

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne

@ 17112

Mots-clés : coûts, externalités, mix électrique, risques, transition énergétique

En 2024, un article dans la revue [Devezeaux, 2024] montrait que le concept de compétitivité entre moyens de production d'électricité est devenu obsolète. Il faut inclure les coûts de système dans un parc complet. L'optimum est alors un mix associant énergies renouvelables et nucléaire. Restait à prendre en compte les externalités : impacts sur la santé, l'environnement, la sécurité, la souveraineté, l'épuisement des ressources, les risques d'accident... Le présent article recense des éléments pour chaque technologie. Malgré leur incomplétude, nous proposons ensuite une synthèse qui renforce le résultat acquis l'année dernière : il faut effectivement construire le parc du futur en associant ces différents moyens de production.

Introduction

Dans un article récent de *La Revue de l'Énergie* [Devezeaux, 2024], nous sommes partis des deux grandes évolutions qui ont profondément marqué l'économie des systèmes électriques au cours des dernières décennies. Soient, d'une part, la prise en compte du fonctionnement du système électrique dans son ensemble, avec le concept de « coût de système » et, d'autre part, la volonté de décarboner totalement le système électrique d'ici le milieu du siècle. Ce qui mène, via des pénalités économiques pour les émissions de gaz à effet de serre (coût social du carbone, permis d'émission, valeur de l'action pour le climat...), à une profonde évolution des mix électriques. Laquelle inclut des technologies non ou peu pilotables, comme le solaire photovoltaïque (PV) ou l'éolien.

Nous avons obtenu 3 résultats principaux, à l'horizon 2040-2050 :

1. Les effets de systèmes sont tels que, même en tenant compte de la baisse continue du coût des énergies renouvelables (EnR), ces technologies en majorité non ou peu pilotables ne constitueront pas à terme la quasi-totalité du parc.
2. La prise en compte du risque climatique aboutit à mettre en place des équipements qui excluent à cet horizon les productions à base d'énergie fossile¹.
3. Le coût minimum est atteint pour une combinaison d'énergies nouvelles et renouvelables et de nucléaire, comprenant au moins quelques dizaines de pourcents (en énergie) de l'une comme de l'autre de ces deux familles de technologies. Voir la Figure 1 ci-après.

Comme nous l'annoncions alors, le concept de coût qui supportait ces résultats était celui d'un coût actualisé pour un système électrique futur

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

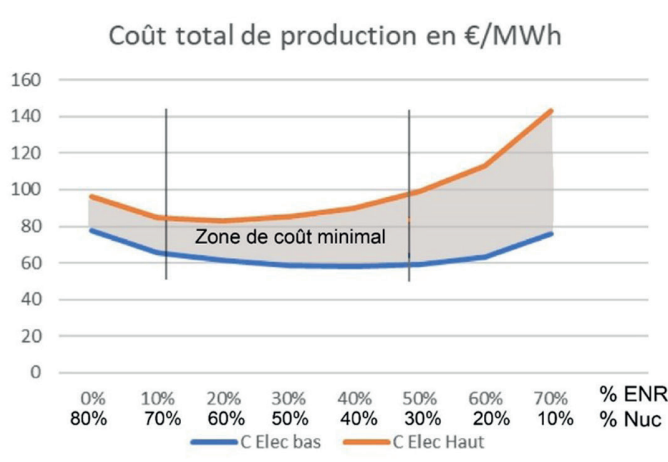


Figure 1. Ordre de grandeur des coûts d'un système électrique de type France, à l'horizon 2050

Source : [Devezeaux, 2024]

N.B. : les EnR rapportées ici sont variables, l'hydraulique est prise en compte dans les 20 % restants.

(en visant l'horizon post-2040), correspondant à un parc en grande partie à construire. Ce coût s'entendait sous contrainte d'émissions directes de gaz à effet de serre (GES) nulles, mais il ne prenait pas en compte les impacts (les détriments ou les bénéfices) induits sur des grandeurs ne rentrant pas dans des marchés : santé, accidents, prélèvement sur les ressources naturelles, dégradations des paysages, etc.

L'objet de ce nouvel article est de tenter une synthèse des évaluations monétaires de ces impacts. Il s'agira ici d'évaluer des dommages (et parfois des bénéfices) et non d'attribuer des coûts d'externalités en fonction des coûts de mesures visant à supprimer les dommages à la source (coûts d'abattement). Cet objet s'inscrit dans une longue liste de travaux cherchant à orienter les décisions en tenant compte de ces impacts. Parmi les contributions les plus marquantes, citons les projets européens ExternE [1995] et NEEDS [2008; 2009a] et les travaux qui ont suivi comme le projet CASES [Bossetti *et al.*, 2012]. Citons aussi les travaux qui se sont poursuivis sur les bases de données, tels ceux de van Essen *et al.* [2019] et du CE Delft [2024]. Sans oublier plusieurs travaux d'Ecofys, les rapports de l'ONU (GIEC, UNECE...), ceux de l'OCDE (AIE et AEN) et de l'IIASA (plutôt selon une voie macroéconomique), etc. Citons

enfin les articles de synthèses bibliographiques que nous avons identifiés qui abordent ce sujet : [Sundqvist *et al.*, 2002; Samadi, 2017; Barros *et al.*, 2020; Baumgärtner *et al.*, 2024...] et de nombreux autres qui sont précisés au cours du présent article.

Pour finir, nous examinerons si la prise en compte de ces externalités modifie ou non de façon significative les coûts des parcs futurs, notamment au regard de leur structure par technologie : le résultat 3) ci-dessus reste-t-il robuste?

1. Principe et méthodes de l'analyse comparée des principales «externalités» des technologies de production d'électricité

1.1. Des méthodes diverses, appliquées à des questions de natures diverses, et à la cohérence imparfaite

De nombreuses natures de coût ne sont donc pas incluses dans les calculs de notre article de 2024. Il s'agit essentiellement des coûts externes, c'est-à-dire non intégrés dans les marchés. Outre les coûts liés à l'impact climatique, d'autres impacts des décisions énergétiques peuvent aussi être traduits en termes monétaires, et nous les

abordons dans cette section : il s'agit notamment des impacts sur la santé (en marche normale via les émissions de polluants ou la production de déchets, ou suite à des accidents). D'autres impacts apparaissent aussi sur la consommation de ressources rares (terres rares, métaux, eau...), sur la valeur du foncier ou du bâti à proximité des installations, sur la biodiversité et l'état de la nature. D'autres enfin portent sur des indicateurs qui prennent du sens économique dans une logique territoriale ou si des déséquilibres persistants préexistent au plan national : activité économique, emploi, balance commerciale notamment. Il est enfin possible de systématiser les évaluations d'impact à un ensemble d'indicateurs visant une certaine forme d'exhaustivité. C'est dans cette démarche que s'inscrit le travail de l'ONU qui a entériné 17 objectifs de développement durable (ODD) et 169 objectifs secondaires en 2015,

dans la ligne du rapport Brundtland [WCED, 1987]. L'ONU a formulé de surcroît une méthode pour mesurer les impacts de diverses activités humaines. Reste qu'une fois ces impacts évalués dans leurs mesures propres, il est souvent ardu de les traduire en unités monétaires. Dans cet article, nous nous focalisons sur les principales technologies de production d'électricité, pour les décennies à venir. Ainsi, en Europe l'hydraulique dispose de peu de marges de manœuvre pour équiper de nouveaux sites. Par ailleurs, les technologies CCS seront probablement très onéreuses, ce qui ne signifie pas qu'elles seront totalement exclues, mais qu'elles seront surtout réservées pour des usages ponctuels. Ainsi, le Tableau 1, extrait directement des travaux du GIEC (IPCC), illustre qualitativement les impacts de 3 technologies (l'éolien, le solaire et le nucléaire) sur les principaux ODD concernés.

Nature des ODD	Éolien	Solaire	Nucléaire
Pas de pauvreté	+	+	
Faim zéro	.	.	
Bonne santé et bien-être	+	+	.
Eau propre et assainissement	+	.	-
Énergie propre et abordable	+	+	.
Travail et croissance économique	+	+	+
Industrie, innovation et infrastructures	+	+	+
Villes et économies durables	+	+	
Consommation et production responsables	.	.	.
Limitation du dérèglement climatique	.	.	.
Vie aquatique	.	.	.

Tableau 1. Impact des principales filières électriques bas carbone sous revue sur les objectifs de développement durable de l'ONU

Source : [GIEC, 2021]

Nota 1 : + identifie un impact positif, . un impact proche de zéro, - un impact négatif. Nota 2 : les couleurs (du plus clair au plus foncé) indiquent un niveau d'incertitude croissant. Nota 3 : en gras figurent les ODD qui seront, directement ou non, au cœur de cet article. Nota 4 : le coût microéconomique est inclus essentiellement dans l'item «énergie propre et abordable».

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

Ces différents objectifs constituent autant d'indicateurs d'impacts, qui peuvent plus ou moins donner lieu à des quantifications économiques. Les ODD offrent ainsi une grille potentiellement à même de traduire économiquement les impacts du développement des filières électriques. Cet article présente toutefois une structure différente, mais cohérente avec celle de l'ONU, qui a pour but de «coller» au mieux à différentes natures d'impacts, en gardant à l'esprit les spécificités de la production d'électricité. Par exemple, un impact jusqu'ici majeur de cette activité est la pollution atmosphérique et ses effets sur la santé humaine. Cet indicateur est un sous-thème de l'ODD «bonne santé et bien-être». Il arrive aussi que la grille de lecture privilégie des types d'événements comme les accidents, les risques d'image (valeur des habitations), la perte de souveraineté... qui concernent plusieurs ODD. Inversement, certains ODD sont mal ou pas renseignés (nous en avons d'ailleurs omis 6 sur 17 dans le Tableau 1, car les travaux académiques sont trop rares dans leur champ). Tous les ODD ont toutefois l'avantage d'être des points d'intérêt pour des recherches futures, même si certains apparaissent généralement secondaires.

Notre objectif principal est simple² : traduire ces détriments (ou bénéfices), selon leur nature, en les sommant et les agrégeant aux coûts présentés plus haut pour utiliser les outils micro-économiques standards et faire ainsi les meilleurs choix. Il ne s'agit donc pas ici d'attribuer des coûts d'externalités en fonction des coûts de mesures visant à supprimer les dommages à la source (on parle alors de coûts d'abattement), mais bien d'évaluer et attribuer les coûts des dommages à chaque technologie. L'idée est *in fine* d'obtenir par sommation un «coût global» qui agrège tous les coûts, internes (les coûts synthétisés dans l'article de 2024) et externes (les coûts sociaux et environnementaux objets des pages qui suivent).

Pour simplifier, il existe essentiellement trois catégories d'impacts d'un choix de production d'électricité, dont la quantification échappe au calcul standard du coût de production :

- Les impacts calculables par des modèles physiques (à l'origine desquels on trouve, au premier rang, les émissions de polluants, qui prennent en compte les activités et leurs conséquences dans l'espace), eux-mêmes étayés par des analyses de cycle de vie (pour prendre en compte, évaluer en euros et attribuer tant que faire se peut les impacts induits dans le temps «du berceau à la tombe»). Un même polluant peut avoir des effets de plusieurs natures (exemple : GES) nocifs pour les écosystèmes et pour la santé. Les effets sur la vie humaine rentrent majoritairement dans cette catégorie. Calculer ces impacts requiert de représenter toute une chaîne d'interactions, articulant souvent plusieurs étapes (et plusieurs modèles), comme nous le précisons plus loin.
- Les impacts de nature essentiellement économique, qui peuvent donc passer par des marchés, mais dont les conséquences peuvent apparaître mal intégrées (ou omises) par les systèmes économiques et sociaux, de telle sorte qu'il faille les identifier et les traiter à part. Ces indicateurs ne sont pas calculables par des modèles d'impacts physiques standards, mais par des approches spécifiques, ou des modèles méso ou macroéconomiques. Ils sont généralement plus pertinents quand on les rapporte à de vastes programmes, que lorsqu'il s'agit d'évaluer les conséquences du fonctionnement d'une unité électrique de plus ou de moins. Il s'agit notamment de quantifications d'indicateurs tels que l'emploi ou la déplétion des ressources. Leur reconnaissance comme externalité ne fait d'ailleurs pas l'unanimité, surtout si les marchés semblent proches de l'équilibre.
- Des impacts de natures sociétales très diverses, qui toutes nécessitent des approches dédiées et généralement beaucoup de prudence quant aux résultats, car elles sont souvent récentes et peu matures. On y trouve des tentatives d'évaluation d'indicateurs comme la souveraineté, le terrorisme... Nous les aborderons ici rapidement, essentiellement pour mémoire.

1.2. La mesure des impacts de la production d'électricité via des analyses de cycle de vie (ACV)

Il s'agit de calculer et attribuer les impacts environnementaux d'une activité ou d'un produit (par exemple la production d'un mégawattheure) lors de différentes phases : extraction en amont des matières premières et matières énergétiques, production et acheminement des matériaux, jusqu'à la déconstruction ou le démantèlement de l'installation, en passant par son exploitation et par la gestion des déchets en aval. Les calculs sont effectués à partir d'une étape de collecte des informations relatives aux flux entrants et sortants. L'approche est par nature multicritère, tant les flux mesurés ou calculés peuvent être de natures différentes.

Le principe, pour les flux de second niveau et au-delà (c'est-à-dire les flux engendrés par les activités nécessaires à la fourniture des entrants ou au traitement des extrants et déchets), est généralement de recourir à des valeurs et ratios moyens, car l'accès à des données plus spécifiques et précises est souvent difficile. Au total, on obtient des valeurs des différents critères qui somment tous les impacts (en fait, en majorité des flux de matières) sur toute la vie du produit : par exemple, toutes les consommations d'eau ou les émissions de particules... Une synthèse bibliographique d'études généralement récentes est présentée par [Barros *et al.*, 2020].

Les ACV sont normées selon les normes ISO 14000 et de nombreux logiciels disponibles sur le marché permettent de les mener (par exemple le code français Ecobilan), lesquels mobilisent des bases de données souvent considérées comme des références (par exemple la base publique INIES ou la base Ecoinvent).

Il existe des ACV dynamiques, qui escomptent les résultats selon les dates de leur occurrence, via un taux d'actualisation.

1.3. La mesure des impacts de la production d'électricité via des modèles d'impacts physiques

Comme nous venons de constater, les méthodes d'ACV ne fournissent pas réellement des impacts, mais essentiellement des flux (ou des quantités) de diverses natures. Pour passer à des impacts comme des maladies induites, l'eutrophisation des eaux ou des dégradations de bâtiments dues à la pollution aérienne, il faut soit mesurer directement les impacts d'une installation, soit — et c'est le cas général — combiner le calcul des émissions avec des modèles d'impacts, eux-mêmes de caractère plus ou moins générique. Ces modèles permettent de calculer les impacts en les simulant selon différentes chaînes causales. Plusieurs chaînes peuvent déboucher sur des impacts de même nature : c'est notamment le cas des émissions de gaz à effet de serre, qui proviennent de quasiment toutes les activités et étapes passées en revue par l'ACV.

Les modèles d'impacts, schématisés en Figure 2, permettent de « coller », au niveau de précision désiré (en fonction des données disponibles), à la réalité d'un site industriel. Le principe de base est de mesurer ou de modéliser les cheminements (*pathways*) des sources d'impacts et de mesurer (ou calculer) des doses ou expositions aux différents points de leurs manifestations. Il est possible de s'arrêter là, mais la méthode permet aussi, dans le principe, de mesurer les détriments (par exemple sur les bâtiments, l'agriculture... et, bien sûr, sur la santé humaine), puis de les valoriser (voir ci-après). Ce type de calcul repose souvent sur l'évaluation d'une dose (exposition) aux polluants et sur l'usage d'un modèle (de type fonction « exposition-réponse ») qui permet d'en déduire les conséquences en matière de santé. Il faut noter que certains des impacts sont locaux (on les approche par exemple par des modèles spatialisés de dispersion de polluants) et d'autres régionaux ou mondiaux (typiquement le dérèglement du climat : généralement les modèles utilisés sont génériques, au sens où les impacts climatiques de long terme ne dépendent pas du point d'émission des GES).

