



FRÉDÉRIC MAYET

Thermodynamique appliquée à l'énergétique

LICENCE ET MASTER
DE PHYSIQUE
ÉCOLES D'INGÉNIEURS

- Cours complet
- Démarche scientifique dans le contexte du débat énergétique actuel
- Exercices d'application corrigés

Frédéric Mayet

Thermodynamique appliquée à l'énergétique

**COURS ET
EXERCICES CORRIGÉS**



Pour toute information sur notre fonds et les nouveautés dans votre domaine de spécialisation, consultez notre site web : www.deboecksuperieur.com

© De Boeck Supérieur s.a., 2023
Rue du Bosquet, 7 – B-1348 Louvain-la-Neuve

Tous droits réservés pour tous pays.

Il est interdit, sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, de reproduire (notamment par photocopie) partiellement ou totalement le présent ouvrage, de le stocker dans une banque de données ou de le communiquer au public, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit.

Dépôt légal :

Bibliothèque nationale, Paris : juin 2023

Bibliothèque royale de Belgique, Bruxelles : 2023/13647/079 ISBN 978-2-8073-5692-4

Avant-propos

L'énergie a de tous temps constitué un enjeu sociétal majeur. L'évidence de l'urgence climatique aux 20^e et 21^e siècles ajoute une nécessité écologique absolue aux enjeux économiques et plus généralement de développement de la société. La diminution des émissions de gaz carbonique, et autres gaz à effets de serre, implique dans le secteur de l'énergie de décarboner les moyens de production. L'électricité prend d'ores et déjà une place importante dans le bouquet énergétique mondial et est appelée à voir sa part augmenter avec la diminution, voire la suppression, des énergies fossiles. C'est notamment le cas dans le secteur des transports avec la suppression annoncée des moteurs dits thermiques.

L'énergie électrique actuelle — et plus encore future — doit permettre de produire une quantité importante d'énergie, à même de remplacer des modes carbonés, sans elle-même présenter une facture carbone trop importante. Ce n'est pas le cas en 2022, car près de deux tiers de l'électricité produite dans le Monde provient des centrales thermiques à flamme. Elle est donc issue de la combustion chimique d'un composé carboné (charbon, fioul, méthane, biomasse). Le processus génère une quantité importante de gaz carbonique en exploitation, c'est-à-dire lors de la production d'énergie.

Parmi les modes de production d'électricité, les centrales thermiques jouent un rôle primordial, notamment car elles permettent de produire de l'électricité en grande quantité. Il s'agit des centrales à flamme (fossiles ou bio-énergie), nucléaires mais aussi géothermiques et solaires thermodynamiques. En 2022, les centrales thermiques produisent environ trois quarts de l'électricité au niveau mondial. Elles ont l'avantage commun d'être pilotables (sauf le solaire thermodynamique). Par contre, selon le type de centrales, elles peuvent être renouvelables ou pas, peuvent générer une énergie très fortement carbonée ou totalement non carbonée en exploitation.

L'énergétique est génériquement définie comme la science de l'énergie. Dans cet ouvrage, on se restreint à une partie de la thématique en étudiant la production d'énergie électrique par les centrales thermiques. L'objectif de cet ouvrage est de donner les bases conceptuelles permettant de comprendre leur fonctionnement via la physique sous-

jacente, les mécanismes à l'œuvre ou les limitations physiques, mais aussi d'inscrire cette étude dans le contexte du débat énergétique actuel. Le parti pris est de couvrir tous les aspects scientifiques depuis les bases de la thermodynamique, vues sous un angle appliqué, jusqu'au fonctionnement des centrales thermiques électrogènes (nucléaire, solaire thermodynamique, géothermique, à flamme) en passant par l'étude de leurs éléments constitutifs (générateur de vapeur, condenseur).

Le qualificatif *appliquée* recouvre deux concepts. Tout d'abord l'étude de la thermodynamique est abordée ici dans l'objectif de son application au domaine de l'énergétique et non en tant que telle ou pour préparer l'étude de la physique statistique par exemple. Certaines notions sont beaucoup plus développées — les machines thermiques par exemple — et d'autres beaucoup moins — les fonctions thermodynamiques — que dans un ouvrage de thermodynamique classique. Par ailleurs, la thermodynamique appliquée est également caractérisée par l'utilisation, autant que faire se peut, de données tabulées et expérimentales au détriment de la modélisation par une équation d'état par exemple. Les exercices proposés présentent l'étude de cas industriels aussi proches de la réalité que possible et dans le contexte de la transition électrique.

La thermodynamique appliquée à l'énergétique s'inscrit dans le cadre de la formation générale des physicien(ne)s ou des ingénieur(e)s et constituent les bases indispensables pour les étudiant(e)s se destinant à une carrière dans l'industrie de l'énergie ou souhaitant tout simplement participer au débat actuel en tant que citoyen(ne)s ayant des bases scientifiques. Cet ouvrage s'adresse aux étudiant(e)s de niveau licence 3-master intéressé(e)s par les aspects appliqués et industriels de l'énergétique. L'ouvrage proposé est issu d'enseignements dispensés à l'Université Grenoble Alpes, notamment dans le cadre du master Ingénierie Nucléaire dont je suis responsable mais également dans l'unité d'enseignement Energétique que j'ai créée en Licence de Physique et de Physique-Chimie. L'ouvrage comporte onze chapitres répartis en quatre parties. 48 exercices et problèmes corrigés permettent d'illustrer les notions abordées dans chaque chapitre.

Frédéric Mayet
Professeur des universités
Université Grenoble Alpes

Partie I

Énergétique

L'enjeu énergétique

1.1 Énergie et électricité

Le secteur de l'énergie regroupe les moyens de production nécessaires au transport, au chauffage et à l'électricité. En 2020, cette dernière représente 20 % de la consommation d'énergie dans le Monde et 26 % en France [1]. Le secteur de l'énergie électrique regroupe la production et la consommation d'électricité, éventuellement pour le chauffage et le transport.

Dans la suite de cet ouvrage, nous nous intéressons exclusivement à l'énergie électrique car elle constitue un enjeu sociétal majeur comme nous le montrerons dans ce chapitre. La compréhension des mécanismes de production d'électricité nécessite une bonne connaissance de la thermodynamique appliquée, ce qui justifie le titre et le contenu de cet ouvrage.

La comparaison entre les différentes sources d'énergie électrique est faite au niveau de la quantité d'énergie produite. Si l'unité du Système International (SI)¹ de l'énergie est le joule, l'usage qui prévaut dans le domaine de l'énergétique est l'utilisation du watt-heure (Wh) défini comme l'énergie produite (ou consommée) pendant 1 heure par un appareil dont la puissance est 1 watt. On note E l'énergie et \dot{E} la puissance². Pendant $\Delta t = 3600$ s, l'appareil de puissance $\dot{E} = 1$ W produit

$$E = \dot{E} \times \Delta t = 3,6 \text{ kJ} \quad (1.1)$$

1. Le système international d'unités (SI) désigne le système d'unités de mesure recommandé et géré par le Bureau International des Poids et Mesures [2].

2. Dans cet ouvrage on n'utilise pas la lettre P pour la puissance car on la réserve pour la pression.

Ainsi, le facteur de conversion est le suivant :

$$1 \text{ Wh} = 3,6 \text{ kJ}$$

Dans la suite de cette section, on définit les termes associés aux modes de production d'électricité, tels que *thermique*, *carbonée*, *renouvelable*,..., qui permettront de mieux comprendre les avantages et les inconvénients des différentes versions du bouquet électrique présentées page 18.

1.1.1 Sources d'énergie

Une centrale électrique est une installation industrielle produisant de l'électricité à partir d'une source d'énergie. Il est donc nécessaire de réaliser au moins une conversion entre différentes formes d'énergie. La source d'énergie à convertir en électricité peut être :

- chimique, lors de la combustion d'un combustible fossile (charbon, fioul, gaz naturel, ...), de la biomasse (bois) ou de déchets,
- nucléaire, lors de la fission de l'uranium 235 dans les réacteurs nucléaires,
- thermique dans le cas de la géothermie,
- solaire dans le cas des centrales solaires,
- potentielle pour les barrages à chute,
- mécanique pour les éoliennes ou les usines marémotrices.

On peut tout d'abord distinguer les modes de production selon qu'ils sont basés sur un combustible ou non. Lorsqu'il y a une combustion chimique, la centrale électrique est qualifiée de **thermique à flamme**. C'est le cas pour les centrales utilisant du charbon, du fioul, du gaz naturel, mais aussi celles utilisant de la biomasse ou des déchets. Ces modes de production présentent la caractéristique commune d'émettre du CO_2 lors de la génération de l'énergie. Ils sont dits émetteurs en exploitation, *i.e.* lors du fonctionnement de l'installation, et contribuent à ce titre fortement au réchauffement climatique. On parle également dans ce cas d'**énergie carbonée** pour souligner le fait qu'elle est associée à une émission de dioxyde de carbone lors de l'exploitation. Cette caractéristique est associée à la combustion d'une matière carbonée (charbon, hydrocarbures). *A contrario*, on peut citer la combustion de l'hydrogène qui ne génère que de l'eau³. Finalement, il est intéressant de commenter le qualificatif du gaz dit *naturel*. Il s'agit en fait d'un mélange d'hydrocarbures principalement constitué de méthane. Étant autant naturel — et autant émetteur de CO_2 — que le charbon ou le pétrole, son qualificatif est trompeur et il serait plus judicieux de l'appeler gaz fossile.

Par extension et par abus de langage, on utilise également le terme de combustible nucléaire pour désigner l'uranium. Le terme est inapproprié car il n'y a pas dans ce cas de réaction chimique de combustion. Cette génération d'énergie est basée sur la transformation d'un matériau, en l'occurrence l'uranium 235 consommé lors de la fission induite. Le terme de combustible nucléaire est à comprendre dans le sens de consommable. Avec ces réserves, on utilisera dans la suite le terme de combustible pour désigner à la fois l'uranium et les combustibles chimiques (charbon, fioul, gaz naturel, bois, déchets). Les

3. cf. page 63.

modes de production basés sur un consommable présentent la caractéristique commune de dépendre d'un matériau en quantité finie sur Terre. Il ne s'agit pas d'**énergie renouvelable** car le terme correspond au cas où la source peut être considérée comme inépuisable à l'échelle d'un grand nombre de générations humaines, et ce dans une perspective de développement durable. L'énergie solaire, la géothermie, l'éolien ou l'hydraulique sont donc considérés comme renouvelables. On peut également y associer la biomasse si la quantité brûlée n'excède pas la production naturelle ou si un programme de replantation systématique permet de la compenser.

