires considèrent les agrocarburants, et non la matière végétale d'origine, comme des énergies primaires (il est plus facile et précis de mesurer le PC d'un agrocarburant que celui de la matière végétale d'origine) [10]. Dans la littérature concernant le rendement des filières de agrocarburant, le gain est assimilé à ce dernier [6]. De ce fait, les résidus végétaux sous-produits des agrocarburants ne sont pas considérés comme des dépenses propres, car ils se trouvent en amont de E_{sort} . Ils peuvent servir de combustibles dans les procédés de fabrication d'agrocarburant, réduisant les apports extérieurs, voire même donner une énergie valorisable dans d'autres filières. La bagasse de la canne à sucre, partie restante après prélèvement du sucre, est brûlée au Brésil dans les usines d'éthanol pour produire de la

vapeur d'eau servant de source de chaleur et d'électricité. Une partie de l'électricité est même envoyée sur le réseau pour d'autres applications. Si, effectivement, les résidus de l'étape 1 sont des déchets, c'est-à-dire qu'ils ne sont d'aucune utilité, même pour régénérer la matière organique des sols, ils ne sont pas considérés comme des dépenses et l'énergie primaire qu'ils permettent d'économiser (associée au surplus d'électricité vendu au réseau) doit être comptabilisée comme un gain G_{sp} à ajouter au gain G du produit principal. Par ailleurs, la plante entière de canne à sucre – canne et feuilles – peut être valorisée dans une autre filière énergétique fournissant le même service final (par exemple par gazéification de la plante et production d'électricité utilisée pour les transports), en concurrence avec la filière d'éthanol. Pour pouvoir les comparer, il est nécessaire de considérer le même gain pour les deux filières, ce qui oblige à prendre le PC de la plante entière dans les deux cas. La bagasse n'a plus alors le même rôle et n'est plus comptabilisée de la même façon. Le taux de dépenses de la filière éthanol devient ainsi différent du taux obtenu avec la première convention (il est plus élevé). La disponibilité de la ressource n'est plus la même (la quantité énergétique de biomasse par surface est plus élevée que celle de l'éthanol). On touche ici une des difficultés à définir rigoureusement un rendement énergétique. Cela montre aussi la nécessité de déterminer l'énergie primaire le plus en amont possible, de manière à inclure toutes les dépenses et à réaliser une analyse énergétique exhaustive.

Même en adoptant cette convention, il reste délicat d'établir les dépenses et les gains dans la situation où un procédé de fabrication de l'éthanol utilise des résidus de bois à la fois comme matière première et comme combustible pour fournir le chauffage du procédé, à la place de gaz naturel ou du charbon [7]. Cela vient de la distinction entre dépenses propres, incluses dans G , et dépenses extérieures, exclues. Faut-il mettre la partie des résidus du bois utilisée pour la combustion dans le gain avec la ressource qui sert de matière première ? Ou considérer ces résidus comme une dépense extérieure, car ils pourraient être remplacés par des combustibles d'une autre filière ? Cette deuxième approche est la plus logique, mais il est parfois difficile de l'appliquer : dans le cas de la filière pétrolière, quel est le statut du pétrole brut autoconsommé dans les raffineries ?

La vapeur d'eau dégagée lors de combustion d'hydrocarbures (provenant de l'humidité du combustible et de l'oxydation de son hydrogène réduit) contient une quantité d'énergie récupérable par condensation ou chaleur latente. Ainsi, un combustible est défini par son pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou par son pouvoir

calorifique inférieur (PCI), selon que la chaleur latente est prise en compte (PCS) ou non (PCI).