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

1.4. La mesure des impacts économiques (ou comment passer aux euros ou aux dollars?)

Chacun des impacts peut être exprimé en termes de perturbations sur le fonctionnement de la société (comme le sont la toxicité environnante, le trou de l'ozone, le bruit, les rayonnements, l'usage des terres, l'épuisement des ressources minérales...). Ces indicateurs de perturbations sont parfois appelés «*midpoints*», par exemple dans de nombreux travaux européens. On peut ensuite considérer ces résultats comme des étapes intermédiaires, les regrouper et traduire finalement les impacts qu'ils décrivent sur des critères ou indicateurs plus globaux (ou «*endpoints*»). Cette logique se rapproche de celle de l'ONU présentée *supra*, les *endpoints* étant des indicateurs souvent importants au regard des objectifs de développement durable.

Ainsi, la méthodologie «standard» pour évaluer les externalités ici d'intérêt est construite sur la trame ci-dessus. Pour résumer, il s'agit très schématiquement de trois étapes :

- La première consiste à mesurer les flux générateurs des impacts, généralement selon une multitude d'indicateurs (les *midpoints*) établis en unités spécifiques (par exemple 169 indicateurs pour l'ONU), et en utilisant les approches appropriées (ACV et *Impact Pathway*, le cas échéant).
- La seconde étape consiste à passer de ces nombreux indicateurs à un impact sur les *endpoints* (sur la santé, les bâtiments, les écosystèmes et la nature...).
- La troisième étape consiste à passer à une évaluation économique, toujours selon la structure des *endpoints*, et en agrégeant tous les

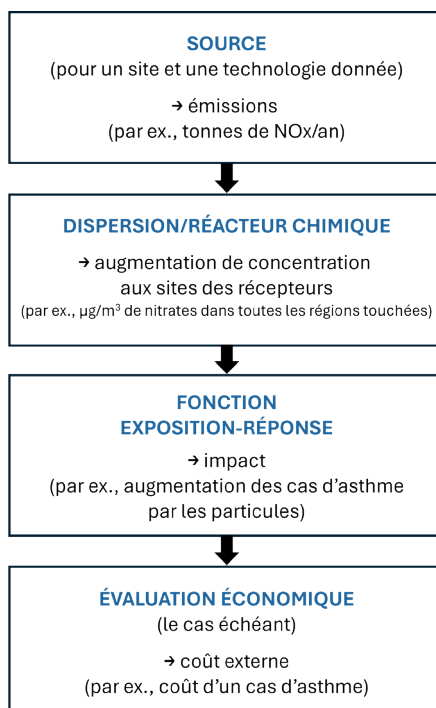


Figure 2. Schéma de modèle d'impact complet (allant jusqu'à l'évaluation économique) pour une activité industrielle émettant des polluants aériens

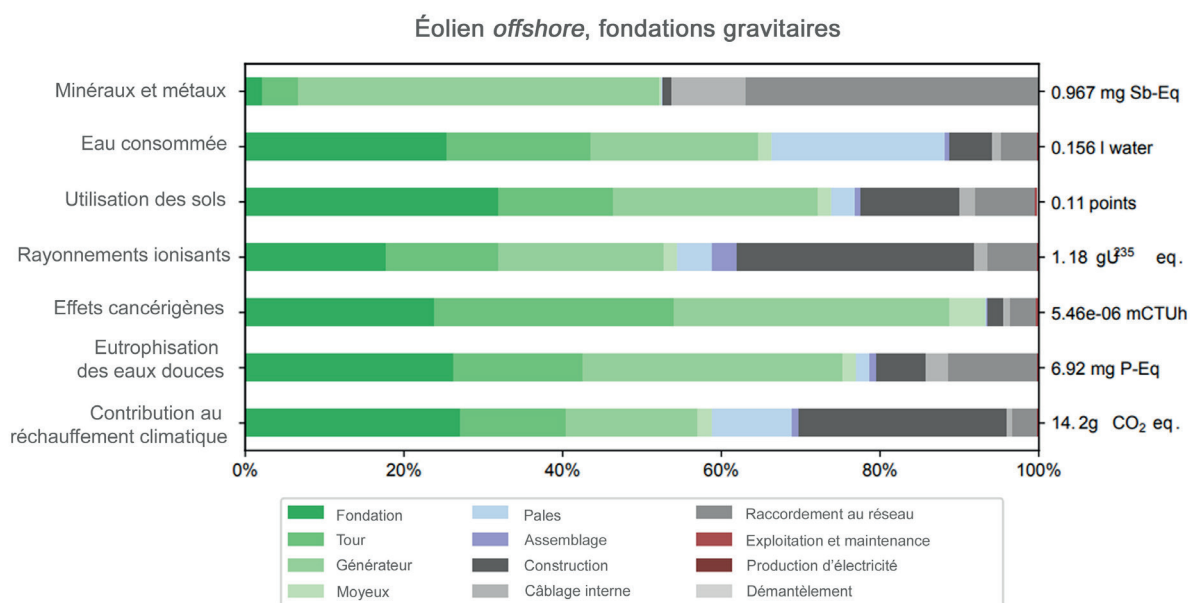


Figure 3. Exemple de calcul d'impacts en unités physiques, en sortie d'un calcul ACV : impact d'un kilowattheure d'éolien offshore fixe

Source : [UNCE, 2021]

coûts raisonnablement quantifiables. Dans cet article, on privilégie la méthode qui recourt pour cela à un jeu de « coûts de référence » relatifs à chaque impact (voir [Amadei *et al.*, 2021]), lesquels coûts sont établis en fonction du détriment induit. La valeur statistique de la vie (ou VSL en anglais) présentée plus bas est l'un des plus connus de ces coûts.

Un avantage notable de cette troisième étape est de permettre de construire un critère unique (en euros ou en dollars), lequel permet de comparer et classer les impacts. Bien sûr, cette apparente simplicité « se paye » par des simplifications parfois quelque peu héroïques, heureusement prises en compte par l'essentiel des auteurs via des domaines d'incertitudes adaptés (voir [Sundqvist *et al.*, 2002]). Une des difficultés essentielles est que les priorités vis-à-vis des objectifs sociaux (et donc leur éventuelle traduction monétaire) ne sont pas les mêmes suivant les pays et les périodes considérées. C'est ce qu'a notamment mis en évidence le projet DDPP (*Deep Decarbo-*

nization Pathway Project) [Bataille *et al.*, 2016]. En ce sens, à un jeu unique de coûts de référence, on peut préférer une panoplie de valeurs spatialisées, pour adapter les coûts des détriments à des situations locales différentes. Mais il reste patent que les impacts sur les objectifs sociaux très globaux (tels les ODD) évoqués plus haut sont les plus ardues à établir.

1.5. Combiner les approches

Les études disponibles présentent généralement des impacts issus du recours à une action donnée (la production d'électricité via une filière, pour cet article). Au mieux, les impacts sont organisés et rapportés aux grandes catégories de critères ou indicateurs (ou encore « métriques ») finaux. Souvent, et surtout lorsque les quantifications sont faites selon des indicateurs spécifiques divers et non monétaires, les analyses s'arrêtent aux *midpoints* cités plus haut. On obtient alors une matrice de résultats qui croise les causes initiales et les perturbations induites sur les

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

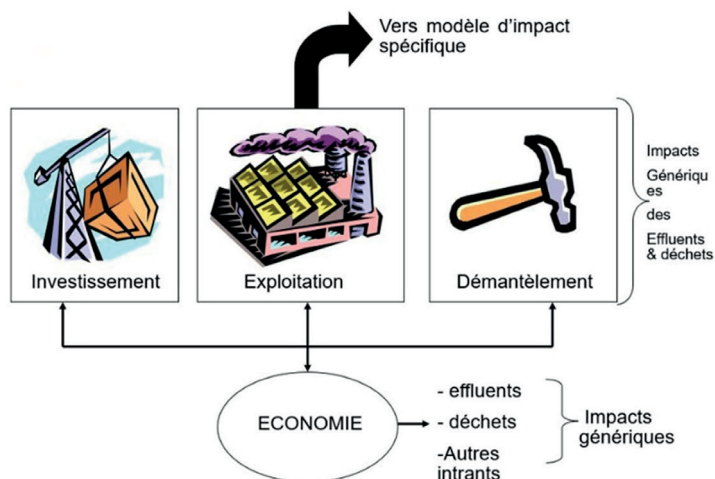


Figure 4. Schéma d'articulation de plusieurs méthodes pour déboucher sur une valeur d'impact la plus complète et la plus précise possible

En pratique, ce type de schéma mobilise un jeu de données qui alimente plusieurs modèles, articulés entre eux.

indicateurs (*midpoints*) retenus. Un exemple est donné en Figure 3, qui montre des impacts de la production d'électricité éolienne en Europe, sur divers indicateurs, en ventilant les causes de ces impacts par étape de la chaîne de valeur conduisant à la mise en œuvre des éoliennes (selon une logique ACV). Les indicateurs sont évalués avec des unités spécifiques très diverses et parfois elles-mêmes composites (comme les «points» relatifs à l'usage des terres). On constate ici la difficulté liée à l'absence d'un critère synthétique unique.

Pour aller plus loin, il semble souhaitable de construire une méthode qui puisse permettre de mesurer, de la façon la plus simple et complète possible, l'impact d'une production d'électricité selon telle ou telle filière, dans tel ou tel type d'environnement, à telle ou telle époque... Il est impossible de répondre complètement à un tel cahier des charges. Toutefois, le choix d'articuler des approches complémentaires offre aujourd'hui des résultats intéressants. La Figure 4 schématise ainsi comment il est possible de combiner le recours à des modèles physiques, puis économiques et monétaires traduisant le fonctionnement de l'économie alimentant une filière électrique (en partie basse de la figure), tout en

«zoomant» sur l'exploitation des usines, laquelle engendre des impacts génériques (à droite), mais aussi spécifiques, bien mieux capturés (voire même mesurés sur le terrain) par des approches «*Impact Pathways*» (figurées en haut). Une fois ce travail fait, le but est de regrouper les impacts monétaires par grands critères ou objectifs. À cette fin, de nombreux modèles économiques (modèles de planification de parcs électriques) et même macroéconomiques sont utilisés, comme les IAM (*Integrated Assessment Models*), dont certains sont construits dans ce but. Un exemple de ce type d'approche est cité en bibliographie de cet article : [Klaassen *et al.*, 2007]. Dans la quasi-totalité des cas de recours aux IAM, les externalités prises en comptes sont liées aux émissions de GES.

On constate ainsi que la méthode en trois étapes décrite ci-dessus reste générale, mais que certaines évaluations peuvent se traduire plus vite que d'autres par des approches monétaires (ce sont souvent les évaluations les plus «génériques», dont le sens technologique et le caractère spécifique sont les moins affirmés), alors que d'autres reposent sur la succession de chaînes causales précises et longues, ne débouchant qu'à la fin sur des montants monétaires. On peut noter

en pratique un certain caractère «*ad hoc*» des approches menées, ceci pour arbitrer entre temps passé (dont acquisition des données) et précision.

1.6. Quelques cas particuliers

La représentativité des écosystèmes de référence

Les modèles d'impacts sont par essence représentatifs d'une situation précise (par exemple un site industriel). Quand il s'agit de calculer des détriments induits par l'activité d'une filière entière, il faut donc définir des règles de calcul représentatives d'un «impact moyen», qu'il faut alors imaginer comme résultant d'une installation fictive «moyenne» dont les caractéristiques nécessitent une validation... dans certains cas problématique. Ainsi, il est aisé de calculer l'impact sur le réchauffement global dû à un véhicule d'un type donné (dès lors que son usage et sa consommation moyenne de carburant sont connus), mais il est autrement plus ardu de calculer les pathologies induites par les émissions de particules de ce même véhicule (lesquelles dépendront de l'état des réglages moteur, de son train d'échappement, du lieu d'émission, des conditions météo...) ou les impacts induits en matière d'acidification ou d'eutrophisation des eaux et leurs conséquences sur la biodiversité (lesquels impacts dépendent de facteurs tels que la nature des eaux concernées, de la saison, des biotopes en place...) sans qu'il soit facile de connaître les valeurs moyennes de ces paramètres, ni d'apprécier leur corrélation et donc la représentativité des choix effectués. De tels choix, qui doivent être adaptés aux questions étudiées, sont néanmoins à la base de nombreux modèles. On retrouve cette même problématique dans des cas très concrets comme la fixation du niveau d'émission de GES des biens importés pour leur imposer des taxes (mécanisme d'ajustement carbone aux frontières).

La valeur statistique de la vie (ou VSL)

L'essentiel des impacts actuellement mis en évidence et effectivement calculés est le résultat de la traduction monétaire des conséquences d'une activité donnée en termes de mortalité et de

morbidité de l'espèce humaine. Il s'agit alors de transformer des «morts statistiques», ou la «perte en années de vie», ou encore des «journées de travail perdues», en dollars ou en euros. Mais fixer un tel niveau normatif, d'une part, apparaît exercer un choix entre des valeurs dispersées sur une plage assez vaste et, d'autre part, nécessite de se situer au sein d'une gamme de coûts très étendue en fonction principalement du PIB par habitant du pays considéré, ce qui peut poser problème, notamment pour apprécier des détriments globaux (comme les émissions de gaz à effet de serre). On conçoit donc que ce type de calcul soit d'abord à apprécier en tant qu'ordre de grandeur, et pas plus. Dans les évaluations présentées ici, la VSL est de l'ordre de 2 millions d'euros (M€), ce qui est grosso modo cohérent avec les valeurs retenues dans les pays de l'OCDE et, plus spécifiquement, celle proposée par les autorités françaises (cf. [Baumstark *et al.*, 2013], avec une valeur un peu supérieure de 3 M€ de 2010).

Les ressources

Depuis quelques années, les travaux relatifs aux impacts entraînés par l'épuisement des ressources (lui-même induit par une activité humaine) se sont fortement développés. Un des sujets «traditionnels» dans cet esprit est celui de l'épuisement des ressources énergétiques (en particulier les hydrocarbures). Depuis la compréhension maintenant largement répandue de la nécessité de laisser en terre d'importantes quantités de ressources carbonées, les études se tournent surtout vers les métaux rares et autres minerais stratégiques. L'actualité récente en Ukraine en donne un excellent exemple. Si l'on s'en tient à une analyse (sans doute simpliste) de la fixation des prix des ressources minérales, un fonctionnement parfait des marchés agissant dans un monde totalement informé (sans biais) déboucherait sur une valeur des minerais représentant leur rareté. Dans ce cas, la prise en compte des impacts induits par leur exploitation devrait uniquement être axée sur les conditions d'exploitation des gisements, actuelles et futures (les impacts seraient alors plutôt modestes, sauf ceux liés à certaines circonstances particulières, comme les marées noires ou les pollutions de nappes induites par

certains forages pour l'accès aux gaz de schiste et pétroles de roches-mères). Mais l'incertitude première provient de la capacité des marchés à traduire la valeur économique des gisements en cours d'exploitation, compte tenu de ce qui est encore en terre et des technologies d'exploitation (actuelles et à venir). Les fluctuations des cours des énergies ou de nombreux métaux attestent de l'inefficacité récurrente des marchés (parfois d'ailleurs cartellisés) et de phénomènes qui les perturbent bien réellement (comme les événements géopolitiques qui jouent sur les comportements de certains acteurs comme la Chine pour nombre de matières). Ceci sans compter l'absence de vue sur les technologies futures qui est commentée plus loin, ou l'imparfaite connaissance des réserves et de leur accessibilité (voir [Hache et Jeannin, 2023]). Il s'ensuit qu'avant même de s'intéresser à la mesure des externalités dues à l'accès à telle ou telle ressource, il serait nécessaire d'établir un «vrai prix» pour cette ressource. Ce qui demeure très spéculatif. Cet état de fait limite de façon forte les velléités de définition de coûts externes présentes parfois dans la littérature. Il reste que ces dernières, une fois encore, gardent une certaine utilité, même si leur ordre de grandeur s'avère peu élevé : leur mesure permet alors d'augurer que les questions relatives à l'accès aux ressources minérales ne sont pas de nature à bousculer les choix économiques. Mais cette situation n'est pas la règle. Dans le cas inverse, les calculs permettent d'attirer l'attention sur les risques encourus, et se traduisent à la fois par des coûts additionnels significatifs et par un accroissement de l'incertitude sur les résultats.