1.1.2 Centrales thermiques et non-thermiques

On distingue les centrales thermiques des installations non-thermiques. Dans les premières, l'énergie générée est transmise sous forme de chaleur avant d'être convertie en travail mécanique puis en électricité par l'intermédiaire d'un alternateur. En 2020, les centrales thermiques représentent 74 % de l'électricité produite dans le Monde et 79 % en France [1]. Il s'agit des centrales :

- nucléaires (page 48),
- thermiques à flamme (page 60),
- solaire thermodynamique (page 65).
- géothermiques (page 70).

Le fonctionnement des centrales thermiques est présenté en détail dans la partie III de cet ouvrage.

À l'inverse, dans les installations non-thermiques, l'électricité est générée directement sans passer par l'intermédiaire de la chaleur. Cela concerne les installations

- hydrauliques,
- solaires photovoltaïques,
- éoliennes.

Elles ne sont pas présentées en détail dans cet ouvrage consacré à la thermodynamique appliquée.

L'objectif d'une centrale thermique est de convertir une puissance thermique en puissance mécanique puis en puissance électrique. La première étape est réalisée à l'aide d'une **machine thermique**, en l'occurrence un moteur thermique. Il s'agit d'un dispositif dans lequel un fluide⁴ subit un cycle de transformations en échangeant de l'énergie sous forme de travail W et de chaleur Q . Le but est de convertir en travail mécanique la chaleur reçue d'une source d'énergie (dite chaude). La deuxième étape est réalisée à l'aide d'un alternateur qui permet de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. Toute conversion d'énergie est affectée d'un rendement (η) défini comme le rapport entre l'énergie en sortie et l'énergie en entrée. Cette évaluation peut tout aussi bien se faire en comparant les puissances. Le rendement de l'alternateur est très proche de 100 % et l'on peut faire l'approximation que l'intégralité de la puissance mécanique est convertie

4. *i.e.* un gaz ou un liquide.

en puissance électrique. Par contre, le rendement de la machine thermique n'est pas égal à 100 % et sa valeur est contrainte par la thermodynamique. À titre d'illustration, considérons une centrale nucléaire dont le rendement thermodynamique est $\eta = 0,34$, ce qui est une valeur typique. Ainsi, un réacteur français du palier⁵ N4 dont la puissance thermique est 4265 MW ne produit que 1450 MW de puissance mécanique et donc électrique, comme on peut le constater sur la figure 1.1.

Afin de différencier ces deux puissances, l'usage veut que l'on utilise les unités suivantes : watt-thermique (Wt) lorsque l'on fait référence à une puissance thermique et watt-électrique (We) pour la puissance électrique (ou mécanique). De la même manière, le watt-heure-thermique (Wht) et le watt-heure-électrique (Whe) sont utilisés comme unités d'énergie. Pour l'exemple précédent, on parle d'un réacteur dont la puissance est 1450 MWe, produisant une quantité d'énergie électrique de l'ordre de 10 TWhe par an. Dans l'exemple précédent de la centrale nucléaire, il a fallu extraire de l'uranium, le transporter et l'enrichir⁶. Le coût économique et environnemental est significatif et peut être mis en regard du fait que 2/3 de la puissance thermique générée n'est pas transformée en puissance électrique et est donc perdue. Cette limitation est commune à toutes les centrales thermiques car le seconde principe de la thermodynamique impose un rejet d'énergie à un deuxième corps, qualifié de **source froide**. S'il est possible d'améliorer le rendement thermodynamique, par exemple en augmentant la température de la source chaude, il est strictement impossible d'atteindre la valeur 100 %. Nous verrons dans le chapitre 7 que la valeur maximale est déterminée par la température des deux sources. Dans l'immédiat, on peut noter que ce gaspillage énergétique est imposé par le deuxième principe de la thermodynamique⁷ qui constitue l'un des fondements de la physique fondamentale. Nous reviendrons dans le chapitre 7 sur les possibilités mises en place pour valoriser la puissance thermique cédée à la source froide.

La valeur du rendement thermodynamique peut donc être considérée comme un point faible, dans la mesure où une grande partie de l'énergie n'est pas valorisée. À l'inverse, l'un des atouts des centrales thermiques est la possibilité de disposer d'une puissance unitaire⁸ relativement importante. Cette dernière est en effet proportionnelle au débit-masse du fluide que l'on peut augmenter, dans une certaine limite, sans difficultés techniques majeures.

1.1.3 Gestion de la demande électrique

Les besoins en électricité ne sont pas réguliers. Il existe des disparités en fonction des saisons ou des heures de la journée. On peut distinguer plusieurs cycles :

- annuel, avec un maximum en hiver et un minimum en été,
- hebdomadaire, associé à une diminution de l'activité économique le week-end,
- journalier, avec un minimum la nuit et deux *maxima* le matin et le soir.

5. Il s'agit de la génération construite à la fin du 20^e siècle. En 2022, il s'agit des réacteurs nucléaires français les plus puissants en fonctionnement.

6. On pourra consulter [3].

7. présenté dans le chapitre 5.

8. *i.e.* par centrale.

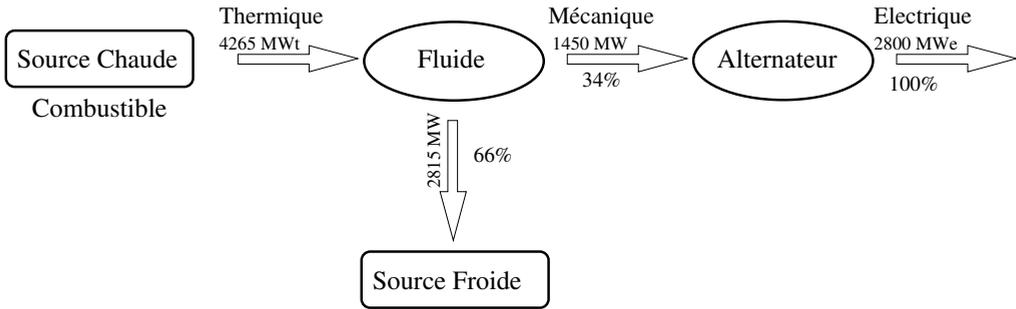


FIGURE 1.1 – Principe de fonctionnement d’une machine thermique. Le fluide reçoit une puissance thermique provenant d’une source chaude (par exemple le combustible). Il fournit de la puissance mécanique qui est convertie en puissance électrique grâce à l’alternateur. Il fournit également de la puissance thermique à une source froide. Les valeurs indiquées à titre d’illustration correspondent à une centrale nucléaire REP N₄.

La demande en électricité est également sensible à la température extérieure. La France est considérée comme particulièrement thermo-sensible du fait du recours généralisé au chauffage électrique.

Pour ce qui est de la gestion de la demande électrique, le problème principal réside dans le fait que l’électricité ne se stocke pas. Elle doit cependant être disponible afin de répondre à la demande. Il est donc nécessaire d’adapter en temps réel la production à la demande.

Par ailleurs, certains modes de production sont basés sur des sources d’énergie dites **intermittentes**. Cela signifie qu’elles ne sont pas disponibles en permanence. Ainsi, l’éolien nécessite que le vent soit suffisant alors que l’énergie solaire nécessite que l’ensoleillement le soit. Dans la gestion de la demande électrique, il faut donc prendre en compte la possibilité de compenser l’absence éventuelle des modes de production basés sur des sources d’énergie intermittentes. Il faut donc disposer d’une énergie accessible en permanence (thermique à flamme, nucléaire, hydraulique, ...) ou compter sur un stockage de l’énergie.

On distingue également les modes de production **disponibles** ou **pilotables** de ceux dont la production est dite **fatale**, *i.e.* non maîtrisable et ne pouvant donc pas participer en permanence à l’ajustement production/consommation. Dans la première catégorie, on trouve les installations dont le temps de réponse est très court, telles que les barrages hydrauliques avec réservoir ou les centrales turbines à combustion. On peut également y associer les centrales nucléaires qui peuvent être pilotées en mode dit suivi de charge voire avec un programme de charge impliquant des variations assez importantes de puissance [4]. Au contraire, les installations hydroélectriques au fil de l’eau, les éoliennes et les centrales solaires délivrent une énergie fatale dont on ne peut pas ajuster la production. Trois types de besoin en électricité correspondent à trois types de production :

- la production de base pour répondre à une consommation normale et régulière. Cette production doit correspondre au minimum de la consommation sur 24 h. Les installations qui assurent cette production doivent donc fonctionner quasiment 100 % du temps (sauf maintenance).
- la production de semi-base qui gère les pics de consommation prévisibles. Les installations fonctionnant selon ce mode doivent donc accompagner les variations de la demande par une modulation de puissance. Leur démarrage doit être rapide.
- la production de pointe qui fait face à des demandes élevées et soudaines. Le temps de réponse des installations assurant la production de pointe doit donc être très rapide.

Des aspects économiques viennent s'ajouter aux considérations techniques. Il s'agit du coût marginal et du caractère fatal de certaines sources pour lesquelles l'énergie produite peut être perdue. En France, la production de base est assurée par les centrales nucléaires alors que la production de semi-base est assurée par les centrales thermiques à flamme. Les barrages hydrauliques (avec réservoir) permettent de disposer de grandes quantités d'électricité de manière quasi-instantanée. Ils sont donc utilisés en production de pointe. Dans ce mode de production, on trouve également les centrales turbines à combustible dont le démarrage est également très rapide, mais la puissance limitée.

1.1.4 Analyse en exploitation et en cycle de vie

Pour les différentes centrales électriques, l'émission de CO_2 et le coût économique de l'électricité constituent un enjeu majeur mais aussi un sujet récurrent de polémique. Cela provient en grande partie de la confusion entre les analyses en **exploitation** et en **cycle de vie**.

L'analyse en exploitation d'une centrale thermique recouvre uniquement la période de fonctionnement et donc de production d'électricité. Elle permet d'estimer le coût économique et environnemental (émission de CO_2 et d'autres gaz à effet de serre) induit par la production électrique seule.