Se pose alors la question de savoir quel pouvoir calorifique PC prendre dans le calcul du taux de dépenses. Les quantités de combustibles consommés ou produits sont données en masse ou volume. La conversion en énergie se fait par le PC massique ou volumique. Il est d'abord important de savoir si ces données de PC correspondent au combustible tel qu'utilisé ou pris à sec. Il est nécessaire, dans ce dernier cas, de connaître le taux d'humidité réel. Ensuite le choix entre PCI et PCS nécessite de regarder ce que devient la chaleur latente. La récupération de cette chaleur présente un intérêt, si le contenu en vapeur d'eau des fumées est important si la condensation de corps corrosifs qui se produit avec celle de l'eau – oxyde de soufre, goudrons – est réduite, et s'il existe des applications pour la chaleur à basse température récupérée. Cela peut être le cas d'installations fixes brûlant du gaz naturel, formé majoritairement de méthane – gaz de combustion très propre et dont la chaleur latente représente 10 % du PCI. Cela peut être aussi le cas de combustibles contenant de l'eau, comme le charbon et la biomasse. Des chaudières à condensation sont disponibles, même pour les particuliers. La convention adoptée ici comptabilise le PC des combustibles par leur PCS pour les installations fixes utilisant des combustibles riches en hydrogène ou assez humides (centrales électriques, usines, chaudières...), et par leur PCI pour les véhicules (où un récupérateur de chaleur n'a pas d'intérêt).

Les filières énergétiques et non énergétiques peuvent utiliser, comme combustible, des déchets provenant d'autres filières. Les cimenteries utilisent des pneus usagés pour réduire le calcaire en chaux. Les sciures et copeaux des scieries sont brûlés dans les chaudières. Ces déchets ont un PC et représentent donc une dépense énergétique pour la filière dans laquelle ils sont utilisés. D'un autre côté, ils remplacent une matière énergétique plus précieuse (pour un autre emploi), alors que cet usage représente la seule alternative à leur mise en décharge et/ou à leur incinération, où ils ne produisent que peu d'énergie utile. Est-il possible de les exclure des dépenses ?

Il faut s'assurer que ces déchets ne sont pas comptabilisés comme un gain dans la filière qui les a produits ou utilisés, du fait de leur valorisation énergétique. Le pneu a été produit à partir de dérivés de pétrole obtenus en raffinerie. Dans le bilan énergétique de la raffinerie, ils sont comptabilisés avec leur contenu. Les pneus sont utilisés dans le transport, où ils doivent correspondre à une dépense égale à l'énergie primaire

associée et au coût pour les fabriquer à partir des matières premières. Leur valorisation finale après rebut ne doit pas apporter de gain à la filière du transport, afin de considérer leur combustion comme gratuite. Quant aux déchets de bois, ils représentent directement une ressource extraite de la nature assimilable à une énergie primaire, tandis que la chaudière représente une filière énergétique transformant le bois en chaleur. Il ne s'agit donc pas de dépenses.

Un cas plus complexe concerne l'utilisation de l'acide sulfurique H_2SO_4 fabriqué à partir du soufre, sous-produit de l'industrie pétrolière et gazière ou de la métallurgie extractive. La réaction globale de formation de H_2SO_4 à partir du soufre correspond à une oxydation et s'accompagne d'un dégagement de chaleur utilisée pour la production de vapeur (procédé de contact). Faut-il associer un gain d'énergie – correspondant à la production de vapeur – à l'utilisation de H_2SO_4 ? Il est très probable que la production de vapeur est déjà comptabilisée comme gain dans l'usine de fabrication de l'acide (ou dans les industries en amont) et comme une dépense par la filière utilisant la vapeur. Dans ce cas, au mieux, l'utilisation de H_2SO_4 n'apporte pas de coût supplémentaire.

La règle générale est qu'à un gain ou une production énergétique dans une filière en amont corresponde une dépense dans la filière en aval utilisant la ressource produite. De cette manière, si les deux filières forment éventuellement un système plus grand, gain et dépense internes se compensent et disparaissent du bilan global, aux pertes propres près.

Les coûts énergétiques pour réduire la pénibilité du travail de l'homme, assurer une meilleure sécurité des installations et protéger l'environnement peuvent apparaître comme pénalisant le rendement. D'une part, ces mesures de protection peuvent améliorer en définitive le rendement (systèmes automatisés plus efficaces, coûts de dépollution ou de nouvelles installations suite à un accident évités...). D'autre part, l'intérêt final du rendement est de maintenir ou d'améliorer le bien-être de l'homme, sans mettre en péril l'approvisionnement des ressources. Le bien-être dépend de cette protection et sécurité. Cela inclut aussi les coûts pour extraire le CO_2 des fumées de combustion et le stocker, afin de limiter sa concentration dans l'atmosphère [14].