La prise en compte du temps

Les travaux menés pour quantifier les impacts des choix en matière de parc électrique sont généralement menés en dynamique, c'est-à-dire qu'ils établissent des chroniques de détriments. L'analyse économique standard permet de disposer d'outils pour ramener ces phénomènes inscrits dans le temps à un indicateur de coûts unique. La méthode la plus utilisée, et de loin, consiste à ramener les coûts des impacts de chaque année à un montant libellé dans la monnaie d'une année précise (année de référence).

L'approche générale consiste à actualiser les flux, c'est-à-dire à donner plus d'importance aux années proches (voir une analyse des techniques en vigueur dans mon article publié dans *La Revue de l'Énergie* [Devezeaux, 2021]). Un point important auquel s'attachent de plus en plus les développements actuels est de quantifier la flexibilité des choix, qui est un sujet appréhendable en dynamique. Nous y reviendrons par exemple lorsque nous aborderons la question des perspectives de demande d'électricité et des marges de manœuvre pour piloter au mieux la puissance du parc et sa productibilité.

Au final, ces différentes perspectives constituent un ensemble hétérogène d'approches, très tributaires des hypothèses qui les sous-tendent, mais qui sont nécessaires à leur mise en œuvre. Agréger l'ensemble de ces résultats (les coûts externes) peut ainsi sembler une gageure. Des raisons poussent toutefois à tenter l'exercice. La première est que les ordres de grandeur des différents résultats sont souvent très différents. Il devient alors possible de focaliser les analyses et l'intensité des travaux (notamment l'acquisition des données de base) sur les impacts les plus significatifs. La seconde est que l'incomplétude des résultats les plus largement répandus ne peut être un argument en faveur d'un *statu quo* en matière de périmètre de consolidation. L'état de l'art pousse donc à mettre en œuvre ces approches avec prudence, en mettant en avant des intervalles de confiance. C'est un objectif déjà atteint par la plupart des publications récentes. Au-delà, les mises en garde sur les domaines non étudiés apparaissent par contre bien rares : le chercheur fait ici face à des incertitudes souvent radicales. La piste la plus féconde en la matière consiste ici aussi à tenter de capturer des ordres de grandeur, même très incertains.

Le lecteur aura déjà compris que les évaluations qui suivent n'échappent pas à ces limitations. Toutefois, il constatera que nous avons cherché, tant que faire se peut, à attirer son attention sur les lacunes qui nous semblent les plus importantes.

2. Retour sur l'externalité climatique

L'impact climatique est au cœur même de l'évolution des systèmes électriques. La prise en compte économique du dérèglement climatique est actuellement hybride car en partie traduite sur les marchés. En ordre de grandeur, si l'on part des émissions directes moyennes du parc français (soit de l'ordre de 60 kgCO₂eq/MWh), pour un prix du carbone de 100 €/t, le surcoût serait de 6 €/MWh, à comparer à des prix de gros de l'ordre de 100 € actuellement en hiver. Si l'on se projette à l'horizon du mitan du siècle, un double effet se produira. D'une part, le prix du carbone augmentera fortement, et, d'autre part, ce renchérissement provoquera l'exclusion des technologies carbonées. *In fine*, dans nos évaluations de 2024, la contrainte de neutralité carbone imposée au parc du futur remplace les mécanismes complexes qui aboutiront à ce résultat via une taxe spécifique sur les intrants carbonés de la production d'électricité. Ainsi, le coût du kilowattheure moyen, qu'il soit affecté ou non d'une taxe carbone, apparaît grosso modo le même (puisque les émissions directes de GES seront nulles)³.

Toutefois, il s'agit ici d'une contrainte portant sur les émissions en phase de production uniquement. L'analyse en ACV évoquée plus haut permet d'aller au-delà, et de prendre en compte l'énergie « grise » des équipements, de même que celle (plus réduite) liée au démantèlement. Dans notre article de 2024 (*op. cit.*), nous donnons une évaluation de ce poste pour les différentes filières, que nous reprenons ici, et qui diffère selon les technologies. L'exercice peut paraître simple, dès lors que les émissions sont connues. D'une part, celles-ci devraient baisser tendanciellement avec les mesures mises en place et l'orientation du progrès technique qui en découle. D'autre part, si les externalités sont graduellement internalisées, les coûts des équipements devraient intégrer à terme les taxes portant sur les émissions de gaz à effet de serre. Pour en tenir compte, nous avons retenu des marges significatives. Globalement, les écarts entre technologies restent modestes pour ce qui concerne la borne inférieure (voir Tableau 3). La valeur médiane du solaire PV est toutefois supérieure, ce qui traduit que l'étape du raffinement

du silicium est fortement consommatrice d'électricité, laquelle sera graduellement décarbonée en Europe, mais pourrait l'être moins dans certaines zones de production des cellules futures. Pour le solaire PV, nous avons donc retenu une valeur nettement plus faible, soit des émissions de CO₂ par kilowattheure de l'ordre du tiers de la valeur actuelle. Ceci tant pour tenir compte des progrès techniques (consommation d'électricité globale pour élaborer les cellules et panneaux) que pour tenir compte de la décarbonation des mix électriques dans la zone des usines de la chaîne de production jusqu'aux panneaux.

Enfin, il faut se poser la question des autres voies d'impact. Nous retiendrons l'impact direct de la mise en œuvre des productions d'électricité bas carbone sur le climat. Cette action peut notamment provenir de changement d'albédo (dû aux panneaux solaires) ou de perturbations dans les écoulements d'airs (pour les éoliennes). La littérature en la matière indique des effets locaux et même régionaux. Ainsi, pour le solaire PV, les études de modélisation suggèrent un refroidissement en zone urbaine (jusqu'à 0,5 °C) et un réchauffement dans les zones rurales (jusqu'à 0,3 °C) [Millstein et Menon, 2011]). Pour l'éolien en Europe du Nord, Vautard *et al.* [2014] indiquent des écarts de même ordre sur les températures moyennes, soient des impacts mineurs, mais non nuls.

En ce qui concerne le gaz, l'impact majeur restera celui des émissions directes, même si un recours partiel à du biogaz est possible. Nous n'avons donc pas modifié sensiblement les valeurs actuelles, qui dominent les impacts : nous avons toutefois supposé un développement du biogaz à niveau de 50 % à l'horizon visé, sans pénalité pour CO₂ émis (voir Tableau 3). Nous avons aussi supposé que les émissions (pertes) de méthane tout au long de la chaîne gazière (91 gCO₂eq/kWh selon [GIEC, 2021]) seraient très fortement diminuées dans les décennies à venir.

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

3. Prise en compte sur la santé humaine des émissions de polluants et production de déchets

Les approches d'analyses de cycle de vie sont développées depuis de nombreuses décennies pour quantifier les polluants, effluents et déchets produits par les activités humaines, au premier rang desquelles on trouve l'industrie et la production thermique d'électricité. Il s'agit de l'impact principal de la production d'électricité, le vecteur de loin majoritaire à ce jour étant l'action directe des polluants sur la santé humaine (via l'inhalation de particules et de gaz). Par ailleurs, les polluants (air et eau) et les déchets ont des impacts multiples d'autres natures : nous en évoquerons quelques-uns dans les sections suivantes (sur les cultures et les forêts, la biodiversité de nombreux milieux, les bâtiments... mais aussi la météo et le climat via les aérosols). Nous excluons de cette section les effets des GES, lesquels sont globaux et généralement de long terme, et ne nécessitent

donc pas de modèles de diffusion et d'impacts localisés autour de la zone d'émission.

La quantification en externalités des polluants et déchets suit la logique standard : intrants, processus industriel, émissions, diffusion et atteintes à l'homme et à l'environnement, quantification économique. Elle reste délicate et pose de très nombreux problèmes de mesure, d'agrégation, de prise en compte de la localisation et même des problèmes théoriques... Ainsi, l'essentiel des travaux porte, non pas sur des impacts, par exemple sanitaires (donc mesurés en morts statistiques, en années de vie perdues...), mais sur des émissions de polluants (en indicateurs physiques). Une synthèse des méthodes et résultats peut être trouvée dans le rapport AR6 du GIEC [2021] et sur le site de l'OCDE.

Néanmoins, la quantification des impacts monétaires des émissions de polluants, qui suppose notamment de disposer de modèles de

Sources d'énergie	Émissions de gaz à effet de serre (gCO ₂ eq/kWh)	Émissions de SO ₂ (mg/kWh)	Émissions de NOx (mg/kWh)	NM VOC* (mg/kWh)	Particules en suspension (mg/kWh)
Hydroélectricité	2-48	5-60	3-42	0	5
Charbon (centrale moderne)	790-1 182	700-32 321+	700-5 273+	18-29	30-663+
Nucléaire	2-59	3-50	2-100	0	2
Gaz naturel (cycle combiné)	389-511	4-15 000+ ⁴	13+-1 500	72-164	1-10+
Combustion de la biomasse et des déchets forestiers	15-101	12-140	701-1 950	0	217-320
Éolien	7-124	21-87	14-50	0	5-35
Solaire photovoltaïque	13-731	24-490	16-340	70	12-190

Tableau 2. Principales émissions de gaz et particules de différentes technologies de production d'électricité issues d'une analyse ACV complète (pour les émissions de gaz et produits radioactifs, voir les paragraphes suivants)

Source : OECD/IEA in [Koch, 2001]

* Émissions de composés organiques volatiles (hors méthane).

transport des polluants, de modèles d'impacts sur le vivant ou le patrimoine, puis de monétiser ces impacts, a donné lieu à une bibliographie importante (voir par exemple les travaux des projets européens ExternE et NEEDS, déjà cités). Plus récemment, la communauté européenne a élaboré un jeu de données normées (voir [CE Delft, 2024]) qui permet de relier directement les émissions à des dommages en euros.

Le résultat principal est que les modes de production d'électricité à base d'énergies fossiles (surtout le charbon, selon les niveaux de traitement des particules) sont les plus polluants. Les émissions les plus « impactantes » sont celles qui produisent des aérosols et des gaz, responsables de l'ordre de 3 millions de morts annuels dans le monde (source : [OMS, 2016]). Pour ces énergies fossiles, c'est la phase de la production d'électricité qui domine très largement le bilan. Par ailleurs, les émissions de particules ont des effets météorologiques et climatiques qui peuvent devenir significatifs, mais que nous n'aborderons pas ici (ils restent, sauf cas exceptionnels, de second ordre par rapport à ceux exposés).

Les énergies solaires et éoliennes induisent des émissions de polluants faibles (phase amont et aval de la production, dont le bilan en la matière est quasi nul). Un point sans doute non encore totalement stabilisé est celui du démantèlement des panneaux solaires. La mise en œuvre du recyclage à grande échelle devrait toutefois permettre de limiter les impacts liés à la mise en décharge des déchets solides résultants. La traduction monétaire de ces impacts est faible : de l'ordre de quelques euros par mégawattheure.

Le cas du nucléaire est plus complexe. Les émissions de polluants (rejets) en marche normale sont facilement détectables — c'est un avantage des radioéléments que d'être mesurés aisément même en concentration extrêmement faible — et leurs impacts sanitaires et environnementaux sont négligeables. Enfin, le lecteur intéressé pourra se référer, pour le cas de l'impact attribuable aux déchets radioactifs, à des auteurs comme Poinssot *et al.* [2014]. Au total, l'ordre de grandeur des externalités monétaires liées aux

effluents et aux déchets du nucléaire est du même ordre que celui des EnR. Ceci est le résultat de la mise en œuvre de technologies de haute technicité (et par suite de coût élevé, déjà intégré dans le coût du kilowattheure) pour gérer effluents et déchets.

In fine, le Tableau 2, issu d'analyses ACV complètes de l'AIE, illustre les plages assez larges de résultats pour des technologies en place, mais aussi le relativement faible poids du nucléaire et des EnR au regard des énergies fossiles. Le lecteur pourra aussi consulter les travaux de Markandya et Wilkinson [2007]. Ces résultats confirment que la prise en compte de cette externalité générée par les émissions de polluants ne sera pas discriminante dans les choix de parcs futurs, dès lors qu'ils ne recourront pas aux énergies fossiles, et en particulier au charbon, sauf à mettre en place des équipements de capture des polluants avancés en sortie de cheminée des centrales à charbon. On retrouve ici les conclusions du rapport de l'AR6 (*op. cit.*), qui a analysé des scénarios énergétiques de l'AIE, et en particulier un scénario dit de développement durable (ou « SDS ») [OECD/IEA, 2017]. Ce scénario conclut que la modernisation des centrales électriques au charbon avec des contrôles de pollution est la solution la moins chère pour lutter contre la pollution locale de ces centrales à court terme, laquelle constitue le poste le plus important des externalités du parc électrique mondial.

Ces émissions se traduisent d'abord en termes de vies humaines et de morbidité. Les impacts des énergies bas carbone sont essentiellement indirects, car générés au sein de la société lors des phases « amont » (l'investissement) et, à un moindre degré, « aval » (le démantèlement et le recyclage). Pour le nucléaire, s'y ajoutent des impacts, modestes, liés au cycle du combustible (voir section suivante). Exprimées en termes monétaires, les externalités correspondant aux dommages induits par ces émissions se montent à quelques euros par mégawattheure pour les énergies bas carbone. Ces impacts, cumulés avec les autres impacts sur la santé, sont représentés en Figure 5.

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

4. Prise en compte de l'impact des rayonnements ionisants

Pour le nucléaire, l'impact dosimétrique sur les travailleurs et sur le public est très encadré, à des valeurs très faibles, de sorte que le Forum d'échanges⁴ mis en place dans les années 2000 [Carlier *et al.*, 2004] a conclu que l'impact sanitaire en marche normale (y compris le cycle) est extrêmement faible⁵. Il en est de même en ce qui concerne l'impact du stockage des déchets ultimes, les sites étant conçus pour limiter drastiquement l'impact dosimétrique à court (exploitation) et long (post-fermeture) termes. Les autres impacts à considérer ici sont essentiellement liés aux accidents de personnels (mines, construction des réacteurs) : ils se situent néanmoins parmi les plus bas de l'industrie.

Les émissions de radioéléments concernent toutes les filières de production d'électricité, et principalement le charbon (toutefois hors de notre échantillon). Les travaux menés par la Commission européenne, déjà cités, permettent d'attribuer un coût aux émissions de chacune.

On constate ainsi en Figure 5 que l'impact dosimétrique d'autres filières (charbon, mais aussi géothermie) peut être bien plus important que celui du nucléaire. Il s'agit principalement de l'irradiation interne par les atomes émetteurs de rayonnement alpha, qui sont souvent présents dans le charbon et d'autres roches.

Au final, pour les 4 filières examinées ici, l'impact radiologique se situe bien en dessous de l'euro par mégawattheure, et n'est donc pas comptabilisé plus avant dans cet article.