L'analyse en cycle de vie (ACV) inclut l'ensemble du cycle de vie de l'installation, *i.e*

- l'amont (construction de l'installation, approvisionnement et transformation du combustible),
- l'exploitation et la maintenance,
- l'aval (démantèlement de l'installation, gestion des déchets induits).

Pour les modes de production avec combustible (thermique à flamme, nucléaire), il faut ajouter au bilan l'émission de CO_2 associée au combustible. Cela inclut : l'extraction, le transport, la transformation du combustible et la gestion du combustible utilisé. L'utilisation d'un combustible vient donc augmenter les factures carbone et économique pour le nucléaire, le thermique à flamme et dans une moindre mesure la biomasse.

L'impact environnemental, financier, sociétal réel est celui correspondant au cycle de vie mais il s'agit également du plus difficile à estimer et du plus sujet à controverse. En matière environnementale et économique, l'analyse en exploitation s'inscrit dans une

perspective immédiate alors que l'analyse en cycle de vie y ajoute une perspective de développement durable. Adopter l'un ou l'autre des points de vue, donne un sens différent et affecte sensiblement les valeurs des coûts économiques (euros/MWh) et environnementaux (gCO₂/MWh). Il est donc nécessaire de le préciser.

1.1.5 Caractéristiques d'une centrale électrique

Une centrale électrique est caractérisée par

- la puissance installée, *i.e.* la puissance qu'elle peut générer,
- l'énergie qu'elle génère effectivement par an,
- le facteur de charge f ,
- l'émission de CO₂,
- le coût de revient de l'énergie,
- les choix techniques et scientifiques.

Dans la suite, on détaille ces caractéristiques en donnant des valeurs typiques à titre illustratif.

1) Le facteur de charge f

La relation entre la puissance de l'installation \dot{E} et l'énergie E produite par an est *a priori* simple. En effet, par définition des grandeurs physiques, on peut écrire

$$E(1 \text{ an}) = \dot{E}\Delta t, \text{ avec } \Delta t = 1 \text{ an} = 3,156 \times 10^7 \text{ s}$$

Cependant, la réalité industrielle est plus complexe car l'installation ne fonctionne pas à pleine puissance toute l'année. En fonction du type d'installation, cela peut être dû à

- des arrêts pour rechargement du combustible,
- des arrêts pour maintenance,
- des périodes de fonctionnement à une puissance inférieure à la puissance maximale,
- l'absence de source d'énergie lorsque celle-ci est intermittente,
- des choix économiques.

Ainsi, on définit le facteur de charge f de l'installation comme la fraction du temps pendant laquelle elle fonctionne à pleine puissance. On considère que l'installation est à l'arrêt le reste du temps. L'énergie produite par an est donc

$$E(1 \text{ an}) = f \times \dot{E}\Delta t \text{ avec } \Delta t = 1 \text{ an} = 3,156 \times 10^7 \text{ s} \quad (1.3)$$

En pratique, on évalue le facteur de charge en comparant la production annuelle réelle à la production possible à pleine puissance, soit

$$f = \frac{\text{Production annuelle réelle}}{\dot{E} \times 3,156 \times 10^7} \quad (1.4)$$

La valeur du facteur de charge reflète à la fois les limites techniques d'un mode de production, par exemple le caractère intermittent de sa source d'énergie, et les choix stratégiques et économiques. Ainsi, le choix d'utiliser une centrale pour une production de base ou de semi-base affecte la valeur du facteur de charge. En France, les centrales

nucléaires sont caractérisées par un facteur de charge moyen $f = 0,7$ à $0,8$. Cela traduit à la fois les durées de maintenance et de rechargement du combustible et le fait qu'elles sont utilisées en production de base.

Le facteur de charge ne doit pas être confondu avec le rendement thermodynamique η qui joue un rôle primordial pour les centrales thermiques, comme évoqué page 9 et comme nous le verrons en détail page 36.

2) L'émission de CO₂

Dans le contexte du réchauffement climatique, l'émission de gaz à effet de serre par les installations productrices d'électricité constitue un enjeu majeur. Le CO₂ est le principal gaz à effet de serre d'origine anthropique mais on recense également d'autres gaz⁹ tels que le méthane ou les halocarbures. La prise en compte globale des gaz à effet de serre est effectuée en utilisant la notion de masse de CO₂ équivalente $m(\text{CO}_2\text{eq})$ proposée par le GIEC¹⁰. On évalue pour chaque gaz à effet de serre la masse de CO₂ qui aurait le même effet sur le réchauffement climatique. Il est important de noter que pour un combustible donné, il existe une variabilité importante en fonction du type et de la qualité de ce dernier. Les valeurs utilisées sont nécessairement des valeurs moyennes.

On définit le facteur d'émission f_e comme le rapport entre la masse équivalente de CO₂ émise par une installation et l'énergie qu'elle a produite pendant la même période de temps. Il convient de souligner que la production électrique dépend du rendement thermodynamique, du facteur de charge et de la technologie considérée. On a donc

$$f_e = \frac{m(\text{CO}_2\text{eq})}{E_{\text{elec}}} \quad (1.5)$$

L'unité usuelle du facteur d'émission est : gCO₂eq/kWhe. Notons que ce facteur peut être calculé en exploitation ou dans le cadre d'une analyse en cycle de vie.

Le tableau recense le facteur d'émission (en gCO₂eq/kWhe) des différents modes de production évalué par plusieurs sources. GIEC est l'analyse produite par cet organisme et qui regroupe de nombreuses analyses, ce qui permet de moyenniser les valeurs, mais masque des hypothèses qui peuvent être différentes [5]. On a retenu la valeur médiane en notant que la dispersion des valeurs peut être assez grande pour un mode de production donné. Par exemple, pour le nucléaire la valeur médiane est 12 gCO₂eq/kWhe avec une valeur minimale 3,7 et une valeur maximale 110. La source RTE 2021 provient de l'évaluation de l'entreprise distribuant l'électricité en France (Réseau de Transport d'Electricité). Finalement, l'évaluation ADEME est celle de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie [6] et ne concerne que la production en France. Même si ces évaluations sont nécessairement entachées de biais méthodologiques qui peuvent être discutés, voire être sujettes à controverse, elles constituent des références qui permettent d'observer les grandes tendances et de tirer quelques conclusions.

Tout d'abord, dans le cadre d'une analyse en exploitation, seules les centrales thermiques à flamme présentent une émission de CO₂ et plus généralement de gaz à effet de serre.

9. dérivés des hydrocarbures tels que les CFC.

10. Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat [5].

	Analyse exploitation		Analyse ACV	
	GIEC	RTE 2021	GIEC	ADEME
Nucléaire	0	0	12	6
Hydraulique	0	0	24	n.d.
Gaz naturel	370*	486	490*	418
Fioul	n.d.	777	n.d.	730
Charbon	760	986	820	1058
Biomasse/déchets	n.d.	494 (déchets)	230	n.d.
Eolien	0	0	11	14
Géothermie	0	0	38	n.d.
Solaire PV	0	0	48	44
Solaire thermodynamique	0	0	27	n.d.
Référence	[5]	[7]	[5]	[6]

TABLE 1.1 – *Facteur d'émission (en gCO₂eq/kWhe) des modes de production selon trois sources. Les colonnes 2 et 3 présentent les analyses en exploitation et les deux suivantes les analyses ACV, en cycle de vie. Les cases indiquant 0 signifient que l'émission est nulle alors que celle ayant n.d. indiquent que la valeur n'est pas disponible dans l'étude considérée. Les valeurs avec une * correspondent à une utilisation en cycle combiné. [5, 6, 7].*

Toutes les autres n'émettent strictement pas de CO₂ lors de l'exploitation. Le pire en la matière est le charbon. Les centrales charbon sont donc celles qui délivrent l'électricité la plus carbonée. On note que le tableau présente pour les centrales à gaz naturel le cas d'un cycle combiné¹¹, ce qui, pour une même masse de CO₂ produite, améliore sensiblement le rendement et donc la quantité d'énergie produite qui apparait au dénominateur dans l'équation (1.5). Cependant, toutes les centrales gaz ne fonctionnent pas en mode cycle combiné.

Dans le cadre d'une analyse en cycle de vie (ACV), tous les modes de production sont associés à une émission de CO₂ provenant de l'amont de l'exploitation (construction de l'installation et éventuellement approvisionnement en combustible) et de l'aval (déconstruction de l'installation et éventuellement gestion du combustible usé). Il s'agit donc d'émissions associées mais qui sont à prendre en compte dans une approche environnementale et dans le contexte du développement durable. On note dans le tableau 1.1 que les ordres de grandeur mis en jeu ne sont pas du tout les mêmes que pour l'émission de CO₂ en exploitation des centrales thermiques à flamme. Pour ces dernières le facteur d'émission en exploitation vaut 500 à 1000 gCO₂eq/kWh alors qu'il est inférieur à 100 gCO₂eq/kWh pour les installations qui n'en émettaient pas en exploitation. En aucun cas, l'approche ACV ne modifie la conclusion que les centrales thermiques à flamme

11. cf. page 189.

sont de très loin les modes les plus carbonés de production d'électricité. On note aussi que les modes de production permettant de générer une grande quantité d'énergie sur un site donné (nucléaire et hydraulique) présentent des facteurs d'émission relativement faibles. En effet, dans l'équation (1.5), le dénominateur est alors particulièrement grand. *A contrario*, le solaire photovoltaïque présente un facteur d'émission relativement grand car la production électrique est modeste alors que la fabrication des panneaux solaires présente un coût énergétique et environnemental lié notamment aux besoins en silicium. Pour l'éolien, il faut prendre en compte l'extraction et le transport des terres rares (néodyme) constituant l'aimant permanent de l'alternateur. Pour terminer, notons que l'analyse en cycle de vie du nucléaire tient compte du cycle du combustible¹². Ce dernier est particulièrement complexe. L'amont comporte une phase d'extraction et de transport puis de transformations physico-chimiques successives visant à son enrichissement, *i.e.* l'augmentation de la teneur en uranium 235. L'aval de l'exploitation inclut la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement des installations nucléaires. L'évaluation de l'émission de CO₂ de cette future phase est complexe et sujette à débats.