La façon de comptabiliser énergétiquement le travail de l'homme (contenu énergétique de sa nourriture, de ses déplacements, ou même le coût de son éducation...) dans l'estimation du taux de dépenses est parfois aussi discutée. Si une dépense d'énergie doit être attribuée au travail humain dans une filière énergétique, elle doit

correspondre au supplément d'énergie induit par cette activité par rapport à une autre ou à une situation de chômage. Il est toujours possible de faire une estimation de ces dépenses. Par exemple, pour les déplacements, elle peut être faite par le nombre d'employés dans toute la filière (souvent indiquée, à cause de son importance dans le bilan financier), la distance typique des déplacements travail/domicile et la consommation moyenne de carburant par kilomètre et par véhicule. Cette estimation montrera que, dans la majorité des cas, cette contribution est, au mieux, du même ordre de grandeur que les incertitudes sur les principales dépenses, ce qui la rendra négligeable. Il faut rappeler que l'objectif d'un faible taux de dépenses est de dégager un excédent pour le bien-être de l'homme en termes de santé, de logement, d'éducation... Il n'y a donc pas beaucoup d'intérêt à comptabiliser ces services comme des dépenses (le coût énergétique de fabrication d'un médicament ou d'un logement peut constituer, en revanche, un des critères à considérer pour faire un choix entre deux produits).

7. Conclusion

Diverses menaces sérieuses (crises de l'énergie, changement climatique) rendent indispensables de disposer d'un outil d'évaluation des consommations d'énergie et, en particulier, du rendement des filières productrices d'énergie à partir de ressources naturelles. Pour cela, nous avons proposé une méthodologie et un certain nombre de définitions pour déterminer le rendement énergétique de n'importe quelle filière de production énergétique et permettre ainsi une comparaison entre différents procédés au sein d'une même filière, mais aussi entre filières de ressources différentes rendant le même service. Cette méthode passe par l'évaluation des dépenses d'énergie D nécessaires pour extraire et transformer la ressource de contenu énergétique G . G est calculé au stade où la ressource est extraite et énergétiquement quantifiée, c'est-à-dire sous la forme dite d'énergie primaire E_p (pétrole, gaz naturel, charbon...). G contient aussi l'énergie primaire associée aux déchets de la filière en amont de E_p et valorisés comme énergie en dehors de la filière. D est la somme des pertes propres de la ressource entre sa forme initiale E_p et sa forme finale d'énergie utile, ainsi que de toutes les énergies primaires extérieures dépensées pour la filière. Les dépenses contiennent aussi le coût de fabrication en E_p des équipements de la filière. Le gain G associé à ces dépenses d'investissement correspond à la quantité de E_p traitée durant la durée de vie des équipements. Toutes ces informations conduisent au

calcul du taux de dépenses D/G , ou \mathcal{D} , pour chaque coût, chaque étape de la filière et, enfin, pour toute la filière. \mathcal{D} est ainsi modulaire et peut inclure facilement des coûts supplémentaires. $\mathcal{D} = 1$ fixe une limite au-delà de laquelle la rentabilité de la filière est mise en question. Pour assurer la validité du calcul de \mathcal{D} , il est nécessaire de préciser certains points :

- le stade de la filière jusqu'auquel les dépenses sont calculées ;
- le choix des filières extérieures dont le rendement a une influence sur \mathcal{D} , en particulier pour la production de l'électricité utilisée ;
- les sources des données brutes – consommations d'électricité, de combustibles, production associée de la ressource... – utilisées pour le calcul de \mathcal{D} . Ce calcul doit pouvoir être refait indépendamment ;
- le contexte (procédés, gisements d'où la ressource est extraite, date...) dans lequel les données ont été obtenues ;
- les paramètres auxquels \mathcal{D} est sensible. Ils sont déduits de l'analyse des données et de leur contexte, jointe à des considérations physiques et techniques ;
- les incertitudes des données, et donc de \mathcal{D} sachant qu'elles sont rarement plus faibles que quelques pourcent.