5. Autres impacts sur la santé et impact sanitaire total des technologies de production d'électricité

Les autres impacts sur la santé répertoriés dans cette section portent, d'une part, sur le fonctionnement en marche normale, mais aussi, d'autre part, en cas d'accident (sujet traité à part, voir plus loin). Ils sont ici relatifs aux impacts sur les travailleurs des filières (principalement l'exploitation, mais aussi l'amont de la production et en

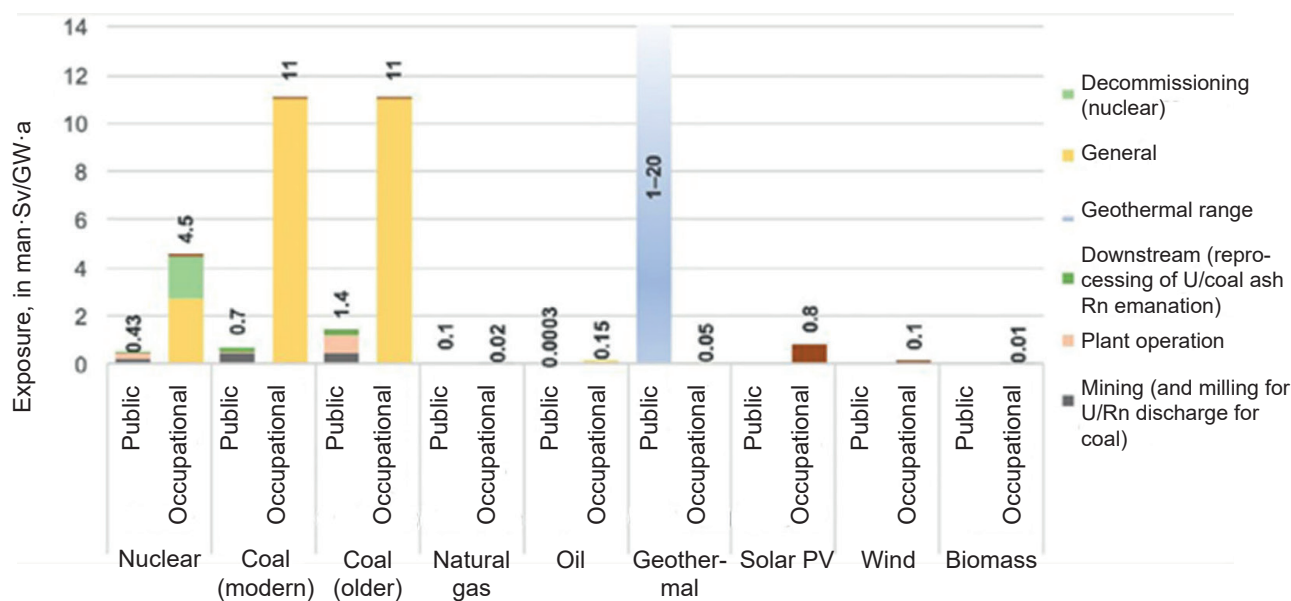


Figure 5. Impacts (doses en millisieverts/individu x année) du fonctionnement en base d'une unité de production d'électricité de 1 GW, pour le public et pour les exploitants

Source : [UNCE, 2021] citant l'UNSCEAR

particulier l'activité minière). Pour le solaire et l'éolien, ces impacts sont faibles : la production nécessite peu d'intrants et les exploitants sont très peu exposés à des nuisances spécifiques. Le sujet qui pèse actuellement sur ce poste concerne surtout l'exploitation minière de certains métaux rares comme le lithium, le néodyme ou le cobalt. Les informations relatives aux accidents en phase amont sont lacunaires.

Ces impacts concernent aussi le public, soit à proximité des *supply chains*, soit via les effets globaux induits (changement climatique, notamment).

Pour les principales technologies électrogènes, l'impact dosimétrique sur les travailleurs et sur le public est présenté en Figure 6, ceci en supposant que la mortalité induite suit une loi linéaire sans seuil, ce qui est une hypothèse très pénalisante. Cet impact s'avère néanmoins très modeste, les contrôles et mesures préventives très

stricts aboutissant même parfois à des doses plus faibles pour les travailleurs du nucléaire que pour la population moyenne. Les autres impacts sur les travailleurs sont eux aussi négligeables.

D'autre part, les autres impacts sanitaires (hors effluents et déchets) sont liés à l'ensemble du cycle de vie des installations. Au total, la première étape consiste à sommer ces impacts connus et calculables sur la santé (voir une illustration de ce type de calcul en Figure 6), puis la seconde étape consiste à quantifier en monnaie ces impacts totaux, via des choix en matière de valeur statistique de la vie (VSL) comme exposé plus haut. Un exemple de résultat est présenté en Figure 7. Si Samadi [2017] les évalue entre 1 et 2 €/MWh pour les différentes technologies de production d'électricité, l'étude ExternE-NEEDS (*op. cit.*) fournit des niveaux légèrement plus élevés (ceux de la Figure 7) de 4 \$₂₀₀₈/MWh pour le nucléaire, 8 pour le solaire PV et 2 pour l'éolien.

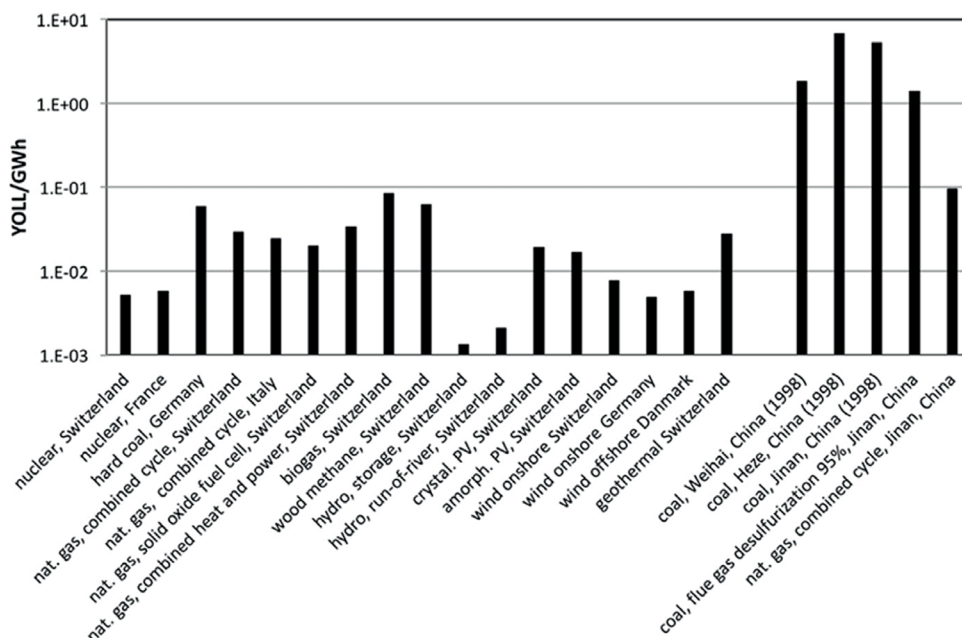


Figure 6. Mortalité induite par diverses technologies de production d'électricité (en années de vie perdues par gigawattheure)

Source : [Hirschberg *et al.*, 2016]

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

En agrégeant tous les effets sur la santé cités ici et dans les sections précédentes et en tenant compte des progrès techniques en cours et attendus, comme la baisse notable de l'exposition des mineurs d'uranium⁶, nous obtenons des valeurs qui sont modestes pour les filières étudiées. En effet, pour le nucléaire et l'éolien, les externalités ne devraient pas dépasser significativement l'euro par mégawattheure. Le solaire PV est potentiellement plus élevé, mais avec des marges significatives à la baisse qui joueront au fur et à mesure des progrès techniques et de la réglementation (nous lui attribuons une valeur moyenne de 4 €/MWh). Enfin, le gaz serait proche du solaire (valeur moyenne de 3 €/MWh).

6. Impact sur la production agricole

La littérature est très fournie sur les impacts du changement climatique sur les rendements agricoles. L'étude européenne CASES [Bossetti *et al.*, 2012] en offre une remarquable illustration. L'essentiel des impacts est dû au changement climatique et à l'augmentation de la teneur en CO₂ de l'atmosphère. En ce qui concerne les énergies

bas carbone, ces effets sont néanmoins du deuxième ordre et nous ne les avons pas retenus comme candidats prioritaires pour les monétiser.

Les calculs fournis par le projet européen CASES (*op. cit.*), qui a suivi NEEDS, permettent aussi de fournir un ordre de grandeur de l'impact des émissions de gaz sulfurés et oxydes d'azote (en ACV). Ceux-ci sont très réduits, même en ce qui concerne la filière gaz, pour laquelle il est raisonnable de les plafonner à un euro par mégawattheure. Ces impacts ne prennent pas en compte la réallocation des sols et la compétition avec les cultures vivrières (qui est censée être internalisée par le prix des terres agricoles).

7. Impacts sur la nature et la biodiversité

Ces impacts sont maintenant de plus en plus étudiés. Ils ont en particulier été au centre du rapport du GIEC sur le scénario de 1,5 °C (cf. [GIEC, 2018]). On compte actuellement plusieurs centaines d'articles sur l'évaluation économique de la biodiversité. L'essentiel des travaux reste

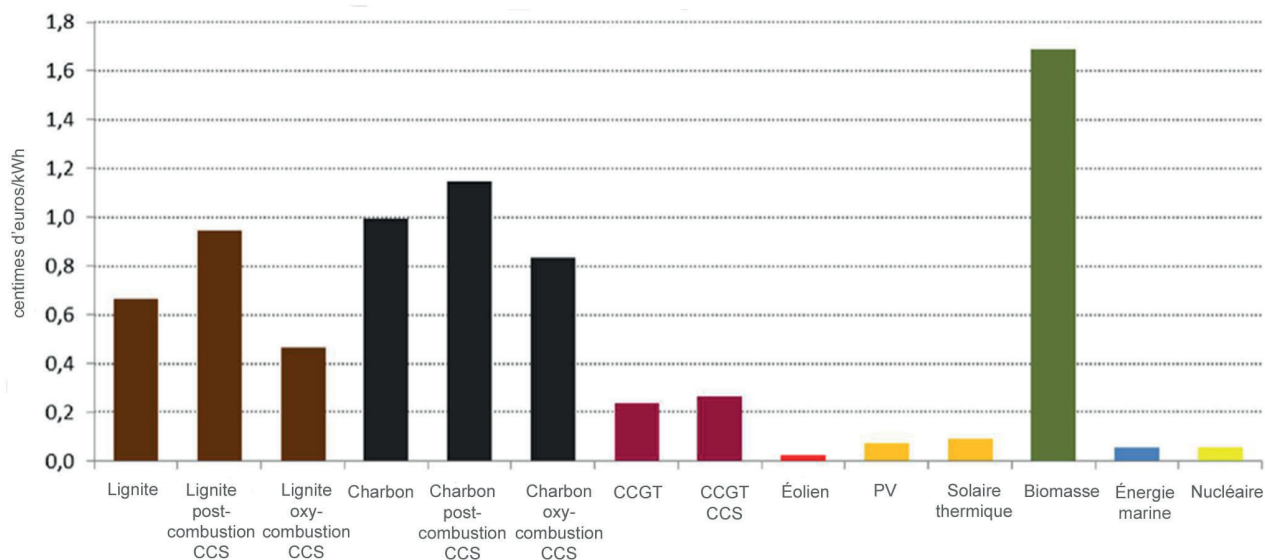


Figure 7. Évaluation des externalités en matière de santé des principaux moyens de production électrique à l'horizon 2025

Source : [NEEDS, 2009b]

— malgré tout — encore qualitatif, fragmentaire, très lié à des problématiques locales et pose des difficultés d'ampleur dès lors qu'on cherche à les monétariser, même si l'intérêt pour cet exercice — de même que de nombreuses réticences associées — est déjà ancien (voir par exemple [Funtowicz *et al.*, 1994; Costanza *et al.*, 1997; Gatto *et al.*, 2000...]) et, beaucoup plus récemment, les tentatives européennes en la matière [CE Delft, 2024]).

Une synthèse des méthodes et résultats peut être trouvée dans le rapport AR6 du GIEC (*op. cit.*), dans les rapports de la Commission européenne et sur le site internet de l'OCDE. Une tendance semble émerger, qui est que les énergies les plus concentrées (en matériaux, mais aussi en termes de surface occupée) sont les moins dommageables pour la nature et la biodiversité. Parmi les énergies bas carbone, c'est de loin le nucléaire qui apparaît la plus concentrée (par exemple en surface mobilisée), et dont l'impact est qualitativement le moindre. Les seules surfaces significatives sont celles des mines (si à ciel ouvert, ce qui devient l'exception) : voir ci-dessous.

Il faut aussi noter dans les travaux récents la mise en évidence d'une gamme de risques de mortalité et de perturbation des oiseaux, des chauves-souris et des insectes, relative au développement de l'éolien (voir l'AR6).

Enfin, les questions relatives à la nature (et à la biodiversité) sont d'autant plus délicates que les milieux concernés sont très différents (voir [Gasparatos *et al.*, 2017]), mais aussi que des stratégies de mitigation et d'adaptation peuvent être menées dans ce domaine. Ainsi, les impacts de la mise en service d'une installation industrielle peuvent être en partie limités via des mesures appropriées. De même, des actions de remédiation et de compensation, à l'efficacité souvent difficilement mesurable, peuvent permettre d'atténuer les impacts sous revue dans cette section.

Au stade actuel, même si des méthodes multicritères ouvrent des perspectives, il serait hardi de souhaiter traduire simplement des myriades d'indicateurs non commensurables en termes

économiques. Un exemple d'application soignée de ces méthodes est proposé par l'équipe de NEEDS [2009b]. Les valeurs de détrimement liées aux impacts sur la biodiversité recensées par Samadi [2017] sont en général faibles (inférieures à l'euro par mégawattheure) et ne sont pas de nature, pour l'instant, à privilégier la quantification de ces impacts.

8. Impacts sur les terrains utilisés, le paysage, la valeur des terrains limitrophes, le bruit

À nouveau, le premier enjeu de la production d'électricité lié à ces thématiques est la surface nécessaire.

L'espace occupé par le solaire PV peut être «quasiment nul» si l'on recourt à des installations en toiture ou encore sur des friches industrielles. Les nouvelles tentatives de panneaux flottants offrent aussi un intérêt évident au regard du critère d'occupation des sols. Par contre, les fermes solaires (même en promouvant l'agrivoltaïsme) et les champs d'éoliennes (en discriminant toutefois *onshore* et *offshore*) engendrent des impacts (voir, pour ces derniers, le rapport [Cycleco, 2015]).

Comme exposé *supra*, le nucléaire est très dense. La majeure partie des besoins de surface provient de l'amont et des exploitations minières à ciel ouvert. Fthenakis et Kim [2009] évaluent le nucléaire comme la seconde technologie la moins consommatrice d'espace (après le solaire en toiture) : voir Figure 8.

Différentes techniques existent pour mesurer les autres impacts des installations de production d'électricité, comme l'attrait des paysages (notamment au plan touristique), les prix des terres et des maisons, les répercussions en termes d'image (et de chiffre d'affaires) des produits locaux... Ceci via des questionnaires présentés aux populations limitrophes, des études de prix des maisons, des enquêtes d'attractivité touristique... Certaines enquêtes cherchent à mesurer le consentement à payer des résidents pour éloigner une source de nuisance. Leurs résultats peuvent être élevés (plusieurs milliers d'euros par ménage, voire plus),

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

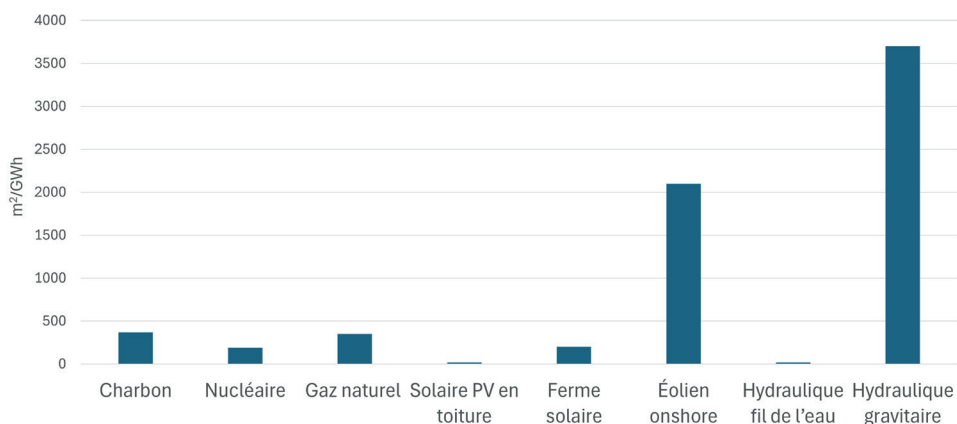


Figure 8. Évaluation de la surface au sol nécessaire pour différentes technologies de production d'électricité calculée en ACV (en m²/GWh)

Source : [Fthenakis et Kim, 2009]

mais ces approches souffrent ici d'une double limitation due au caractère virtuel du dommage et sont d'autre part très localisées (elles portent sur des populations réduites, en comparaison de l'énergie produite). Un intéressant *survey* de leurs résultats figure dans [Welsch, 2016].

Les résultats sont d'ampleur variable et assez disparates. Samadi [2017] et ExterneE [1995] les évaluent à quelques euros par mégawattheure⁷ au plus pour les technologies les plus pénalisantes (souvent celles qui utilisent le plus d'espace). Nous avons retenu un plafond de 1 €/MWh pour l'externalité du solaire et du nucléaire et jusqu'à 5 €/MWh pour l'éolien *onshore*, en suivant en cela Samadi (*op. cit.*). En ce qui concerne les centrales électriques à gaz, l'impact est modeste (chiffré à 1 €/MWh au plus), ceci car les installations de la filière sont généralement situées sous terre (champs gaziers) et que les centrales elles-mêmes occupent peu de place. Il en serait toutefois très différemment de l'exploitation du charbon à ciel ouvert ou encore du lignite...