Pour terminer, on peut citer l'étude présentée par RTE [7] qui indique qu'en 2021, la France a émis 18,8 Mtonnes de CO₂ pour produire 555 TWhe. Il s'agit d'une analyse en exploitation qui permet de conclure que le facteur d'émission moyen est 34 gCO₂eq/kWhe. L'émission provient des installations thermiques à flamme qui ne produisent que 10,6 % de l'électricité au niveau français. Ce chiffre peut être comparé à la moyenne européenne (216 gCO₂eq/kWhe en 2020) ou au facteur d'émission de l'Allemagne (296 gCO₂eq/kWhe en 2020) [7].

En conclusion, l'émission de CO₂ associée à la production d'électricité est un enjeu majeur dans le contexte du réchauffement climatique. Le choix du bouquet électrique doit impérativement prendre en compte cette variable. Il convient de distinguer les analyses en exploitation et en cycle de vie. Les valeurs diffèrent notablement de même que les hypothèses. Elles ne sauraient donc être mélangées. Pour un type d'analyse donné, les valeurs peuvent varier d'une étude à l'autre mais les grandes tendances demeurent inchangées.

3) Le coût de l'électricité

La question économique sort du cadre strict de cet ouvrage. Nous évoquons néanmoins les grandes lignes nécessaires à la compréhension des aspects économiques de l'électricité. Il convient tout d'abord de distinguer le coût de production du prix payé par le consommateur.

Le coût de production inclut celui de l'exploitation, du combustible lorsqu'il y en a un, mais aussi de l'immobilisation en capital¹³ et des provisions pour le futur démantèlement de l'installation¹⁴. A ceci s'ajoute le coût du CO₂ émis, qui peut prendre la forme d'une taxe ou de quotas vendus aux enchères. Les différents modes de production correspondent à des coûts de production très différents et qui varient fortement en fonction

12. On pourra consulter [3].

13. L'amortissement de l'investissement qui a été fait pour la construction de l'installation.

14. qui sont obligatoires en France pour le nucléaire.

des hypothèses choisies. On peut retenir l'ordre de grandeur de 10 à 100 euros/MWh. Une autre notion joue un rôle clef. Il s'agit du coût marginal, c'est-à-dire le coût correspondant à la production d'un kWh supplémentaire.

Le prix payé par le consommateur inclut également le transport, les marges des producteurs et les taxes qui peuvent refléter une orientation stratégique au niveau national visant à soutenir ou défavoriser certains modes de production. Au-delà de ces paramètres, classiques pour un produit soumis aux lois du marché, le prix de l'électricité dépend également de la nécessité absolue d'équilibrer l'offre et la demande. Dans la mesure où l'électricité ne se stocke pas, le rôle de la dernière centrale qui permet d'équilibrer le système est primordial. Celle-ci est qualifiée de centrale marginale. Les moyens de production sont appelés avec un ordre de préséance économique basé sur le coût marginal. Ainsi, en 2022 la préséance économique est souvent la suivante : solaire et éolien en premier¹⁵, puis le nucléaire¹⁶ et en dernier les énergies fossiles affectées par le coût du CO₂. Le prix de l'électricité se trouve donc être très fortement lié à celui de la centrale marginale. Ainsi, la crise énergétique de 2022 qui a vu le prix du gaz naturel exploser a eu un impact sur le prix de l'électricité française alors même que 70 % de l'électricité est d'origine nucléaire et donc à un coût inchangé. Cela reflète à la fois la dépendance saisonnière aux importations mais surtout le rôle du mode de production marginal, en l'occurrence des centrales au gaz utilisées pour la production de pointe. Dans le passé récent, des épisodes de prix négatifs ont été constatés. Cela est lié notamment aux modes de production fatals (éolien, solaire) qui peuvent se retrouver en période de forte production alors que la demande est faible à ce moment. Un producteur peut ainsi trouver plus rentable de vendre l'électricité à un prix négatif plutôt que d'arrêter une installation. Le prix moyen du marché en France s'établit en 2021 à 109 euros/MWh alors qu'il était de 39 euros/MWh en 2019 et 32 euros/MWh en 2020 [7].

4) Conclusion

Le tableau 1.2 résume les principales centrales électriques et leurs propriétés. Il permet d'avoir une vision d'ensemble des caractéristiques des différentes installations, par exemple dans l'optique d'une modification du bouquet électrique¹⁷. Dans une perspective environnementale, il est important de souligner que les installations électriques qualifiées de thermique à flamme sont caractérisées par une forte émission de CO₂ en exploitation. Les arrêter rapidement est donc un impératif écologique. On constate qu'elles sont également pilotables. Il faudrait donc songer à les remplacer par des installations qui le sont également afin d'assurer une production électrique stable. À défaut, il faut compter sur le stockage d'énergie qui ne permet pas à ce jour de disposer d'une capacité suffisante. Par ailleurs, on note que les énergies renouvelables neutres en carbone sont également intermittentes, sauf la géothermie. Leur développement est donc intéressant à bien des égards, notamment environnementaux, mais il est limité par la nécessité d'une production électrique stable et quasiment continue. De plus, l'analyse environnementale

15. car le vent et le soleil sont gratuits une fois la centrale construite.

16. car l'uranium ne compte que pour 7 % du coût de l'électricité nucléaire.

17. cf. page 18.

Installation	Thermique	Carbonée	Renouvelable	Intermittente	Pilotable
Nucléaire	oui	non	non	non	oui
Fossiles	oui	oui	non	non	oui
Biomasse/déchets	oui	oui	oui (avec replantage)	non	oui
Géothermie	oui	non	oui	non	oui
Solaire thermodynamique	oui	non	oui	oui	non
Solaire photovoltaïque	non	non	oui	oui	non
Hydraulique	non	non	oui	non	oui (avec réservoir)
Eoliennes	non	non	oui	oui	non

TABLE 1.2 – *Caractéristiques des installations productrices d'électricité classées par mode de production.*

doit inclure la facture carbone en cycle de vie, ce qui inclut les émissions associées à la construction de nouvelles installations et au démantèlement des anciennes.

Les centrales thermiques assurent aujourd'hui la très grande majorité de la production électrique. Elles sont présentées dans le chapitre 2 et constituent le cœur de cet ouvrage car la compréhension de leur fonctionnement nécessite une connaissance avancée de la thermodynamique appliquée.

1.2 Le bouquet électrique

On définit le bouquet électrique comme la répartition des différentes sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité. Il présente la part de chaque source dans la production électrique annuelle. La présentation peut être faite en les regroupant selon certains critères (renouvelable ou non, thermiques ou non). Dans la suite, on présente le bouquet par mode de production (tab. 1.2) : nucléaire, hydraulique, fossiles, éolien, solaire photovoltaïque (noté PV) et une dernière catégorie divers regroupant les modes de production contribuant en général de manière minoritaire (géothermie, biomasse/déchets, solaire thermodynamique, marémotrice). Lorsque cela est pertinent, on précisera le contenu de la rubrique divers.

Notons que les catégories fossiles et biomasse/déchets sont souvent regroupées sous le qualificatif de thermique à flamme car ils présentent la caractéristique commune de re-

poser sur la combustion d'un matériau dit combustible. Ce sont donc les seuls modes de production émetteurs de CO₂ en exploitation. Le choix a été fait de les distinguer car le thermique à combustible fossile n'est pas renouvelable, alors que le thermique à combustible biomasse/déchets l'est au moins en partie.

La production électrique est présentée en TWhe. La comparaison entre les sources est directe et ne souffre pas d'ambiguïtés liées aux conventions choisies¹⁸. Les valeurs présentées proviennent de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) et sont librement accessibles¹⁹.

Le bouquet électrique reflète les choix politiques, techniques et économiques d'un pays. Il évolue en fonction des années avec les avancées technologiques et les prises de conscience, par exemple environnementales. On parle alors de transition énergétique ou plus précisément de **transition électrique** si l'on s'intéresse spécifiquement à l'évolution du bouquet électrique comme nous le ferons page 23. Dans la suite, on présente le bouquet électrique mondial (sec. 1.2.1), français (sec. 1.2.2) et de quelques pays afin d'illustrer les choix possibles (sec. 1.2.3).

1.2.1 Le bouquet électrique mondial

Le bouquet électrique mondial est dominé en 2020 par le thermique à flamme (64 %) et plus particulièrement le thermique à combustible fossile (61 %), la biomasse et les déchets ne contribuant qu'à hauteur de moins de 3 % du total. Il s'agit d'un bouquet fortement carboné qui contribue de manière très significative au réchauffement climatique. Ajoutons que près de 55 % du thermique à flamme est assuré par la combustion du charbon qui est le pire²⁰ des combustibles en termes d'émission de CO₂. Comme on le constate dans le tableau 1.3, qui présente le bouquet électrique mondial en 2020, le nucléaire et l'hydraulique ne présentent à eux deux qu'un quart de la production électrique mondiale. L'éolien et le solaire photovoltaïque contribuent respectivement à 6 % et 3 % de la production totale.

Au total, la production électrique mondiale s'élève en 2020 à $26,8 \times 10^3$ TWhe, ce qui correspond à une production par habitant de 3,5 MWhe/hab. Ce chiffre cache en fait des disparités très importantes d'un pays à l'autre : ~ 8 MWhe/hab en France ou en Allemagne, 30 MWhe/hab à 50 MWhe/hab pour la Norvège et l'Islande, pays en surproduction par rapport aux besoins de la population, et 0,1–0,3 MWhe/hab pour beaucoup de pays dits en développement. De plus, des disparités existent également à l'intérieur de certains pays entre les zones rurales et urbanisées. L'accès généralisé à l'électricité constitue l'un des enjeux du 21^e siècle. Nous reviendrons sur ce point page 28. On note qu'au niveau mondial ~ 74 % de l'électricité est produite par des centrales thermiques : nucléaire et thermique à flamme et marginalement géothermie et solaire thermodynamique. On peut dire que l'électricité mondiale est carbonée (en exploitation) à 64 %, renouvelable à 29 % et pilotable à 91 %.

18. comme c'est le cas pour le bouquet énergétique.

19. à cette adresse : <https://www.iea.org/statistics/>

20. cf. page 15.