Le rendement énergétique ne traite pas directement la disponibilité de la ressource naturelle étudiée et celles des filières extérieures utilisées dans la filière. De manière à avoir une information complète sur une filière énergétique et son avenir, il importe d'apporter des éléments sur ce sujet (réserve de base, niveau de production récent, taux de croissance ou de décroissance de la production, son maximum prévu dans le cas d'une ressource finie...). Des facteurs non déduits directement de \mathcal{D} doivent être aussi considérés pour son calcul : sécurité au travail, risques de pollution...

Le calcul du rendement énergétique est complexe et demande donc de la rigueur. Mais il fait partie des outils les plus importants, s'il est malheureusement peu pris en compte, pour décider des choix énergétiques sur le moyen et le long terme.

Un article étudiant un exemple d'application de la méthode décrite ici pourrait être présenté dans les mois à venir sur le sujet du « rendement énergétique de la production d'éthanol à partir de maïs »

Remerciements

Les auteurs souhaitent remercier les experts de la revue qui ont permis, par leurs suggestions de

corrections et leurs remarques judicieuses, d'améliorer la qualité de l'article.

N° de contribution IPGP : 2265.

Références

- [1] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France, rapport, décembre 2002 (19 p.).
- [2] Annual Energy Review 2005, US Department of Energy, 2006.
- [3] British Petroleum, Statistical Review of World Energy, 2006, oil section. <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471> (accédé en juillet 2007).
- [4] CEA, Informations sur l'énergie 2004, 2005, (105 p.).
- [5] R. Edwards, V. Mahieu, J.C. Griesemann, J.-F. Larive, D.J. Rikeard, Well-to-wheel analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, J. Fuels Lubricants, Society of Automotive Engineers, New York 113 (4) (2004) 1072–1084.
- [6] A.E. Farrell, R.J. Plevin, B.T. Turner, A.D. Jones, M. O'Hare, D.M. Kammen, Ethanol can contribute to energy and environmental goals, Science 311 (2006) 506–508.
- [7] B. Foran, C. Mardon, Beyond 2025: transitions to the biomass-alcohol economy using ethanol and methanol, CSIRO Wildlife and Ecology, décembre 1999.
- [8] M.K. Hubbert, Nuclear energy and the fossil fuels, in : Proc. Spring Meeting, San Antonio, TX, États-Unis, Am. Pet. Inst. Drilling & Prod. Practice 1956, pp. 7–25.
- [9] exc Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories-Reporting Instructions, vol. 1; 1996 [online]. Disponible à l'adresse : <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/gl/invs4.htm> (overview, revised 1996).
- [10] International Energy Agency (IEA), Energy Statistics Manual, 2005.
- [11] E. Isaacs, Canadian oil sands: development and future outlook, IV int., Workshop on Oil & Gas Depletion, Lisbonne, 19–20 mai 2005.
- [12] K. Kato, A. Murata, K. Sakuta, Energy pay-back time and life-cycle CO₂ emission of residential PV power system with silicon PV module, Prog. Photovoltaics: Res. Appl. 6 (1998) 105–115.
- [13] M. Lenzen, J. Munksaard, Energy and CO₂ life-cycle analyses of wind turbines – review and applications, Renewable Energy 26 (2002) 339–362.
- [14] I.W.H. Parry, R.C. Williams, L.H. Goulder, When can carbon abatement policies increase welfare? The fundamental role of distorted factor markets, J. Environ. Econ. Manage. 37 (1) (1999) 52–84.
- [15] A. Perrodon, Quel pétrole demain ? Editions Technip, Paris, 1999 (95 p.).
- [16] H. Petit, De quelles sources d'énergie disposera-t-on en l'an 2000 ? 1312, Gazette Dunlop, No 192, août 1936.
- [17] United States Environmental Protection Agency (EPA), Inventory of US greenhouse gas emissions and sinks: 1990–1998, Report No. EPA 236-R-00-001, EPA, Washington DC, 15 avril 2000.