Quant au bruit, les travaux actuels ne permettent pas encore d'élaborer une synthèse convaincante. Il est toutefois possible d'affirmer, étant donné la localisation des sources sonores,

que ces impacts sont modestes, sauf, dans certains cas, en ce qui concerne l'éolien *onshore*.

9. Impact sur l'épuisement des ressources et consommation d'eau

Les besoins en matériaux sont assez différents selon les filières. En ce qui concerne les masses totales rapportées au mégawattheure, le nucléaire et le solaire sont les moins consommateurs alors que l'éolien, qui nécessite d'importantes structures (mâts, supports, socle béton...), est fortement consommateur de ressources minérales.

En ce qui concerne les matières stratégiques (ou rares), l'AR6 (*op. cit.*) et le CGDD [2023] en proposent des synthèses. L'énergie éolienne dépend essentiellement de deux matières critiques — le néodyme et le dysprosium — utilisées dans les aimants des générateurs haute performance, notamment dans l'éolien *offshore*. Le solaire photovoltaïque à base de «chips» de silicium, qui représentait 95 % de la production photovoltaïque en 2020, n'utilise proportionnellement que peu de matières critiques, mais de l'aluminium, du cuivre et de l'argent. Le lithium, le nickel, le cobalt et le phosphore sont utilisés dans les batteries qui seront un complément utile à la gestion de la variabilité des EnR. Les projections

de ces données dans le futur ne sont pas triviales, à la fois du fait de l'amélioration des techniques, des ruptures technologiques, mais aussi du recyclage de ces matières.

Au stade actuel des études, celles-ci fournissent des chiffres assez disparates, et nous ne sommes pas près ni d'une évaluation globale par technologie, ni *a fortiori* d'un consensus à ce propos : voir la section, plus haut, consacrée à ce sujet, qui rappelle que la critique des prix de marché est certes fondée, mais constate la difficulté à les corriger. Même s'il existe des travaux d'intérêt en la matière : une méthode consiste par exemple à déterminer un coût de l'épuisement (en sus des prix de marché : c'est une externalité), qui peut être exprimée en «équivalent pétrole», selon l'approche ReCiPe, utilisée notamment par Ecofys [2014]. Ainsi et au stade actuel, même si d'autres travaux présentent beaucoup d'intérêt (voir à nouveau Ecofys (*op. cit.*), [OECD/NEA, 2018] ou [AIE, 2024]), il ne nous a pas semblé envisageable de fournir ici une synthèse de ces approches.

En ce qui concerne la consommation d'eau, le poste principal identifié par la littérature (voir l'AR6) est l'eau «consommée» par les centrales thermiques, dont pour ce qui fait l'objet de cet article, le nucléaire. L'eau en question est soit soustraite de l'environnement des centrales (par évaporation dans des tours de refroidissement dans les circuits dits «fermés»), soit légèrement réchauffée par son passage dans les échangeurs de la centrale (dans les circuits ouverts). En France, les données publiées par EDF (voir [SFEN, 2023]) permettent d'évaluer en moyenne (pour l'année 2021) les prélèvements nets des centrales françaises à 3 % du débit des fleuves concernés. Ce faible pourcentage implique des externalités modestes. Toutefois, la question du réchauffement des eaux des fleuves en cas de forte chaleur perdure. Il s'agit d'un enjeu environnemental connu, réglementé et contrôlé par les pouvoirs publics. Pour les centrales thermiques, un moyen (toutefois inhomogène avec les approches de cet article, fondées sur les dérivés induits, et non sur le coût de la mitigation) pour internaliser le réchauffement est de retenir les surcoûts dus à la mise en œuvre de mesures

conservatoires pour maintenir ce réchauffement à des valeurs très basses (notamment via des tours de refroidissement avec réservoirs). Ces surcoûts restent modestes (de l'ordre du pourcent du coût de construction d'un réacteur), voir [Ayoub *et al.*, 2018].

Au total, pour le solaire PV et l'éolien, nous retenons des valeurs proches de celles d'Ecofys (*op. cit.*), soit en dessous d'un euro par mégawattheure. Pour le nucléaire, la valeur proposée par Ecofys au regard de l'épuisement de l'uranium est nettement excessive (on pourra consulter la thèse de Monnet [2016] pour mieux percevoir les constantes de marché de cet élément). D'autre part, nos calculs de coût du mégawattheure internalisent les éventuelles tensions futures sur le marché de l'uranium. Les impacts sur le réchauffement des cours d'eau ont été plafonnés à un niveau de 1 €/MWh. Pour la référence gaz, nous avons maintenu les résultats d'Ecofys en fourchette haute, la fourchette basse provenant de la prise en compte de l'arrivée du biogaz (niveau forfaitaire de 50 %) : voir Tableau 3.

10. Impacts des accidents majeurs

Ce sujet est par nature complexe, car il englobe des natures de coûts diverses et — une fois de plus — on ne peut considérer un coût sans le définir au mieux pour répondre à une question précise⁸. Un sujet souvent évoqué et plus rarement traité est celui des accidents nucléaires. Pour donner un ordre de grandeur de cette externalité rapportée au mégawattheure, la prise en compte de majorants des coûts de l'accident de Fukushima a pu être proposée⁹, mais n'apparaît pas la bonne méthode. Dans notre article essentiellement méthodologique [Devezeaux, 2015], nous constatons que l'essentiel des coûts qui ont suivi cet accident (plusieurs centaines de milliards de dollars), dans le contexte dramatique du tsunami qui l'a provoqué et a de surcroît tué environ 20 000 personnes au total (surtout vers Sendai, et non spécifiquement à Fukushima), est dû aux mesures excessives prises par le gouvernement japonais après le tsunami. Alors que les mesures préventives qui auraient dû et pu empêcher l'accident avaient été très en dessous du nécessaire.

L'essentiel du coût au Japon est d'ailleurs dû à la décision du non-redémarrage de très nombreux réacteurs en état de marche après le tsunami. Pour le futur, deux catégories de faits s'imposent et expliquent que nous n'ayons pas retenu de valeurs extrêmes : d'une part, les progrès très significatifs¹⁰ des dispositions prises pour réduire les probabilités d'accident et limiter drastiquement les fuites de radioactivité lors des accidents les plus graves (c'est l'objectif de la génération 3 de réacteurs, référence de cet article pour le nucléaire futur), d'autre part, l'apprentissage de la gestion des crises majeures par les autorités en charge.

La démarche retenue internationalement est d'évaluer statistiquement le risque d'accident majeur¹¹, de quantifier les coûts induits¹², puis de faire éventuellement intervenir un «facteur d'aversion» pour le risque nucléaire. Il est aussi possible de mesurer la perception du risque par des techniques de consentement à payer (voir les études citées par [Welsch, 2016]). La prise en compte de l'aversion retenue dans les travaux d'ExternE consistait à multiplier par un facteur de 20 l'espérance des coûts (voir [Eeckhoudt, Schieber, Schneider, 2000]¹³). Ce facteur considérable figurait spécifiquement la nature du risque nucléaire telle qu'appréciée par la population (par comparaison aux autres risques).

Pour leur part, Hirschberg *et al.* [2016] concluent que les filières les plus risquées en termes d'accident sont l'extraction des énergies fossiles et leur transport, alors que les taux les plus bas sont ceux des énergies bas carbone hydraulique et nucléaire. L'avantage en termes d'accidents majeurs va aux EnR (éolien et surtout solaire) qui ont des coûts de ce type par nature très faibles.

In fine, la valeur retenue ici pour cette externalité liée aux impacts des accidents est de 3 €/MWh¹⁴ pour le nucléaire (y compris une pénalité pour aversion pour le risque), et a été limitée à un maximum de 1 €/MWh pour le solaire PV et l'éolien. Le cas des filières gaz est plus complexe, les risques pouvant s'élever à des montants de plusieurs ordres de grandeur au-dessus des

énergies bas carbone. Compte tenu du niveau d'incertitude de ces évaluations, nous les avons limitées à un niveau intermédiaire (2 €/MWh).

11. Sécurité (sécurité énergétique, terrorisme, prolifération nucléaire)

L'approvisionnement à moyen et long termes¹⁵ en énergie et sa sécurité sont des concepts anciens et souvent évoqués. La sécurité de l'approvisionnement énergétique peut être définie comme la résilience du système énergétique face à des événements imprévisibles qui menacent l'intégrité physique des flux d'énergie ou qui conduisent à des hausses brutales des prix de l'énergie, indépendantes des fondamentaux économiques des marchés à long terme. Ainsi décrite, elle est difficilement mesurable. Toutefois, de nombreux indicateurs (d'ailleurs très proches de ceux utilisés pour caractériser la biodiversité) ont été définis depuis des décennies pour approcher cette notion : ils traduisent essentiellement la résilience en termes de diversité des approvisionnements. Ainsi, l'indicateur de Shannon-Wiener, ou Index (SWI)¹⁶, est souvent utilisé pour mesurer la diversité des sources. Comme pour la souveraineté, cet indicateur est bien noté pour les pays dotés d'une industrie importante dans une filière donnée (ou plusieurs). Mais il n'a — à notre connaissance — pas donné lieu à des travaux probants le traduisant en termes d'externalité mesurable en quantité monétaire.

Pour ce qui concerne les énergies bas carbone dont l'exploitation dépend de matériaux importés, c'est d'abord le nucléaire qui semble concerné. Or, les stocks d'uranium (stocks stratégiques, stocks outils) de la filière garantissent en Europe une autonomie totale de l'ordre de 4 années et plus du double si l'on tient compte des réserves d'uranium appauvri sur sol national [CNDP, 2024]. Compte tenu de la diversité des sources d'approvisionnement, il est raisonnable d'exclure que des ruptures totales se produisent. Par ailleurs, tout le cycle du combustible (dont la fabrication des assemblages combustibles) est localisé en France.

Pour l'exercice mené ici, les comparaisons entre les filières bas carbone ne sont donc pas affectées particulièrement par ces limitations portant sur l'exploitation. Par contre, il est certain (voir les événements de ces dernières années) que la maîtrise d'une filière électrique nationale (européenne) est aujourd'hui un facteur majeur de résilience face à des chocs géopolitiques d'ampleur. Ainsi, en contrepoint des effets identifiés ci-dessus (les approvisionnements en combustibles), figurent les facteurs souvent qualifiés d'internes, jouant sur la sécurité énergétique et électrique. Le facteur essentiel est le dimensionnement suffisant de la puissance du parc, de façon à faire face à la demande dans la très grande majorité des situations, sans déléster.

Inversement, une situation dans laquelle la demande électrique stagne, voire régresse (ce qui est le cas des années actuelles), alors que les coûts d'exploitation des moyens en place évoluent significativement, peut poser des problèmes aigus, car le parc historique peut s'avérer loin de l'optimum, dans un cas où les marges de manœuvre — via de nouvelles constructions — pour en modifier la structure sont faibles. Ceci d'autant plus si le parc est jeune ou si la durée d'exploitation des moyens en place est longue. Dans de tels cas, si le parc est constitué d'équipements de «durée de vie» courte, il faut le renouveler en continu et cela peut être un avantage en termes de flexibilité des choix... Dès lors que les capacités industrielles aptes à construire le nouveau parc restent suffisantes (voir le paragraphe suivant). On notera toutefois que les parcs bas carbone, à coût d'exploitation faible, sont peu sensibles à de tels phénomènes. Autre facteur majeur : les interconnexions qui permettent de mutualiser les risques entre pays connectés. Les coûts indirects éventuels de sécurité énergétique dépendent ainsi d'autres choix que ceux portant sur la structure du parc national, certains de ces choix étant exercés par d'autres pays. Nous nous focalisons ci-après sur la question de la garantie d'une puissance disponible adaptée dans une situation essentiellement de croissance de la demande.

L'analyse de la sécurité en termes de puissance disponible s'illustre alors par des scénarios de rupture portant sur les ressources extérieures. Pour les énergies bas carbone, il s'agit donc essentiellement de ruptures dans la technologie (principalement la disponibilité en équipements ou matières stratégiques nécessaires à la fabrication de ces équipements).

Ainsi, c'est le premier risque (celui des équipements) qui apparaît le plus sérieux pour toutes les filières : il pourrait se traduire par une impossibilité de construire des installations d'une technique donnée, les menaces sur l'exploitation des capacités en place étant bien moindres. Dans ce cas, deux phénomènes se manifesteraient : un retard à assurer la puissance nécessaire à un fonctionnement satisfaisant (coût de production en hausse, mais surtout risque de défaillance accru d'un parc devenu sous-dimensionné) et des importations d'électricité en hausse. Pour un parc comme celui de la France, si l'on part d'un retard de 5 ans dans les investissements d'une technologie donnée (durée de vie des installations de 30 ans), nous débouchons sur un gap de puissance «garantie» de l'ordre de 5 GW. Ceci en supposant que la technologie défaillante ne peut être remplacée dans les temps par une autre : ce qui est raisonnable, étant donné les temps caractéristiques des projets. L'économie liée au non-investissement serait au moins de l'ordre de 30 milliards d'euros. Mais la perte globale, y compris pour les consommateurs, serait supérieure. D'une part, à cause de l'augmentation des prix. D'autre part, à cause des importations nécessaires. Enfin, à cause de l'augmentation des risques de défaillance. Si l'on suit les travaux sur les élasticités-prix de court terme comme ceux de Percebois et Pommeret [2016], on obtient des valeurs de l'ordre de 10^{-3} €/MWh (pour 1 MW de puissance non délivrée, les prix moyens augmentent de ce montant). Ces prix changent pour l'ensemble de la production annuelle, et pour notre exemple déboucheraient sur environ +5 €/MWh, soit de l'ordre de 2 G€/an. Après actualisation, les enjeux seraient donc voisins de quelques dizaines de milliards.

Reste ensuite à probabiliser ce résultat. Les ordres de grandeur retenus dans les travaux

comme ceux de Hirschberg *et al.* se fondent sur les statistiques des événements de ruptures et de crises passés. En suivant cette démarche, les probabilités de conflit mondial seraient de l'ordre du pourcent par an. Il apparaît alors cohérent d'estimer une probabilité du même ordre pour des blocages complets de filières. Retenons de façon prudente une probabilité de rupture longue (ici, 5 ans de blocage) en disponibilité des technologies de 10^{-2} par projet industriel, pour des technologies devant fonctionner pendant quelques dizaines d'années d'exploitation. Pour un pays comme le nôtre, les coûts induits apparaissent alors, en espérance, de l'ordre du milliard d'euros par an, soit de quelques euros par mégawatt-heure. Nous avons choisi de les borner dans une fourchette de 1 à 3 €/MWh pour les trois technologies bas carbone étudiées, même si le nucléaire pourrait bénéficier d'un avantage sur ce critère, car disposant d'une *supply chain* largement sous contrôle national. En ce qui concerne les autres effets, ceux du moindre investissement et des importations supplémentaires devraient s'équilibrer, dès lors que les parcs sont proches de l'optimum. Enfin, l'effet sur l'augmentation des risques de défaillance est difficile à appréhender, d'autant que les scénarios de rupture peuvent s'inscrire dans le cadre d'une récession économique, donc d'une baisse de la consommation électrique.

Pour le gaz, l'expérience récente montre un risque de blocage directement localisé au plan de l'approvisionnement en combustible, avec une probabilité nettement supérieure. Nous sommes partis d'un facteur d'un ordre de grandeur, que nous avons toutefois modulé en fonction de divers facteurs : à la hausse, le fait que la pénurie affecte d'emblée une part de la production plus forte (mais en fonction de la diversification des approvisionnements) et surtout le fait que le canal principal de l'impact est celui d'une augmentation des prix. À la baisse, s'y ajoutent toutefois des possibilités de mitigation par le recours au biogaz, par des stocks stratégiques (à court terme) et par des flexibilités dans la *supply chain*. Nous avons donc retenu un montant qui, dans sa fourchette haute, peut se monter à 3 fois celui des énergies bas carbone.