	Nucléaire	Hydraulique	Fossiles	Eolien	Solaire PV	Divers	Total
Energie (TWhe)	2674	4453	16455	1598	824	828	26832
Fraction (%)	10,0	16,6	61,3	6,0	3,1	3,1	

TABLE 1.3 – Bouquet électrique mondial en 2020. La ligne Energie présente la production annuelle (en TWhe) par source et au total. La ligne Fraction présente la part de chaque source dans le bouquet. La colonne divers regroupe les sources contribuant peu (géothermie, solaire thermodynamique, énergie marémotrice, déchets, biomasse). Dans ce cas, il s'agit principalement de biomasse/déchets. Les données proviennent de l'IEA [1].

1.2.2 Le bouquet électrique français

Le bouquet électrique français est dominé par le nucléaire à hauteur de $\sim 68\%$ en 2021. Cela constitue une particularité de la France qui découle d'un choix politique et économique effectué à la fin des années 1970. L'hydraulique contribue à hauteur de $11,4\%$ avec la possibilité d'utiliser certaines installations pour le stockage. Elles sont qualifiées de stations de pompage et représentent en France une puissance installée de près de 6 GWe [8]. Le thermique à flamme ne contribue qu'à $10,6\%$ dont 80% de thermique à combustible fossile, le reste étant de la production par biomasse et déchets.

Dans les grandes lignes, le bouquet français est presque inchangé depuis les années 1990. On note seulement l'essor récent de l'éolien et du solaire photovoltaïque qui atteignent en 2021 respectivement $6,7\%$ et $2,7\%$ de la production annuelle française. Le bouquet électrique français est parfois qualifié de décarboné. L'estimation 2021 de RTE indique une moyenne de $34 \text{ gCO}_2/\text{MWh}$ en exploitation [7]. Globalement, on peut dire que l'électricité française est thermique à $\sim 79\%$, renouvelable à 23% , carbonée (en exploitation) à 11% , et pilotable à 90% . L'enjeu principal d'une transition électrique française n'est donc pas de décarboner un bouquet qui ne l'est que très peu. Nous reviendrons sur ce point page 23. Notons pour terminer qu'il est possible de consulter le bouquet électrique français en direct sur le site de RTE [9].

	Nucléaire	Hydraulique	Fossiles	Eolien	Solaire PV	Divers	Total
Energie (TWh)	379	63	47,5	37	15	13	555
Fraction (%)	68,4	11,4	8,6	6,7	2,7	2,3	

TABLE 1.4 – Bouquet électrique français en 2021. La ligne Energie présente la production annuelle (en TWh) par source et au total. La ligne Fraction présente la part de chaque source dans le bouquet. La colonne divers regroupe les sources contribuant peu au total. Dans ce cas, il s'agit exclusivement de biomasse/déchets. Les données proviennent de l'IEA [1].

1.2.3 Exemples de bouquets électriques

Le tableau 1.5 présente les bouquets électriques de quelques pays, choisis pour montrer des voies suivies, des points communs et des différences notables. Les valeurs sont celles de l'IEA ²¹ de 2021.

	Nucléaire	Hydraulique	Fossiles	Eolien	Solaire PV	Divers	Production	
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	TWhe	MWhe/hab
France	68,4	11,4	8,6	6,7	3,1	3,1	554,8	8,2
Allemagne	11,6	4,1	47,0	19,1	8,4	9,8	596,2	7,2
Pologne	0	1,7	82,2	9,1	2,2	4,8	179,4	4,7
Etats-Unis	18,6	6,5	60,6	8,8	3,3	2,2	4370	13,2
Danemark	0	0	18,6	48,6	4,0	28,8	33,0	5,6
Norvège	0	91,4	0,6	7,5	0,1	0,3	158,0	29,3
Islande	0	70,5	0	0	0	29,5	19,6	52,7
Belgique	50,3	1,3	24,4	11,9	5,6	6,5	100,1	8,6
Suisse	29,5	60,8	0,8	0,2	4,4	2,8	65,6	7,5

TABLE 1.5 – *Bouquets électriques de quelques pays comparés à celui de la France. Les données proviennent de [1] et sont celles de l'année 2021.*

On constate tout d'abord que si l'Allemagne présente une production par habitant proche de celle de la France, la structure de son bouquet est très différente. Ce dernier est dominé par le thermique à combustible fossile ce qui implique que la production d'électricité est associée à une très forte émission de CO₂. Le nucléaire représente encore ~ 12% en 2021 alors que l'éolien et le solaire photovoltaïque prennent une part de plus en plus importante (27% au total). Notons également la part prise par les déchets et la biomasse en matière de production électrique (cas divers 9,8%). Tout comme les énergies fossiles, il s'agit de thermique à flamme, un mode de production émetteur de CO₂. Par contre, dans le cas des déchets il s'agit d'une valorisation et dans celui de la biomasse on peut envisager un caractère renouvelable s'il y a replantation. Le bouquet électrique allemand est actuellement très carboné (57% en exploitation), moins pilotable que le français (72,%) mais plus renouvelable (41%). Les modifications passées et futures du bouquet électrique allemand sont discutées page 27. Le cas de la Pologne est également à souligner avec une production électrique reposant à 82% sur le thermique à combustible fossile, dont la quasi-totalité sur le charbon.

Dans le cas des Etats-Unis, il est frappant de noter que la production électrique par habitant est plus de 50% supérieure à celui de la France. Le thermique à combustible

21. International Energy Agency : <https://www.iea.org/>

fossile y est dominant à hauteur de près des 2/3, à l'image du bouquet mondial. Le nucléaire y est développé avec 97 réacteurs nucléaires en fonctionnement, représentant une puissance installée de 98 GWe. La part du nucléaire dans le bouquet électrique s'élève à 18,6%. Notons également que les Etats-Unis disposent de la panoplie complète des moyens de production électrique. La géothermie représente par exemple une fraction négligeable du bouquet (0,4%) mais une quantité d'énergie importante²².

Le cas du Danemark est intéressant car l'éolien constitue la plus grosse part (49%) de son bouquet. Cependant, la production totale de ce pays de 5,8 millions d'habitants est faible. Ainsi, la production électrique éolienne danoise est elle plus de deux fois inférieure à celle de la France (16 TWh contre 38 TWh). On note également que le thermique à combustible fossile demeure à un niveau très élevé et plus généralement le thermique à flamme si on ajoute la biomasse et les déchets (case divers du Danemark).

La Norvège présente la particularité de réaliser presque exclusivement (91%) sa production électrique à partir de l'hydraulique. Elle a su tirer partie de manière optimale des particularismes locaux. Au final, elle réalise une production par habitant plus de 3 fois supérieure à celle de la France. Cela explique le développement d'industries gourmandes en électricité mais également le développement de la voiture électrique pour laquelle la Norvège fait figure d'exemple [10]. De plus, la Norvège exporte plus de 10% de l'électricité qu'elle produit, vers les pays voisins notamment grâce à une connexion sous-marine. Le cas de l'Islande est semblable à celui de la Norvège dans la mesure où ce pays produit beaucoup plus d'électricité (53 TWh/hab) que n'en nécessitent ses 360×10^3 habitants. Cela lui permet également d'attirer des industries très demandeuses en électricité²³. La spécificité réside dans le fait que près d'un tiers de son électricité est produite par géothermie, profitant ainsi de ses particularités géologiques. La production d'électricité par centrales géothermiques est présentée page 70.

Les cas de la Suisse et de la Belgique se rapprochent de celui de la France avec une part importante de nucléaire dans le bouquet, respectivement 50% et 29%. Notons que le thermique à combustible fossile est très présent en Belgique et presque totalement absent en Suisse, grâce notamment à la part importante prise par l'hydraulique (61%). Ces deux pays présentent au total une production par habitant proche de celle de la France ou de l'Allemagne.

Pour terminer, citons le cas de l'Arabie Saoudite qui produit presque à 100% son électricité à partir du thermique à combustible fossile (42% pétrole, 58% gaz naturel). Cela s'explique par le fait que ce pays est l'un des premiers pays producteurs d'hydrocarbures. Cela implique que son électricité est très carbonée (99,8%).

En conclusion, les bouquets électriques des différents pays proviennent de décisions politiques et reflètent une stratégie énergétique nationale. Ils tiennent compte de particularismes locaux mais aussi de prises de décision environnementales ou économiques, notamment en liaison avec l'indépendance énergétique. Tous ces pays partagent néanmoins le contexte du réchauffement climatique qui va nécessiter à l'avenir une transition

22. 18 TWh, soit 3 fois la production de l'Islande, pourtant considéré comme champion en la matière.

23. telles que la production d'aluminium pour laquelle l'Islande est parmi les plus gros producteurs.

électrique visant à la réduction, idéalement la suppression, du thermique fossiles, voire du thermique à flamme (incluant la biomasse/déchets).

1.3 La transition électrique

Le terme de transition énergétique est très utilisé actuellement dans les médias, par les politiques, les militants environnementaux, etc. Cependant, l'emploi n'est pas toujours à bon escient et relève de concepts et réalités parfois très différents.

La définition la plus générale de la **transition énergétique** est une redéfinition du bouquet énergétique pour les prochaines décennies, voire les prochaines générations. Cela inclut des choix concernant les moyens de production d'électricité, de transport (diesel, électrique), de chauffage, etc. Si l'on se limite à la production et la consommation d'électricité, on utilise le terme de **transition électrique**. Cela ne concerne donc que le secteur de l'électricité et exclut par exemple la question de la production de CO₂ par les moteurs diesel ou essence.

Les objectifs d'une redéfinition du bouquet électrique peuvent être très différents selon les pays ou les priorités choisies. Cela peut être un objectif économique (coût de l'électricité), environnemental (réchauffement climatique, déchets radioactifs) ou plus simplement d'accès généralisé à l'électricité pour certains pays. La transition électrique peut aussi avoir comme objectif la suppression d'un mode de production (énergie fossile ou nucléaire) pour différentes raisons (environnementales ou politiques). Finalement, elle peut trouver son origine dans la situation du parc de centrales produisant l'électricité. Ce dernier peut être vieillissant (France) ou insuffisant (pays dits en développement). Dans la suite, on présente trois cas différents de transition énergétique : la France, l'Allemagne, et les pays dits en développement. On terminera en listant les critères à prendre en compte dans le choix du bouquet électrique pour les prochaines décennies.