Par ailleurs, un mécanisme proche de celui que nous avons mis en évidence dans le précédent article dans *La Revue de l'Énergie* [Devezeaux, 2024] joue ici. Cette configuration se caractérise par des coûts concaves en fonction de la part d'EnR et de nucléaire dans le mix : les coûts les plus faibles sont obtenus pour des proportions de même ordre entre les énergies nucléaire, solaire et éolienne (en gardant, pour l'hydraulique, une capacité de production calée sur son niveau raisonnablement maximal). Cette caractéristique provient de la diversification des risques que permet un parc équilibré, au regard d'événements affectant en priorité telle ou telle technologie (crise dans les métaux et matières rares, événements météorologiques extrêmes, pannes de mode commun ou mouvements sociaux...). Des travaux commencent à se développer en ce sens, comme les tests de robustesse des scénarios menés par RTE [2023] en France. Toutefois, nous ne disposons pas d'études sur la valeur assurantielle de parcs de diverses structures, de sorte que cet effet n'est pas comptabilisé dans cette rétrospective.

Parmi les autres impacts souvent cités, eux aussi très rarement modélisés et chiffrés, figurent les risques de prolifération nucléaire et de guerre affectant directement les moyens de production électrique.

Les risques de prolifération sont extrêmement ardu à probabiliser¹⁷. La littérature actuellement disponible ne permet pas, à notre connaissance, de quantifier sérieusement ce type de risque¹⁸.

Les risques relatifs aux effets d'une guerre sur le territoire où est installé le parc objet de nos évaluations constituent une autre nature de détriments. Les menaces sur le secteur de l'énergie portent surtout sur les barrages (non retenus dans notre liste car les sites intéressants et socialement «disponibles» sont déjà largement équipés en Europe) et les réacteurs nucléaires. Le lecteur notera que le conflit en cours actuellement en Ukraine, malgré sa violence, n'a pas à ce jour entraîné de dégâts significatifs sur la centrale nucléaire de Zaporijjia. Seul le barrage de Nova Kakhovka a été partiellement détruit. Sans être

une démonstration, cet état des lieux accrédite l'état actuel des travaux qui n'incorporent pas de tels risques dans les évaluations des externalités des systèmes électriques. L'avenir dira si ces menaces constituent un «cygne noir» des risques associés aux systèmes électriques.

Enfin, Hirschberg *et al.* [2016] ont traité du terrorisme et ont eu le mérite d'en poser les ordres de grandeur des impacts éventuels en termes d'impact sur la santé. Ceux-ci ne dépasseraient pas quelques fractions d'euro par mégawattheure¹⁹. Ces impacts apparaissent en ordre de grandeur plutôt modestes et peu discriminants. Les énergies les plus risquées en la matière apparaissent, en ordre décroissant, être la filière gaz (le GNL), puis les barrages, puis les réacteurs nucléaires. À ce stade, nous n'avons donc pas retenu de comptabiliser ces impacts dans la consolidation finale de cet article.

In fine, la prise en compte des effets externes de ce que nous avons regroupé sous le terme très général de sécurité apparaît encore ardue. Nous nous limiterons ici à la prise en compte de ruptures de développements de filières technologiques, pour un détriment évalué à quelques euros par mégawattheure, pour les filières bas carbone.

12. Souveraineté nationale

La souveraineté nationale est revenue au centre des préoccupations des politiques dans la période post-Covid. Avec Edler *et al.* [2020], nous pouvons définir la souveraineté technologique comme la capacité d'un État ou d'une fédération d'États (l'Europe) à fournir les technologies qu'il juge essentielles à son bien-être, à sa compétitivité et à sa capacité d'agir, et sa capacité à pouvoir développer ces technologies ou les approvisionner dans d'autres domaines économiques sans dépendance structurelle unilatérale.

Une fois cette définition posée, il est certes possible d'examiner les choix des États pour disposer d'une forte capacité d'action et pour se prémunir contre les atteintes à leur capacité d'agir. La disposition d'une électricité bon marché et propre est propice à une économie compétitive, capable

d'améliorer la balance commerciale et donc l'attractivité (et le pouvoir de négociation) d'un pays. L'autre volet est la capacité à structurer l'économie elle-même en filières dynamiques et innovantes. Ce type d'approche renvoie alors aux questions liées à l'innovation et à la croissance, qui sont traitées plus loin.

Au stade actuel, la maturité du concept de souveraineté et surtout sa traduction en termes monétaires sont encore insuffisantes pour la discriminer d'autres approches. Ainsi, nous ne sommes pas en mesure d'identifier à ce titre des externalités quantifiables : aucun travail adapté à notre problématique ne nous est connu.

13. Impacts sur l'emploi

Nous traitons de l'emploi lié à l'activité des filières, sans ici prendre en compte les effets liés à l'innovation, cités plus loin. Cet impact ne peut être considéré, au plan macroéconomique, comme une «externalité»²⁰ que :

- Si des déséquilibres importants (par exemple une carence en compétences ou un taux de chômage élevé) affectent les marchés concernés.
- Si l'ampleur des transformations économiques impliquées par une stratégie complète de développement de filière électrique déforme suffisamment le tissu économique pour que des effets de second ordre commencent à jouer.

En pratique, l'une seulement de ces conditions est rarement remplie, et encore moins simultanément les deux, même si des cas de pénurie de main-d'œuvre qualifiée sont susceptibles d'engendrer des surcoûts de façon parfois significative (soudeurs dans le programme de réparation de la corrosion sous contrainte des réacteurs nucléaires ou menace de pénurie de pilotes de méthaniers par exemple).

Toutefois, de très nombreuses études portent sur les impacts en emploi du développement de telle ou telle technologie de production électrique

(le lecteur en trouvera des exemples dans le rapport de l'OECD/NEA [2018]). Les études locales précisent généralement les nombres d'emplois et les qualifications des employés directs et, souvent, des sous-traitants de rang 1 (locaux ou en provenance d'autres territoires). Les études « d'emploi global au plan national » sont généralement menées via des techniques dites « *input-output* », apparentées à des approches macroéconomiques à structure de l'économie fixe. Ces travaux, lorsqu'ils sont menés par des cabinets d'études, ont parfois tendance à maximiser les résultats obtenus... Mais surtout, un contenu élevé en emploi peut provenir soit d'une intensité forte en compétences nationales (c'est par exemple le cas du nucléaire en France), soit d'une industrie peu capitalistique et donc intense en main-d'œuvre (ce qui n'est pas le cas des filières de production d'énergie, en général), soit encore d'une industrie peu efficace, mobilisant beaucoup de facteurs de production (notamment de travailleurs), et donc à coûts élevés. Il peut donc y avoir un certain antagonisme entre performance d'une filière et emplois générés.

Ces approches citées *supra* débouchent sur des emplois directs, voire des emplois indirects et même induits. Elles permettent de comparer les filières entre elles (voir notamment [Kis *et al.*, 2018]). Il est même possible de construire des scénarios globaux utilisant ce type d'indicateurs. Ainsi, le GIEC (dans l'AR6, *op. cit.*) conclut que, même si le déploiement des énergies renouvelables générera une nouvelle industrie et des emplois associés dans certaines régions, ces impacts ne remplaceront ou ne compenseront souvent pas directement les activités dans les zones qui ont été fortement dépendantes de l'industrie des combustibles fossiles. De tels résultats sont importants, en tant qu'ils appellent les zones de moindre emploi à faire preuve de flexibilité et de capacités de reconversion (ce qui est le propre d'un marché flexible, donc peu ou prou à l'équilibre). Mais ils ne permettent aucunement d'agréger des coûts externes propres au marché du travail avec d'autres coûts (dans une logique de coût complet). Nous conseillons donc de rester prudent dans l'utilisation de ces chiffres, même si l'enjeu est patent.

Il nous paraît ainsi rarement pertinent de chercher à illustrer les impacts sur l'emploi, de façon générique, en termes de coûts externes. Tout au plus, il semble possible d'octroyer un premium aux filières fortement localisées dans le pays étudié, ou à proximité. En conséquence, nous ne convoquerons pas ce type de coût dans notre récapitulation finale.

14. Impacts macroéconomiques, innovation et bien-être

Nous pouvons distinguer au moins deux catégories de questionnements auxquels la modélisation macroéconomique est susceptible d'apporter des réponses.

Le premier questionnement est relatif à la mise en place de filières de production d'électricité, en tant qu'elles déforment l'économie, comme ce qui est indiqué en tête du paragraphe précédent. On peut aussi rajouter les évaluations de programmes impliquant des changements significatifs dans la balance commerciale et la dette publique : en ce sens, les filières « nationales » disposent d'un avantage certain. Ainsi, au-delà de la valorisation directe de tel ou tel impact (via un coût imputé à ses conséquences génériques), on va chercher, via des modèles macroéconomiques qui partent d'une activité déjà quantifiée monétairement (par exemple un investissement mobilisant des intrants produits par des branches bien identifiées), à traduire les effets de cette activité selon différents indicateurs économiques. La modélisation inclut donc la filière industrielle elle-même (si tous les équipements ne sont pas importés) et sa mise en œuvre, avec notamment les variations de prix des biens et services qu'elle induit. Le bien-être des citoyens peut, selon les définitions que l'on retient, être approché via certains indicateurs.

Les modèles mis en œuvre fournissent des résultats sur plusieurs agrégats ou indices et non un seul comme le serait un coût complet avec externalités. Selon ce type d'approche, relayée par le GIEC dans l'AR6 (*op. cit.*), lors de l'étude de scénarios complets, des modèles macroéconomiques et des modèles d'évaluation intégrés (dits

IAM) peuvent identifier des impacts exprimés en termes d'objectifs de développement durable, avec différents critères.

Ces impacts sont par nature différents des indicateurs microéconomiques, qui sont le sujet principal de cet article. Ils portent en standard sur la valeur ajoutée (le PIB), comme mesure approximant l'utilité (le bien-être) des ménages. D'autres impacts macroéconomiques sont atteignables, selon les méthodes employées : revenu réel des ménages, balance commerciale, niveau des prix, emploi global... Ce dernier est usuellement calculé via des méthodes à structure fixe de l'économie (cf. section précédente), mais il est aussi possible de mobiliser des modèles macroéconomiques complets. Ce qui est rarement justifié dans les évaluations proposées ici.

En règle générale, ces analyses ne se justifient, comme précisé plus haut, que si des programmes importants déplacent significativement les équilibres de marchés. Leurs résultats sont de toute autre nature que les externalités, de sorte qu'ils ne sauraient être incorporés et sommés au sein de ces impacts²¹. Ces approches relèvent donc de philosophies d'évaluation multicritère. Le sujet qui pourrait donner lieu à des prises en compte plus systématiques est celui de l'impact des choix d'équipements électriques sur la balance commerciale, laquelle est actuellement très déficitaire, entraînant des conséquences telles qu'une augmentation des taux d'intérêt nationaux. Pour ce qui concerne cet article, toutes les énergies bas carbone disposent de performances plutôt proches, si l'on excepte ce dernier point. Cet indicateur n'est donc pas ici très discriminant.

Le second questionnement porte sur l'impact de la mise en œuvre de nouvelles filières dès lors que celles-ci sont accompagnées par des développements de nouvelles technologies et induisent elles-mêmes des innovations dans d'autres secteurs (*spill-overs*). Le raisonnement sous-jacent est que les acquis technologiques (mesurés par exemple par des stocks de brevets) permettent d'augmenter la productivité de l'économie, avec des retombées favorables en termes de niveau de vie et d'autres indicateurs macroéconomiques.

Cette approche a donné lieu à un courant de modélisation important dès la fin du siècle dernier et a permis à Paul Romer d'obtenir le prix Nobel d'économie. Une des thèses majeures de cette théorie est que l'investissement dans la recherche en matière de technologies vertes est vertueux et efficace, car il permet de mettre en œuvre de tels effets. Cette vision, globalement confirmée par les études effectuées ces deux dernières décennies, est notamment un support théorique important des choix européens qui visent à faire du continent un leader mondial de l'énergie décarbonée.

Un autre effet est celui de l'apprentissage, qui peut induire des gains de productivité plus importants pour des technologies «jeunes» (notamment bas carbone), par rapport à des technologies plus anciennes. Dans tous les cas, il ne faut toutefois pas oublier que ces technologies sont en large part mondialisées, et que ces raisonnements s'appliquent d'abord à des continents, plus qu'à des pays.

Une analyse assez complète de ces approches est proposée par l'OECD/NEA [2018].

Au final, même s'il commence à être possible de mesurer la productivité marginale d'une dépense de R&D dans des technologies dites «propres» (bas carbone) ou des technologies «sales», il devient néanmoins plus problématique de relier de tels investissements à leur développement effectif (et donc de les rapporter à un parc et à une quantité d'électricité produite). Cette difficulté nous a donc empêché de proposer des valeurs précises et différenciées d'externalités liées au développement des énergies sous revue. Toutefois, partant du fait que des externalités positives (mais faibles si rapportées à la puissance des équipements installés) existent bel et bien, nous en avons retenu un ordre de grandeur borné, pour les 3 énergies étudiées, à un euro par mégawattheure, soit quelques pourcents du coût d'investissement.

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

15. Synthèse : vers des coûts totaux ?

On le constate, les résultats présentés ci-dessus sont parfois peu précis et certainement lacunaires. Ne pas les prendre en compte serait toutefois une erreur : ils sont en effet susceptibles de mettre en évidence des sujets majeurs et pourraient (c'est notre interrogation de départ) remettre en cause les résultats standards (fondés sur des approches microéconomiques) en termes de structure de parcs électriques. C'est pourquoi plusieurs travaux ont tenté de synthétiser les externalités des principaux modes de production d'électricité : nous les avons évoqués en introduction.

On trouvera dans [Samadi, 2017] une analyse des coûts externes qui précise les niveaux de connaissance de ces coûts et leur poids dans les

coûts de production. Sur le fond, le nombre de critères d'évaluation d'une source de production d'énergie est à la fois très vaste²² et en bonne part incomplet. En outre, une partie seulement des critères d'appréciation des choix est appréhendable monétairement (en débouchant sur des montants homogènes et sommables) et ressort de la catégorie des externalités. Pour ce qui est des impacts interprétables comme des coûts externes, ceux-ci peuvent être sommés pour contribuer à obtenir un coût social «total» (*full cost*), c'est-à-dire «raisonnablement le plus complet». Ce dernier concept vise à regrouper les différents acteurs supportant les coûts, et à fournir une évaluation globale pour la nation, prenant en compte les profils des coûts dans le temps²³.

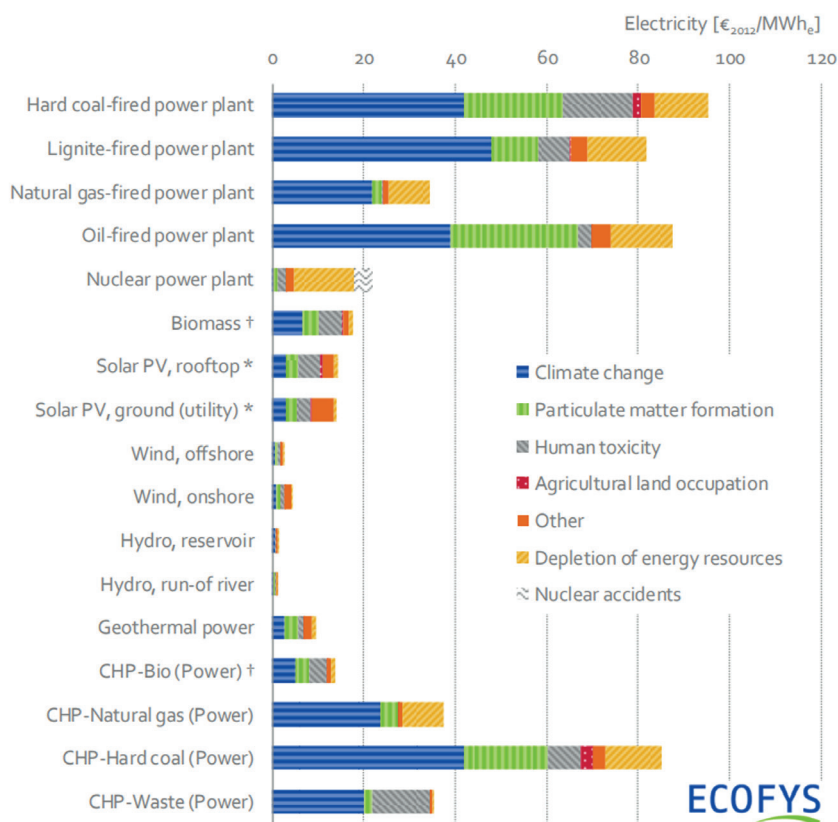


Figure 9. Exemple de synthèse des coûts externes à spectre large : l'étude d'Ecofys [2014]

Un autre exemple de compilation de l'état de l'art actuel est proposé en Figure 9. Il est extrait d'un travail mené par Ecofys [2014] et porte sur de nombreuses filières, y compris à énergie fossile. On y constate notamment que les ordres de grandeur ne sont pas les mêmes pour tous les critères. Ainsi, le facteur majeur identifié *supra* est bien ici le coût du carbone, dont le niveau absolu a augmenté au fil des papiers produits cette dernière décennie. La valeur de 43 €/tCO₂ retenue alors par Ecofys reste encore modeste. Nous avons vu que cet impact pouvait dépasser la dizaine d'euros par mégawattheure, même pour les EnR, en logique ACV. Ecofys fait aussi une part importante à l'épuisement des ressources (voir plus haut), qui pèse parfois significativement, comme c'est le cas pour le nucléaire. Cette approche ne pourrait en pratique se concevoir qu'au regard d'un développement rapide des réacteurs (ce qui n'est pas le cas), avec un retard durable des investissements miniers. Au regard des enjeux actuels portant sur les métaux rares nécessaires aux autres énergies bas carbone, cette approche semble quelque peu obsolète. Dans cette évaluation, c'est surtout le solaire qui

apparaît grevé de coûts externes significatifs, ceci étant attribuable à des coûts d'origines multiples. Une bonne part d'entre eux (de l'ordre de 10 €/MWh) provient ici de la fabrication des cellules (impacts liés à l'électricité nécessaire pour le raffinage du silicium, impacts sur les ressources...).

Dans la ligne de ces travaux, quelque peu aventureux mais nécessaires, le Tableau 3 que nous proposons a pour but de cumuler les coûts passés en revue dans cet article. Il s'agit d'en examiner les ordres de grandeur. Nous nous sommes placés à un horizon au-delà de la quinzaine d'années, et avons utilisé des sources européennes²⁴. Le taux d'actualisation retenu (4 %) positionne cet exercice dans une logique de coût public. Les intervalles de confiance sont eux aussi, par nature, indicatifs²⁵.

Les externalités les plus importantes proviennent des impacts sur la santé humaine (par de nombreux canaux) et des impacts sur l'environnement (en particulier sur le climat, y compris pour les énergies bas carbone qui émettent des gaz à effet de serre tout au long de leur cycle de

	Nucléaire	Fermes solaires	Éolien <i>onshore</i>	Gaz (CCGT)
LCOE	61 (+/- 10)	45 (+/- 15)	54 (+/- 10)	80 (+/- 30)
Coûts système	2 (+/- 2)	25 (+/- 10)	20 (+/- 10)	2 (+/-2)
Climat direct	<1	-	-	250 (+/-150)
Climat ACV	6 (+/-3)	10 (+/-8)	6 (+/-3)	10 (+/-5)
Santé (hors accidents)	<1	4 (+/- 3)	<1	3 (+/-2)
Paysage et bruit	<1	<1	5 (+/-3)	<1
Pertes de récoltes				<1
Accidents majeurs	3 (+/-2)	<1	<1	<2
Innovation	<1 (positive)	<1 (positive)	<1 (positive)	-
Sécurité	2 (+/-1)	2 (+/-1)	2 (+/-1)	4 (+/-2)
Total	75 (+/-12)	85 (+/-20)	85 (+/-15)	350 (+/-175)

Tableau 3. Synthèse des coûts sociaux « totaux » raisonnablement quantifiables de production d'électricité pour 4 technologies (en euros ou dollars d'aujourd'hui par mégawattheure)

Les ordres de grandeur présentés s'appliquent à l'Europe à un horizon post-2040 (pour une exploitation des unités de plusieurs décennies). Les coûts de système sont établis pour chaque énergie sur une base de contribution de l'ordre de 30 % du total (en énergie). La centrale combinée à gaz utilise pour moitié du biogaz. Le taux d'actualisation est de 4 % pour toutes les énergies.

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

vie). La traduction économique de ces impacts peut se monter à une, voire plusieurs dizaines d'euros par mégawattheure.

Les autres impacts issus de flux physiques sont, en règle très générale, évalués à quelques euros par mégawattheure, voire moins.

Enfin, des impacts de natures différentes de celles qui traduisent des flux physiques (ceux-ci modélisés par des modèles d'impacts) sont appréhendables, en partie, via des approches économiques. On retrouve de nombreux indicateurs de ce type dans les objectifs de développement durable de l'ONU. Nous avons exposé la difficulté à mesurer monétairement ces effets avec des méthodes assez robustes et universelles pour être jugées « standards » par une large communauté d'experts. Néanmoins, des quantifications sont possibles. Même si, en règle générale, la quantification monétaire de ces thématiques est peu précise, les ordres de grandeur apparaissent assez robustes et sont aussi de quelques euros par mégawattheure, rarement plus.

Ainsi, ces résultats, qu'il faut prendre avec la prudence qui sied à une approche non totalement mature, montrent :

- Que les coûts relatifs entre ces différentes technologies ne sont pas drastiquement modifiés par la prise en compte des externalités raisonnablement mesurables. Celles-ci « pèsent » pour environ 15 à 20 €/MWh pour chaque technologie, ce qui est un montant élevé en comparaison du coût actualisé, mais s'avère relativement homogène entre ces technologies.
- Que la très grande majorité des externalités appréhendables est traduite par des détriments et donc des coûts. Néanmoins, les politiques de transition via le recours aux technologies sous revue sont susceptibles d'apporter des impacts positifs (bénéfices) : voir [Geoffron, 2020]. Nous avons explicitement retenu les impacts sur l'innovation. D'autres sont identifiés — impact sur la souveraineté, amélioration de la balance commerciale — qui n'ont

pu être évalués ici, mais constituent néanmoins des avantages sociaux.

- Que la meilleure appréciation que nous pouvons proposer de coûts sociaux des technologies (coût actualisé + coûts de système + externalités) est donc *in fine* assez proche pour les trois énergies bas carbone retenues. Les domaines d'incertitudes se recoupent largement.

Conclusion : les technologies bas carbone solaire PV, éolien et nucléaire sont complémentaires

Il apparaît donc possible de fournir des ordres de grandeur pour un nombre important d'externalités portant sur la production d'électricité. Ces montants débouchent sur des coûts sociaux globaux qui convergent vers la centaine d'euros par mégawattheure (voire un peu moins dans le Tableau 3) pour les trois technologies bas carbone étudiées. L'exercice n'est pas donc vain de tenter d'agréger monétairement les impacts usuellement non pris en compte par les approches économiques standards.

Tout d'abord, sachant que le total des coûts externes pourrait être supérieur, à cause de l'imprécision et de l'incomplétude des calculs (de nombreuses natures de coûts externes potentiels ont été omises), il faut considérer que les prix actuels de l'électricité ne reflètent pas la totalité des détriments induits par la production, avec un écart certainement supérieur à plusieurs dizaines de pourcents. La rationalité économique appelle donc à conforter et mettre en place des mécanismes qui, à l'horizon de deux décennies, aligneraient les prix moyens sur ces niveaux : une baisse des prix, grâce au progrès technique, serait alors très probablement exclue.

Revenons ensuite à notre article de 2024 dans *La Revue de l'Énergie* (*op. cit.*). Celui-ci prenait en compte les coûts actualisés aux bornes des unités de production, l'externalité des émissions directes des gaz à effet de serre et les coûts de système. Dans ce cadre, nous avons montré, comme rappelé en tête de cet article, la complémentarité

entre solaire, éolien et nucléaire, car les coûts de système augmentent fortement pour des parcs peu diversifiés.

Les analyses présentées ici, même encore sujettes à de nombreuses améliorations, conservent le rôle majeur des coûts de système. Les coûts externes rapportés dans le Tableau 3 sont de l'ordre de 15 à 20 €/MWh pour les énergies bas carbone, et largement plus de la centaine d'euros pour la seule énergie carbonée considérée, le gaz (rappelons que nous avons retenu un méthane constitué au plus de la moitié de biogaz).

En ce qui concerne le positionnement relatif des différents moyens de production d'électricité, les ordres de grandeur obtenus sont proches, quoiqu'un peu supérieurs, de ceux de la littérature comme Samadi, ExternE et CASES, Ecofys (*op. cit.*). Il faut y voir à la fois les effets de l'inflation depuis la publication de ces articles et de la prise en compte de nouveaux domaines, ainsi que de l'augmentation de la probabilité perçue de certains dommages. Plus finement, notons aussi, au sein des EnR, la position du solaire, invité à progresser au-delà de ce que nous avons pris en compte en termes de gaz à effet de serre «gris» (émis en phase «amont») ainsi qu'en termes d'impacts sur la santé (*idem*). Notons aussi la position de l'éolien qui induit des nuisances plus importantes en termes de paysage et de bruit (facteurs majeurs de faisabilité sociale). Le nucléaire est moins affecté par des détriments non encore internalisés. Toutefois, il reste grevé par les incertitudes portant sur les coûts d'accidents. Ceci même avec les progrès et exigences de la 3^e génération de réacteurs, qui sont conçus pour limiter drastiquement le terme source radioactif en cas d'accident majeur. Mais ces accidents ne peuvent être exclus. Ainsi, une part significative de cette incertitude est liée au comportement difficilement prévisible des pouvoirs publics (et des populations). C'est une leçon des conséquences du tsunami japonais de 2011.

Rappelons aussi avec vigueur que ces résultats consolidés (coûts sociaux «totaux») pour chaque technologie ne peuvent, à eux seuls,

suffire pour choisir la composition d'un parc futur. Il est impératif de les considérer dans une logique de système et de prendre en compte la déformation des coûts avec la structure du parc (ce que Samadi ne fait pas). En combinant les résultats du présent article avec ceux de 2024, l'ensemble confirme la complémentarité entre solaire, éolien et nucléaire (sans oublier l'hydraulique, technologie très efficace pour diminuer les coûts de système, mais dont le développement est très contraint en France et en Europe). Ainsi, ces résultats incitent à concevoir pour le mitan du siècle un parc français (et européen) comportant des EnR (essentiellement solaire PV et éolien) et du nucléaire. C'est aussi le résultat obtenu par Samadi (*op. cit.*), qui identifie le nucléaire comme la technologie de moindre coût social en Europe et aux États-Unis. Pour Samadi, l'éolien *onshore* arrive en seconde position.

Par ailleurs, les évolutions technologiques vont se poursuivre et les paramètres économiques vont évoluer. Phénomènes que nous avons déjà tenté d'intégrer dans ces évaluations. Au premier ordre, il apparaît que nous sommes dans une perspective de convergence des principales énergies électriques bas carbone. Il faut aussi et surtout garder en tête que, si une famille de technologies devait être (quasi) absente du mix, les coûts des technologies restantes augmenteraient significativement à cause de coûts de système croissants, et en fonction de la saturation des meilleurs sites.

Enfin, nous avons rappelé de nombreuses fois que la consolidation proposée ici est lacunaire et générique. Lacunaire, car des externalités échappent encore largement à des tentatives probantes de quantification (ressources minérales, contribution à la souveraineté, liens avec la croissance économique...), sans compter des questions encore délicates comme la faisabilité sociotechnique des programmes, l'évaluation du coût des ruptures d'approvisionnement et accidents ou des impacts sur la biodiversité... Générique, car les valeurs retenues pour quantifier les impacts sont largement issues d'approches stylisées ou normées qui peuvent s'avérer en écart significatif par rapport à la réalité de terrain des productions futures d'électricité.

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

Le lecteur avisé aura diagnostiqué ici un appel à continuer les recherches et surtout à comparer leurs résultats et en expliquer les principales divergences.

NOTES

1. La technologie de capture et séquestration (ou usage) du CO₂, le CCS, est ici exclue car son apport quantitatif restera très probablement faible, eu égard aux coûts généralement anticipés et à son rendement énergétique. Ce qui ne veut pas dire que quelques unités soient inutiles pour faire face aux situations de pointe ou rendre des services au réseau.

2. Cette simplicité, comme parfois en économie, est légèrement trompeuse, car elle repose sur un ensemble d'hypothèses qui sont loin d'être toujours vérifiées. Elle correspond à la démarche dite « pigouvienne » (du nom de l'économiste anglais Arthur Pigou) qui consiste à taxer un bien ou une activité au niveau du coût externe qu'ils induisent pour permettre à l'équilibre des marchés d'atteindre l'optimum de bien-être collectif.

3. Reste néanmoins le cas des émissions « grises » (en analyse de cycle de vie), dont nous reparlons ci-après et plus loin.

4. Forum mis en place dans le cadre de la loi de 1991 sur la gestion des déchets radioactifs en France.

5. Cet impact pourrait même être favorable du fait du suivi médical poussé dans l'industrie nucléaire, à même d'améliorer la santé des employés.

6. Développement des mines téléopérées et de l'extraction par lixiviation.

7. De l'ordre de 2 €/MWh maximum. Toutefois, Ecofys [2014] attribue un impact de 5 €/MWh à l'éolien *onshore*.

8. C'est ce que nous analysons dans [Devezeaux, 2015].

9. Ce type de travaux est mieux à même d'interroger les réactions des autorités, qui ont réussi à empêcher que l'accident nucléaire n'entraîne des morts, mais ont aussi induit des surcoûts très importants, dont certains sans rapport direct avec la protection civile.

10. Les nouveaux réacteurs, de troisième génération conçus dans les années 1990 et 2000, obéissent à des contraintes et réglementations bien plus fortes que ce qui a été le socle des générations précédentes, dont la conception date des années 1960 (il faut noter que les 3 grands accidents nucléaires avec fusion du cœur — Three Mile Island, Tchernobyl et Fukushima — se sont produits dans des réacteurs conçus il y a 60 ans environ).

11. Produit de la probabilité par le dommage.

12. Via un scénario, puis une quantification des dommages qui passe notamment par la définition d'une valeur statistique de la vie (VSL; cf. *supra*).

13. On consultera aussi les travaux de Rabl et Rabl [2013] et l'ouvrage de Lévêque [2013].

14. Voir notamment [Hirschberg *et al.*, 2016; OECD/NEA, 2018]. Notons aussi, avec Lévêque [2013], que s'il fallait imposer à l'industrie nucléaire de provisionner pour faire face à un accident majeur entraînant un coût d'une centaine de milliards d'euros, cela pourrait représenter de 100 à 200 millions d'euros par réacteur, en valeur actuelle nette. On retrouve bien les ordres de grandeur de 2 à 3 % du coût *overnight*, soit environ 1 €/MWh. À nouveau, l'incertitude principale réside en dernier ressort dans le comportement des autorités, en cas d'accident. La fourchette supérieure traduit ainsi une situation très majorante, avec un coût de plusieurs centaines de milliards (dépassant donc très largement les conséquences directes de l'accident majeur). La fourchette basse est inférieure à 1 €/MWh, et rejoint l'essentiel des études internationales sur le sujet.

15. Il ne s'agit pas en effet ici de prendre en compte la question des risques de défaillance ou black-out des systèmes électriques, qui est à inclure dans la partie relative aux coûts de système (bien qu'elle dépende aussi largement du total de la puissance disponible).

16. Voir le développement sur ce thème dans [OECD/NEA, 2018]. Une question spécifique est celle de la répartition des productions EnR et des corrélations entre productions régionales (régimes de vents, ensoleillement notamment).

17. À ce jour, les exemples de prolifération connus (Corée du Nord, Afrique du Sud, Iran...) ont très majoritairement emprunté la voie de l'uranium enrichi, sans que des liens

directs aient été établis avec des activités nucléaires civiles (passant par exemple par la voie plutonium).

18. De nombreux articles citent les questions de prolifération, mais bien peu cherchent à les quantifier. En ce sens, on peut citer Jacobson [2009] qui quantifie ce risque, toutefois de façon ouvertement arbitraire, en lui attribuant un « bombardement nucléaire » d'une ville par siècle.

19. D'après un calcul simple sur la base des résultats de l'article cité en termes de mortalité.

20. Il s'agirait en fait plus précisément d'un coût à rajouter dans les évaluations des projets publics pour prendre en compte ces déformations ou ces déséquilibres (analogue au coût d'opportunité des financements publics par exemple ou à l'impact sur le déséquilibre de la balance de base).