1.3.1 Cas de la France

Comme on le constate sur la figure 1.2, la structure du bouquet électrique français est demeurée remarquablement constante depuis le début des années 1990. On note un essor récent de l'éolien et dans une moindre mesure du solaire photovoltaïque. La transition électrique française est motivée principalement par le fait qu'une grande part du parc électronucléaire arrive en fin de vie. Ainsi, la nécessité de choisir le bouquet électrique du futur est d'actualité immédiate. Il existe donc une opportunité de faire un choix différent de celui de la fin des années 1970, ce qui est à l'origine de prises de position politique. Il est bien évident qu'avec un parc de centrales nucléaires neuf, la question ne se poserait pas à cause du coût économique considérable. Aucun pays n'a en effet les moyens de modifier ses moyens de production d'électricité fréquemment et au gré des changements politiques.

Le tableau 1.6 présente les 18 CNPE²⁴ français et les 56 réacteurs qui constituent le parc électronucléaire en janvier 2021. En consultant la date de connexion, on constate

24. Centre Nucléaire de Production d'Électricité, qui regroupe 2 à 6 réacteurs sur le même site.

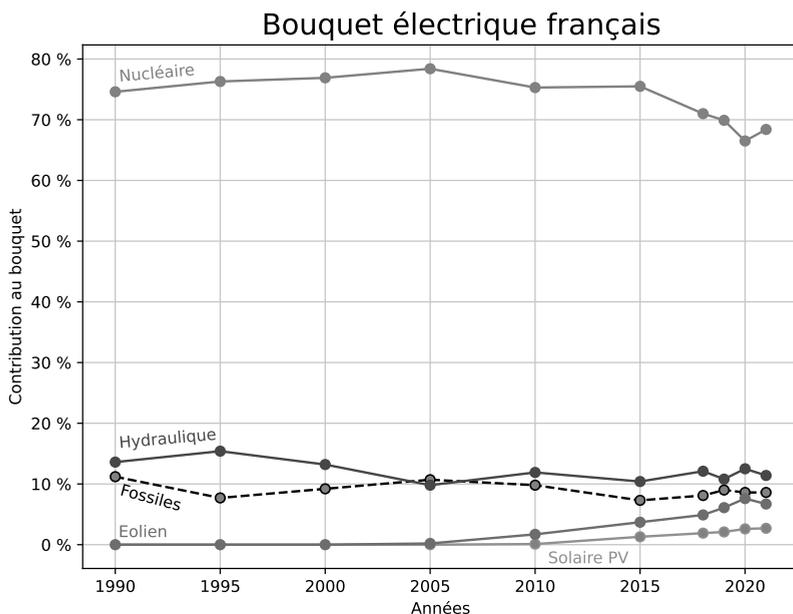


FIGURE 1.2 – Bouquet électrique français au cours des années. Les données proviennent de [1].

que la plupart des réacteurs ont été mis en fonctionnement en moins de 10 ans, entre 1977 et 1987. A la conception, la durée de vie annoncée était de 40 ans, correspondant à l'estimation de celles des composants principaux mais également à un principe de précaution lié à la sûreté nucléaire. En pratique, les réacteurs français reçoivent une autorisation de fonctionnement pour une durée de 10 ans à l'issue d'une visite dite décennale. Il n'en demeure pas moins que la limite de 40 ans constitue une borne, si ce n'est une fin, pour leur fonctionnement dans le respect de la sûreté nucléaire. On constate que l'âge moyen est de 35 ans et que la limite des 40 ans se profile à l'horizon de la très grande majorité d'entre eux. En 2019, un premier réacteur français (Tricastin-1) a passé avec succès sa quatrième visite décennale. Cela constitue la première étape vers une prolongation de l'exploitation jusqu'à 50 ans, la décision devant être prise prochainement [11, 12]. En 2020, deux réacteurs du parc électronucléaire français ont été définitivement arrêtés. Il s'agit de Fessenheim 1 et 2, connectés au réseau depuis 1977. Cela représente une diminution de la puissance nucléaire installée d'environ 1,8 GW et de la production d'électricité d'environ 1,2 TWhe.

CNPE	Réacteurs	Puissance (GWe)	Connexion
Bugey	4	900	mai 1978 à juillet 1979
Dampierre	4	900	mars 1980 à août 1981
Gravelines	6	900	mars 1980 à août 1985
Tricastin	4	900	mai 1980 à juin 1981
St. Laurent B	2	900	janvier 1981 et juin 1981
Blayais	4	900	juin 1981 et août 1983
Chinon-B	4	900	novembre 1982 à nov. 1987
Cruas	4	900	avril 1983 à octobre 1984
Paluel	4	1300	juin 1984 à avril 1986
St. Alban	2	1300	août 1985 et juillet 1986
Flamanville	2	1300	déc. 1985 et juillet 1986
Cattenom	4	1300	nov. 1986 à mai 1991
Belleville	2	1300	oct. 1987 et juillet 1988
Nogent	2	1300	oct. 1987 et dec. 1988
Penly	2	1300	mai 1990 et février 1991
Golfech	2	1300	juin 1990 et juin 1993
Chooz-B	2	1500	août 1996 et avril 1997
Civaux	2	1500	avril 1997 et déc. 1999

TABLE 1.6 – Les 18 CNPE français et les 56 réacteurs qui constituent le parc électronucléaire. On a indiqué le nombre de réacteurs par CNPE, leur puissance (celle du palier correspondant) et leur date de connexion au réseau électrique. Les données proviennent de [13].

On constate que 31 réacteurs dépasseront l'âge limite (40 ans) en 2025. Ils représentent une puissance installée totale de 29 GWe, soit 47% de la puissance électrique nucléaire française. La véritable transition électrique française réside donc bien dans les choix à faire pour remplacer ces centrales nucléaires vieillissantes.

On peut tout d'abord décider d'arrêter en 2025 les 31 réacteurs ayant dépassé 40 ans, ce qui mène à trois scénarii possibles.

Le premier scénario consiste à saisir cette opportunité pour diminuer la part du nucléaire dans le bouquet électrique. En conservant la même production annuelle d'électricité, il

manquera 179 TWh. On peut envisager de les remplacer par de l'éolien mais il faudra alors multiplier sa capacité de production par 5 par rapport à celle de 2021. Les remplacer par du solaire photovoltaïque nécessite de multiplier sa production par 12 par rapport à celle de 2021. Notons que le thermique à combustible fossile n'est pas une option envisageable au regard de la production de CO₂. Par ailleurs, l'hydraulique français est réputé saturé. De tels changements nécessitent des choix politiques forts, des investissements colossaux et une anticipation d'au moins une décennie.

Le second scénario consiste à conserver la part du nucléaire en remplaçant les réacteurs vieillissants par de nouveaux. Il faudrait donc construire 18 réacteurs de type EPR dont la puissance installée est 1650 MWe. Dans ce cas également, une anticipation est nécessaire, ne serait-ce qu'au regard de la durée effective de construction et de mise en service de l'EPR de Flamanville.

Le troisième scénario est celui de la sobriété électrique qui consisterait à diviser par environ 1,5 la production et donc la consommation électrique française²⁵. Pour atteindre une diminution aussi drastique, des décisions fortes doivent être prises et mises en regard d'autres objectifs tels que le remplacement des moteurs thermiques (essence, diesel) par des moteurs électriques pour les déplacements terrestres.

Le quatrième scénario consiste à prolonger la durée de vie des centrales existantes, jusqu'à 50 ou 60 ans. Il ne peut s'agir que d'une mesure transitoire, probablement indispensable au vu des délais pour la construction de nouvelles installations (nucléaires ou pas) et de l'âge moyen du parc électronucléaire français (40 ans en 2025). L'opération dite *grand carénage* menée par EDF vise au remplacement des grosses pièces des centrales et au maintien des performances en termes de sûreté et de compétitivité pour préparer une demande de prolongation de la durée de vie auprès de l'ASN²⁶. Le coût estimé en 2011 par la cour des comptes est 55 milliards d'euros [15].

Finalement, on peut envisager un scénario mixte qui combinerait les avantages des quatre scénarii sus-mentionnés. Il n'en demeure pas moins que la transition électrique française doit démarrer au plus tôt.

On termine en évoquant les décisions politiques récentes. Le gouvernement français a présenté, le 27 novembre 2018, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) [16]. Il a défini un objectif majeur qui est la réduction de la consommation d'énergie fossile pour viser la neutralité carbone à l'horizon 2050 en matière de transport et de bâtiment. Les points principaux concernant le bouquet électrique sont

- Arrêt des centrales à charbon²⁷ d'ici 2022,
- Triplement de l'éolien terrestre,
- Multiplication par cinq du photovoltaïque à l'horizon 2030,
- Diversification du bouquet avec notamment la réduction du nucléaire à 50 %. D'ici 2035, 41 réacteurs seront arrêtés²⁸.

25. La France exporte environ 10% de l'électricité qu'elle produit, avec des variations en fonction des années.

26. Autorité de Sûreté nucléaire [14].

27. En 2021, elles ne représentent que 1,4% de la production électrique en France.

28. sur les 54 *en fin de vie* théorique à cette date.

- Nouveaux réacteurs nucléaires (EPR). La décision sera prise après le démarrage de Flamanville.

Depuis, la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine a changé en grande partie les conclusions car le gouvernement français a annoncé le renouveau du nucléaire avec la construction de 6 réacteurs de type EPR2. De plus, les centrales au charbon n'ont pas été arrêtées et leur production a même augmenté pour compenser la baisse de la production des centrales au gaz.

En conclusion, la France doit gérer immédiatement une transition électrique car de nombreux réacteurs nucléaires arrivent en fin de vie. Même si elle est prolongée de 10 ans, l'échéance est à court terme au vu de l'enjeu (50 % de la puissance nucléaire installée) et des délais de mise en œuvre des solutions alternatives.

1.3.2 Cas de l'Allemagne

La transition électrique allemande, en cours depuis plusieurs années, repose sur deux objectifs difficilement conciliables. D'une part, l'électricité allemande est très fortement carbonée car la part du thermique à combustible fossile (charbon, fioul, gaz naturel) représente près de la moitié du bouquet électrique. Comme on le constate sur la figure 1.3, le thermique à combustible fossile représentait 68 % en 1990 et demeure en 2021 à un niveau très élevé (47 %). Pour noircir un peu plus le tableau, on peut ajouter que 64 % de cette production électrique *fossile* provient du charbon qui constitue le plus important émetteur de CO₂, comme nous l'avons vu page 15. Dans une perspective de lutte contre le réchauffement climatique, l'objectif premier de la transition électrique allemande devrait donc être de **décarboner** sa production électrique en remplaçant les centrales électriques charbon, et plus généralement les centrales thermiques à flamme, par des centrales neutres en émission en exploitation (toutes les autres, nucléaire compris). La figure 1.3 illustre le fait que cette transition a bien lieu, mais de manière très lente et avec un niveau de thermique à combustible fossile encore très supérieur à celui de la France (8,6 % en 2021).

La part du nucléaire dans le bouquet allemand est en baisse depuis le début des années 2000. Cela correspond à un choix politique ancien, réaffirmé à la suite de l'accident de Fukushima [17]. Entre 2000 et 2021 la part du nucléaire dans le bouquet électrique allemand est passée de 29 % à 12 %. En avril 2023, l'Allemagne a arrêté ses trois dernières centrales nucléaires. La part du nucléaire tombe donc à zéro à partir de cette date. Cet exemple peut servir d'indicateur concernant l'échelle de temps nécessaire à une modification significative, mais pas majeure, d'un bouquet électrique. On peut cependant affirmer que le choix de diminuer la part du nucléaire a *de facto* ralenti la baisse du thermique à combustible fossile et donc obéré l'objectif de décarboner rapidement le bouquet électrique. De fait, il n'est pas possible de supprimer rapidement et simultanément deux composantes majeures d'un bouquet électrique. De plus, ces deux sources d'énergie sont pilotables ce qui posera à terme des problèmes de gestion du bouquet.

Finalement, la figure 1.3 permet de constater la progression spectaculaire de l'éolien et du solaire photovoltaïque. La part du premier est passée de 4 % en 2000 à 19 % en 2021. Il atteint cette année-là une production annuelle de 114 TWh, ce qui représente

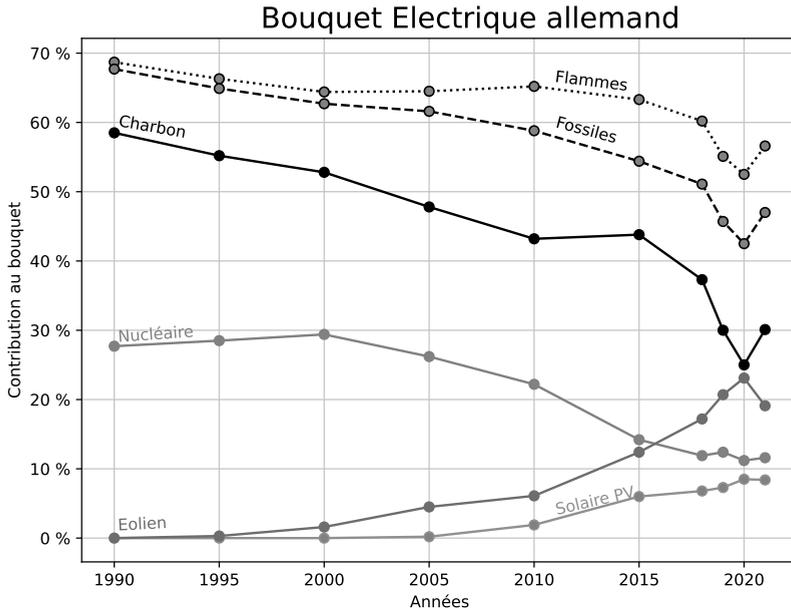


FIGURE 1.3 – Bouquet électrique allemand au cours des années. Les données proviennent de [1].

la production de près de 12 réacteurs nucléaires de 1500 MWe ayant un facteur de charge égal à 0,7. La part du solaire photovoltaïque atteint 8,4 % avec près de 50 TWh. Cet exemple est éloquent pour la France des niveaux atteignables, mais aussi des délais, pour un pays comparable.

Le choix politique allemand est celui d'une priorité à court terme clairement mise sur l'arrêt du nucléaire au détriment de la diminution de l'émission de CO₂ reportée à près de 20 ans. En effet, le gouvernement allemand a annoncé le 28 janvier 2019 sa volonté d'arrêter les centrales à charbon en 2038 pour un coût de 40 milliards d'euros [18].

En conclusion, l'objectif de réduction des émissions de CO₂ impose à l'Allemagne une transition électrique visant à la diminution drastique de la part du thermique à combustible fossile. Cependant cet objectif ne peut être réalisé simultanément à l'arrêt du nucléaire, et ce même avec le développement spectaculaire du solaire et de l'éolien ces dernières années.

1.3.3 Cas des pays en développement

L'accès à l'électricité constitue l'un des piliers du développement humain. Il permet, directement ou indirectement, l'accès à l'éducation, aux soins, aux technologies de communication ainsi que la productivité en général et le développement économique [19]. Pourtant, près d'un milliard de terriens n'ont pas d'accès à l'électricité [20]. Certains

pays conjuguent une très faible production électrique et un nombre d'habitants important. De plus, des disparités très importantes peuvent exister entre les zones rurales et les zones urbanisées.

Le tableau 1.7 présente une comparaison de bouquets électriques (de 2020) de quelques pays à celui de la France en 2021. La dernière colonne présente la production électrique annuelle rapportée au nombre d'habitants (en MWhe/hab). Plusieurs conclusions peuvent être tirées de ces chiffres. Tout d'abord si l'on considère la consommation électrique (et donc la production) par habitant comme un indicateur, voire un facteur, de développement humain, la cible de certains pays peut être proche de la production actuelle française ou allemande (8 MWhe/hab) au moins en ordre de grandeur. Cela montre les progrès à réaliser en la matière. Il est inéluctable que ces pays aspirent à augmenter considérablement leur production électrique par habitant. Cela constitue pour tous ces pays l'objectif majeur de leur transition électrique à venir. Cependant, le choix du bouquet devrait comporter, dans une certaine mesure, un critère environnemental, sans que cela soit un frein au développement. La quasi-vacuité des colonnes éolien et solaire photovoltaïque est à ce titre éloquente. La production électrique allemande via le solaire photovoltaïque représente par exemple plus de trois fois la production électrique totale éthiopienne (15 TWhe). L'espoir existe donc de conjuguer le développement humain et la préoccupation environnementale. Cela nécessitera cependant des investissements économiques colossaux, à la mesure de l'enjeu, nécessitant des politiques internationales fortes.

La Chine constitue un cas particulier avec un très grand nombre d'habitants, une classe moyenne en augmentation et un bouquet électrique dominé par le thermique à combustible fossile. Sa transition électrique inclut donc une électricité décarbonée et en plus grande quantité (multipliée par $\sim 1,5$ pour arriver à 8 MWhe/hab). Cela explique les nombreux projets de centrales nucléaires [13] alliés au développement de l'éolien et du solaire. L'Algérie et le Nigéria sont des pays producteurs de gaz naturel qu'ils utilisent donc également pour la production électrique.

	Nucléaire	Hydraulique	Fossiles	Eolien	Solaire PV	Divers	Production	
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	TWhe	MWhe/hab
France	68,4	11,4	8,6	6,7	3,1	3,1	554,8	8,2
Chine	4,7	17,1	67,7	6,0	3,5	1,6	7798	5,5
Algérie	0	0,1	99,1	0	0,8	0	79,2	1,8
Cameroun	0	60,2	39,0	0	0,8	0	9,0	0,3
Nigéria	0	23,7	76,2	0	0	0	32,4	0,2
Ethiopie	0	95,8	0	3,9	0,2	0	15,5	0,1

TABLE 1.7 – Bouquets électriques de quelques pays en 2020 comparés à celui de la France (2021). Les données proviennent de [1].

En conclusion, l'**accès généralisé à l'électricité** constitue l'un des enjeux majeurs du 21^e siècle. Il nécessitera un effort international d'autant plus important que le critère environnemental sera pris en compte.

1.3.4 Critères pour le choix du bouquet électrique

Dans le cadre d'une transition électrique, le choix du bouquet électrique doit tenir compte de nombreux critères.

La puissance installée (en MWe) et par suite la **production** annuelle d'électricité par habitant (en MWhe/habitants) constituent un critère important dans le choix du bouquet. L'enjeu n'est pas le même pour les pays dits développés et pour les pays dits en développement. Pour les premiers, une option de sobriété énergétique est envisageable, notamment par des mesures d'isolation thermique des logements. Il faut également tenir compte de nouveaux usages de l'électricité, notamment le développement de la voiture électrique qui réduirait la facture carbone mais augmenterait le besoin en électricité. En termes de développement humain, l'électricité joue un rôle majeur. Les pays disposant d'une puissance installée par habitant 10 à 20 fois plus faible que les pays dits développés aspirent naturellement à l'augmenter très sensiblement pour bénéficier des retombées associées. Pour un pays donné, la puissance disponible par habitant dans les années à venir est un choix de société et l'un des critères à prendre en compte.

Les **enjeux environnementaux**, notamment l'émission de CO₂ associée à la production d'électricité, constituent un autre critère lors du choix du bouquet électrique du futur. Le contexte international est celui d'une prise de conscience du réchauffement climatique. Cependant, des particularités et des contraintes locales peuvent intervenir. Ainsi, l'impératif environnemental doit certes être pris en compte mais également être mis en balance du développement humain pour les pays en développement. Une solidarité internationale semble indispensable. Dans la catégorie environnementale, on peut également citer la gestion des pollutions associées (marées noires par exemple) et des déchets radioactifs dans le cas du nucléaire.

Les **aspects économiques** constituent un autre critère. Au niveau du consommateur, il s'agit du coût de l'accès à l'énergie (en euros/MWhe). Au niveau des pays, cela inclut la facture énergétique et l'indépendance vis-à-vis des pays producteurs. La crise énergétique de 2021-2022 a mis en évidence la fragilité du système et les conséquences associées.