21. Nous listons ces effets dans cette section pour éviter ce type de confusion. Le manque de place nous empêche de développer ici ces approches, pourtant de grand intérêt.

22. Des méthodes multicritères peuvent d'ailleurs aussi être utilisées. Comme nous l'avons précisé en introduction de ce chapitre, nous ne ferons que les citer. Pour disposer d'un large panorama des objectifs possibles (et des critères afférents), la lecture du rapport de l'ONU [UNCE, 2021] sur les objectifs de développement durable est recommandée. Le dernier rapport AR6 du GIEC [2021] croise ces critères et les énergies.

23. C'est bien sûr le cas de la composante LCOE de ces coûts totaux. Mais c'est aussi un point central de la prise en compte de certains détriments, en particulier les émissions de gaz à effet de serre. Les méthodes d'ACV dynamique peuvent y contribuer.

24. Les données compilées sont essentiellement celles établies pour l'Europe dans ce chapitre. Pour les LCOE hors nucléaire, il s'agit des chiffres de l'OCDE, qui ont été corrigés à la baisse d'un facteur de 7 % (éolien) à 15 % (solaire) sur la médiane des coûts Europe pour 2025, pour tenir compte du progrès technique de façon volontariste. Le coût LCOE du nucléaire retenu se situe dans le haut de la fourchette de l'OCDE. Pour cette énergie, il s'agit des coûts objectifs après le premier « train » d'EPR2. Les externalités climat sont celles calculées plus haut avec la valeur de l'action pour le climat de 2040. Les impacts sur la santé sont issus de NEEDS. Les autres valeurs viennent de [Samadi, 2017] et [Ecofys, 2014]. L'impact

sur les ressources du nucléaire d'Ecofys a été réduit d'un tiers pour tenir compte du recyclage et des surgénérateurs en fin de siècle. Le calcul final des intervalles de confiance suppose des lois normales non corrélées. D'autres synthèses de ce type sont proposées, outre par Samadi (*op. cit.*), par [d'Haeseleer, 2013] et [OECD/NEA, 2018].

25. Les sources sont en effet par nature inhomogènes.

BIBLIOGRAPHIE

Amadei A.-M., De Laurentiis V., Sala S., 2021. "A review of monetary valuation in life cycle assessment: State of the art and future needs", *Journal of Cleaner Production* 329 (2021), <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129668>.

Ayoub A., Gjorgiev B., Sansavini G., 2018. "Cooling towers performance in a changing climate: Techno-economic modeling and design optimization", *Energy*, volume 160, pp. 1133-1143, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.080>.

Bataille C., *et al.*, 2016. "The need for national deep decarbonization pathways for effective climate policy", *Climate Policy*, 16 (No. S1), S7-S26, <https://doi.org/10.1080/14693062.2016.1173005>.

Barros M.V., *et al.*, 2020. "Life cycle assessment of electricity generation: a review of the characteristics of existing literature", *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 25, pp. 36-54.

Baumgärtner F., Letmathe P., 2024. "External costs of electricity generation in 27 European countries from 2010-2030: Pathway toward sustainability or business as usual?", *PLOS ONE* 19(2): e0294499, <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0294499>.

Baumstark L., Dervaux B., Treich N., 2013. «Éléments pour une révision de la valeur de la vie humaine», Commissariat général à la stratégie et à la prospective, département du développement durable, avril 2013.

Borrelli P., Robinson D.A., *et al.*, 2017. "An assessment of the global impact of 21st century land use change on soil erosion", *Nature Communications*, 8, <https://doi.org/10.1038/s41467-017-02142-7>.

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

Bossetti V., Catenacci M., Fiorese G., Verdolini E., 2012. "The future prospect of PV and CSP solar technologies: an expert elicitation survey", *Energy Policy*, volume 49, pp. 308-317, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.024>.

Carlier B., Chino P., Devezeaux de Lavergne J.-G., Devin P., Garzenne C., Grouiller J.-P., Lacam M., Lebocq A., Moulin V., Leyval L., Viala M., 2004. Rapport du Forum d'échanges, https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/37/077/37077239.pdf.

CE Delft, 2024. "Environmental Prices Handbook 2024: EU27 version", https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2024/12/CE_Delft_230107_Environmental-Prices-Handbook-2024-EU-version_def.pdf.

CGDD, 2023. «Les ressources minérales critiques pour les énergies bas carbone : chaînes de valeur, risques et politiques publiques», Commissariat général au développement durable, mai 2023.

CNDP, 2024. «Synthèse sur controverse technique : Version 1 finale du 08 octobre 2024. Origine de l'uranium et souveraineté énergétique», Commission nationale du débat public, <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2024-10/Synthese-Uranium-et-souverainete-energetique.pdf>.

Costanza R., et al., 1997. "The value of the world's ecosystem services and natural capital", *Nature*, vol. 387, pp. 253-260.

Cycleco, 2015. «Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France», Rapport final, ADEME, <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2021-11/impacts-environnementaux-eolien-francais-2015-rapport.pdf>.

Devezeaux de Lavergne J.-G., 2015. «Coût des accidents nucléaires», Société française d'énergie nucléaire, <https://www.sfen.org/avis/le-cout-des-accidents-nucleaires/>.

Devezeaux de Lavergne J.-G., 2021. «Théorie et pratique de l'actualisation : une brève revue de la dernière décennie», *La Revue de l'Énergie*, n° 659, novembre-décembre 2021, pp. 65-74, <https://www.larevuedelenergie.com/theorie-et-pratique-de-lactualisation-une-breve-revue-de-la-derniere-decennie/>.

Devezeaux de Lavergne J.-G., 2024. «Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné», *La Revue de l'Énergie*, n° 673, juillet-août 2024, <https://www.larevuedelenergie.com/combiner-efficacement-les-moyens-de-production-electrique-pour-un-futur-reseau-decarbone/>.

Devezeaux de Lavergne J.-G., Brière E., 2017. «Nucléaire et énergies renouvelables : des technologies complémentaires pour la transition énergétique», *Revue Générale Nucléaire*, n° 1, janvier-février 2017, pp. 8-13.

Devezeaux de Lavergne J.-G., Doan L., Duquesnoy T., 2020. «Stockage des déchets radioactifs en profondeur : que décider? quand décider?», *La Revue de l'Énergie*, n° 650, pp. 27-48, <https://www.larevuedelenergie.com/stockage-des-dechets-radioactifs-en-profondeur-que-decider-quand-decider/>.

Ecofys, 2014. "Subsidies and Costs of EU Energy: Final Report", Report for the EC, Brussels, <https://ec.europa.eu/energy/en/content/final-report-ecofys>.

Edler J., Blind K., Frietsch R., Kimpeler S., Kroll H., Lerch C., 2020. "Technology Sovereignty: from demand to concept", Perspectives-Policy Brief Karlsruhe, vol. 27.

EEA, 2015. Land-use: policy context, Copenhagen.

Eeckhoudt L., Schieber C., Schneider T., 2000. "Risk aversion and the external cost of a nuclear accident", *Journal of Environmental Management*, volume 58, issue 2, février 2000, pp. 109-117, ISSN 0301-4797, <https://doi.org/10.1006/jema.1999.0314>.

ExternE, 1995. "ExternE: Externalities of Energy", vol. 1-6, European Community, Brussels.

Fthenakis V., Kim H., 2009. "Land use and electricity generation: A life-cycle analysis", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume 13, issues 6-7, pp. 1465-1474, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.017>.

Funtowicz S., Jerome R., Ravetz J., 1994. "The worth of a songbird: ecological economics as a post-normal science", *Ecological Economics*, volume 10, issue 3, pp. 197-207, ISSN 0921-8009, [https://doi.org/10.1016/0921-8009\(94\)90108-2](https://doi.org/10.1016/0921-8009(94)90108-2).

France Stratégie, 2022. Les coûts d'abattement Partie 3 – Électricité, Rapport de la commission présidée par Patrick Criqui, janvier 2022.

Gasparatos A., *et al.*, 2017. "Renewable energy and biodiversity: Implications for transitioning to a Green Economy", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume 70, pp. 161-184, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.030>.

Gatto M., De Leo G.A., 2000. "Pricing Biodiversity and Ecosystem services: the never-ending story", *BioScience* 50-4, pp. 347-355, [https://doi.org/10.1641/0006-3568\(2000\)050\[0347:PBAEST\]2.3.CO;2](https://doi.org/10.1641/0006-3568(2000)050[0347:PBAEST]2.3.CO;2).

Geoffron P., 2020. «Vers une macroéconomie post-carbone : intégrer les risques de transition», *La Revue de l'Énergie*, n° 653, novembre-décembre 2020, pp. 11-15, <https://www.larevuedelenergie.com/vers-une-macroecologie-post-carbone-integrer-les-risques-de-transition/>.

Gibon T., *et al.*, 2017. "Health benefits, ecological threats of low-carbon electricity", *Environmental Research Letters* 12, 034023, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa6047>.

GIEC (IPCC), 2014. "Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.

GIEC (IPCC), 2018. "Global Warming of 1.5°C", International Panel on Climate Change, <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>.

GIEC (IPCC), 2021. "Report of WG 3 : Assessment Report 6", <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>.

Hache E., Jeannin F., 2023. «Un retour des stocks stratégiques de métaux critiques dans la dynamique de transition bas carbone?», *La Revue de l'Énergie*, n° 669, novembre-décembre 2023, pp. 7-12, <https://www.larevuedelenergie.com/un-retour-des-stocks-strategiques-de-metaux-critiques-dans-la-dynamique-de-transition-bas-carbone/>.

D'Haeseleer W.D., 2013. "Synthesis on the Economics of Nuclear Energy", Study for the European Commission, DG Energy.

Hirschberg S., Bauer C., Burgherr P., Cazzoli E., Heck T., Spada M., Treyer K., 2016. "Health effects of technologies for power generation: Contributions from normal operation, severe accidents and terrorist threat", *Reliability Engineering & System Safety*, volume 145, pp. 373-387, ISSN 0951-8320, <https://doi.org/10.1016/j.res.2015.09.013>.

Jacobson M., 2009. "Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security", *Energy & Environmental Science*, vol. 2, pp. 148-173, <https://doi.org/10.1039/B809990C>.

Kis Z., Pandya N., Koppelaar R., 2018. "Electricity generation technologies: Comparison of materials use, energy return on investment, jobs creation and CO₂ emissions reduction", *Energy Policy*, volume 120, pp. 144-157, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.033>.

Klaassen G., Riahi K., 2007. "Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO", *Energy Policy*, volume 35, issue 2, February 2007, pp. 815-827, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.03.007>.

Koch A., 2001. "Hydropower: Internalized Costs and External Benefits" in "Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach", Workshop Proceedings, OECD/NEA, Paris, France, 15-16 November 2001, pp. 131-140.

Lévêque F., 2013. *Nucléaire On/Off : Analyse économique d'un pari*, Dunod, EAN 9782100705108.

Markandya A., Wilkinson P., 2007. "Electricity generation and health", *The Lancet*, vol. 370, Elsevier Eds., pp. 979-990, Table 2, p. 981, www.sciencedirect.com/science/journal/01406736/370/9591?sd=1.

Millstein D., Menon S., 2011. "Regional climate consequences of large scale cool roof and photovoltaic array deployment", *Environmental Research Letters*, 6(3), <https://doi.org/10.1088/1748-9326/6/3/034001>.

Monnet A., 2016. «Disponibilité à long terme des ressources mondiales d'uranium», thèse de doctorat en sciences économiques, <http://www.theses.fr/2016MONTD023>.

Électricité bas carbone : éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux

NEEDS, 2008. Deliverable n° 1.1-RS 3a “Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data”, EEC, Brussels.

NEEDS, 2009a. “External costs from emerging electricity generation technologies”, Deliverable No. 6.1-RS1a, New Energy Externalities Developments for Sustainability, Project No. 502687, March 2009.

NEEDS, 2009b. “Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options”, Deliverable D10.2-RS2b, avril 2009.

OECD/IEA et NEA, 2020. “Projected Costs of Generating Electricity”, Paris, https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition?details=true.

OECD/NEA, 2018. “The Full Costs of Electricity Provision”, Paris, https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14998/the-full-costs-of-electricity-provision?details=true.

OECD/NEA, 2021. “The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions”, World Energy Outlook Special Report, Paris, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>.

OECD/IEA, 2017. World Energy Outlook, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>.

OECD/IEA, 2024. Global Critical Minerals Outlook 2024, Paris, <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2024>.

OMS/WHO, 2016. “Ambient Air Pollution: A Global Assessment of Exposure and Burden of Disease”, Geneva.

Percebois J., Pommeret S., 2016. «Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente. Approche modélisée sur le marché français *day-ahead*», *La Revue de l'Énergie*, n° 632, juillet-août 2016, pp. 287-306, <https://www.larevuedelenergie.com/cout-complet-lie-a-linjection-deelectricite-renouvelable-intermittente/>.

Poinssot C., Bourg S., Ouvrier N., Combernoux N., Rostaing C., Vargas-Gonzalez M., Bruno J., 2014. “Assessment of the environmental footprint of nuclear energy systems. Comparison between closed and open fuel cycles”,

Energy, volume 69, 1 May 2014, pp. 199-211, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.069>.

Rabl A., Rabl V., 2013. “External costs of nuclear: Greater or less than the alternatives?”, *Energy Policy*, volume 57, juin 2013, pp. 575-584.

RTE, 2023. Scénarios, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-11/Bilan-previsionnel-2023-chapitre4-scenarios.pdf>.

Samadi S., 2017. “The Social Costs of Electricity Generation: Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance”, *Energies*, vol. 10, pp. 356-393, <https://doi.org/10.3390/en10030356>.

Sepulveda N., 2016. Decarbonization of power systems: analyzing different technological pathways, Massachusetts Institute of Technology, September 2016.

SFEN, 2023. «Combien d'eau consomment les centrales nucléaires?», étude de la Société française d'énergie nucléaire, Paris, https://www.sfen.org/app/uploads/2023/06/Combien_deau_consomment_les_centrales_nucleaires_Sfen_2023V2.pdf.

Sundqvist T., Soderholm P., 2002. “Valuing the Environmental Impacts of Electricity Generation: A Critical Survey”, *Journal of Energy Literature*, vol. VIII (2), pp. 3-41, Decembre 2002, Lulea University of Technology, Lulea, Suède.

UNCE, 2021. “Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options”, United Nations Commission for Europe, Genève.

van Essen H., van Wijngaarden L., Schrotten A., Sutter D., Bieler C., Maffei S., *et al.*, 2019. Handbook on the external costs of transport: version 2019-1.1, Brussels: Publications Office, <https://doi.org/10.2832/51388>.

Vautard R., *et al.*, 2014. “Regional climate model simulations indicate limited climatic impacts by operational and planned European wind farms”, *Nature Communications*, 5, 1-9, <https://doi.org/10.1038/ncomms4196>.

WCED, 1987. Report of the World Commission on Environment and Development: “Our Common Future”, Transmitted to the General Assembly as an Annex to document

A/42/427 – Development and International Co-operation: Environment, 4 August 1987.

Welsch H., 2016. "Electricity Externalities, Siting, and the Energy Mix: A Survey", Working Paper Oldenburg Discussion Papers in Economics, No. V-394-16, <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/148229/1/870102958.pdf>.

BIOGRAPHIE

JEAN-GUY DEVEZEAX DE LAVERGNE est docteur d'État en économie (Panthéon-Sorbonne). Il a mené des projets pour de nombreuses institutions internationales : Banque mondiale, ONU (PNUD), CEE notamment. Il a conseillé de nombreux gouvernements quant à leur politique énergétique. Après plusieurs postes stratégiques dans l'industrie, il a dirigé l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques (I-tésé) au CEA, au sein de l'université de Paris-Saclay, de 2009 à 2019. Il se consacre depuis à l'enseignement.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Du bon usage du coût d'abattement dans le contexte de la neutralité carbone en 2050 : principes et application à la mobilité, *Guy Meunier, Jean-Pierre Ponssard (n° 670, janvier-février 2024)*
- Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné, *Jean-Guy Devezeaux de Lavergne (n° 673, juillet-août 2024)*
- Effets macroéconomiques d'une transition bas carbone en France : quelques enseignements d'un modèle académique empirique, *Darius Corbier, Frédéric Gonand (n° 677, mars-avril 2025)*

À retrouver sur **www.larevuedelenergie.com**.