Les **enjeux sociétaux** recouvrent d'une part les emplois associés à la production d'électricité. Une modification du bouquet électrique peut ainsi avoir un impact sur les personnes travaillant dans la centrale électrique dont la fermeture a été décidée, quelle qu'en soit la raison. L'acceptation par la population des modes de production est également un facteur important. Le nucléaire est particulièrement concerné avec la gestion des déchets radioactifs et les accidents nucléaires, mais la plupart des modes de production peuvent faire l'objet d'un rejet de la population locale, pour des raisons variées : l'emprise sur le paysage pour l'éolien et l'hydraulique, les conséquences sur l'écosystème ou même les tremblements de terre induit pour la géothermie [21].

L'**épuisement des ressources** fait également partie des critères. Il s'agit d'anticiper la disparition des ressources fossiles et uranium. Cela explique l'intérêt porté aux énergies renouvelables. Malheureusement, ce critère est souvent mis en balance, voire confondu, par certains auteurs avec le fait de décarboner le bouquet. En termes de crise climatique, l'urgence est bel et bien de supprimer rapidement la production par le thermique à combustible fossile.

Finalement, la **gestion du bouquet** est un critère à ne pas négliger afin de pouvoir répondre à la demande. Cela signifie qu'il faut tenir compte d'un équilibre entre les modes de production (pilotable et fatale) afin de pouvoir assurer les trois types de production (de base, de semi-base et de pointe). Le stockage et les échanges internationaux constituent des réponses intéressantes au problème posé mais ne sauraient en être l'unique solution.

1.4 Conclusion

La production d'électricité constitue un **enjeu sociétal majeur**. Dans la mesure où cette thématique touche des problématiques économiques, environnementales, stratégiques, d'emploi, voire même législatives, on peut affirmer que le choix du bouquet électrique touche la société dans son ensemble. Cela implique donc des choix politiques, scientifiques et techniques à faire rapidement et qui engagent la société pour des décennies.

Exercices du chapitre 1

Exercice 1.1 : Le parc électronucléaire français

En 2019, La France disposait d'un parc de 58 réacteurs nucléaires composé de

- 4 réacteurs de 1450 MWe,
- 20 réacteurs de 1300 MWe,
- 34 réacteurs de 900 MWe.

En 2019, le production d'électricité du parc électronucléaire s'élevait à 399 TWh. Estimer le facteur de charge moyen des réacteurs nucléaires français cette année-là.

Exercice 1.2 : Le bouquet électrique français

Le tableau 1.8 résume les données relatives au bouquet électrique français en 2020, qui est une année un peu particulière en termes d'énergie du fait de la pandémie.

	Nucléaire	Fossiles	Hydraulique	Eolien	Solaire	Bioénergies
Puissance (GWe)	61,4	18,9	25,7	17,6	10,4	2,2
Facteur de charge f (%)	62	23	29	26	14	50
CO ₂ exploitation (g/kWhe)	0	412	0	0	0	177
CO ₂ ACV (g/kWhe)	12	456	24	11	48	230

TABLE 1.8 – Données relatives au bouquet électrique français en 2020 [5, 6, 7].

- 1) Calculer pour chaque filière, la production annuelle d'électricité (en TWh et en %), la masse de CO₂ émise (en Mtonne et en %) dans une analyse en exploitation et en cycle de vie (ACV).
- 2) Calculer la valeur moyenne de l'émission de CO₂ pour l'électricité en France (gCO₂/kWhe).
- 3) Pourquoi le facteur de charge du thermique fossile est-il aussi faible en France ?
- 4) Le protocole de Kyoto a mis en place une bourse du carbone, *i.e.* un marché de *droits à polluer* pour les gaz à effet de serre (CO₂, méthane,...). En moyenne la tonne de CO₂ est échangée à 20 euros. Estimer la coût pour la France si l'on remplace la totalité des centrales nucléaires par du thermique fossile.
- 5) La centrale solaire de Kamuthi (état de Tamil Nadu, Inde) a été mise en service en septembre 2016. Avec une puissance de 648 MW, elle est actuellement l'une des centrales solaires photovoltaïques les plus puissantes du Monde. Elle comporte 2,5 millions de modules solaires sur une surface totale d'environ 5 km². Étant donné l'ensoleillement local, on peut estimer le facteur de charge à environ 0,2.
 - a) Combien de centrales de ce type sont nécessaires pour remplacer la totalité des centrales nucléaires françaises ?
 - b) Quelle surface totale serait occupée par le solaire photovoltaïque ?

Exercice 1.3 : Le bouquet électrique allemand

Le bouquet électrique allemand est présenté dans le tableau 1.5 page 21. En 2021, les centrales au charbon produisaient 179,5 TWh avec un facteur d'émission en exploitation $f_e = 986 \text{ gCO}_2\text{eq/kWhe}$ (cf. page 15).

- 1) Calculer le nombre de réacteurs nucléaires (1500 MWe, $f = 0,7$) correspondant à la production électrique assurée par
 - a) l'éolien,
 - b) les centrales au charbon.
- 2) Dans une analyse en exploitation, calculer la masse de CO_2eq économisée en un an si l'éolien prenait la place des centrales
 - a) au charbon,
 - b) nucléaires.
- 3) Dans une analyse en exploitation, calculer la masse de CO_2eq que l'on pourrait économiser en un an en arrêtant les centrales au charbon.
- 4) Estimer la part de l'éolien dans le bouquet électrique allemand en arrêtant les centrales nucléaires et au charbon.
- 5) Commenter la possibilité d'arrêter simultanément les centrales nucléaires et au charbon.

Exercice 1.4 : Le bouquet électrique français en 2050

En octobre 2021, RTE (Réseau de Transport d'Electricité) a publié une étude intitulée *Futurs énergétiques 2050* qui propose six scénarii pour le bouquet électrique français à l'horizon 2050. Le tableau 1.9 propose une comparaison entre le bouquet actuel et celui attendu en 2050 dans deux scénarii, notés **M0** et **N3**.

Energie (TWh)	Nucléaire	Hydraulique	Fossiles	Eolien	Solaire PV	Biomasse	Marée	Total
2019	399	62,1	51,2	34,6	11,4	11,2	0,5	570
2050 (M0)	0	63	0,5	373	255	12	9	712,5
2050 (N3)	328	63	0,5	165	86	12	0	654,5

TABLE 1.9 – *Bouquet électrique français en 2019 et en 2050 dans le cadre des scénarii M0 et N3 proposés par RTE. Les valeurs correspondent à une production annuelle (en TWh) par source et au total.*

En prenant soin de considérer tous les facteurs socio-économiques et environnementaux, comparer l'impact attendu de ces deux bouquets électriques.

Panorama des centrales thermiques électrogènes

Ce chapitre présente un panorama des centrales thermiques électrogènes qui génèrent (en 2020) 74 % de l'électricité produite dans le Monde et 79 % en France. Toutes les centrales thermiques partagent la nécessité de convertir de la chaleur en travail et la contrainte de respecter les deux principes de la thermodynamiques. Ce point est évoqué dans la section 2.1. Les choix technologiques et les éléments de base d'une centrale thermique électrogène sont présentés dans la section 2.2. Finalement, les différents types de centrales sont présentés. Il s'agit des centrales nucléaires (sec. 2.3), thermiques à flamme (sec. 2.4), solaire thermodynamique (sec. 2.5) et géothermiques (sec. 2.6).

2.1 Principes thermodynamiques et rendement

Toutes les centrales thermiques fonctionnent selon le même principe. Il s'agit d'un moteur thermique dans lequel un fluide reçoit une puissance thermique \dot{Q}_{SC} d'une source chaude, définie comme un corps en général à température constante. La machine permet de convertir cette puissance thermique en puissance mécanique \dot{W} par l'intermédiaire de la turbine qui est elle-même couplée à l'alternateur. La source chaude génère ou transmet la puissance thermique. Il peut s'agir du combustible, d'un autre fluide placé entre le combustible et le fluide du moteur ou même de l'énergie solaire dans le cas du solaire thermodynamique.

Le fonctionnement des centrales thermiques est contraint par la thermodynamique, en particulier à travers ses deux principes. Le premier principe, qui fait l'objet du chapitre 4, stipule simplement que l'énergie se conserve. Ainsi, le fluide ne saurait fournir plus d'énergie qu'il n'en reçoit de la source chaude. Du point de vue de la conservation de l'énergie, il est tout à fait possible d'avoir un rendement de 100 % et donc de convertir in-

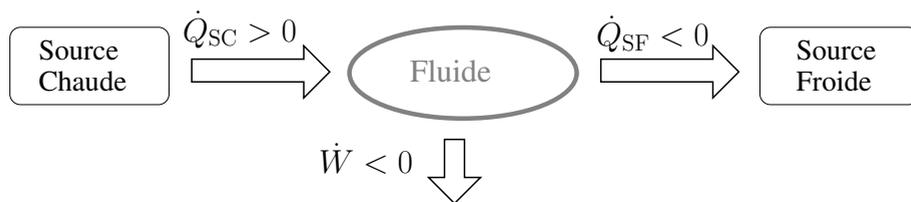


FIGURE 2.1 – Principe de fonctionnement d’une machine thermique motrice. Le fluide reçoit une puissance thermique \dot{Q}_{SC} provenant d’une source chaude (par exemple le combustible). Il fournit de la puissance mécanique (\dot{W}) mais également de la puissance thermique à une source froide (\dot{Q}_{SF}).

tégalement en travail la chaleur reçue d’une source. En termes de puissance, on pourrait avoir : $\dot{W} = -\dot{Q}_{SC}$. Le second principe, qui fait l’objet du chapitre 5, indique notamment que le rendement d’une machine thermique fournissant du travail ne peut pas être égal à 100 %. Cela signifie qu’une partie de l’énergie doit être rejetée à un deuxième corps, appelé conventionnellement source froide. Cette dernière reçoit une puissance thermique \dot{Q}_{SF} . En pratique, la source froide est souvent une masse d’eau à basse température, par exemple un fleuve ou une rivière. Notons que le terme *source* est ici ambiguë et certains auteurs lui préfèrent le terme de *puits*. La figure 2.1 résume les échanges d’énergie du point de vue du système fluide. Les puissances sont ici des grandeurs algébriques avec un signe positif si la puissance est reçue par le fluide et négative si elle est cédée. La conservation de l’énergie impose que la somme des puissances échangées est nulle, soit

$$\dot{W} + \dot{Q}_{SC} + \dot{Q}_{SF} = 0 \quad (2.1)$$

On définit le rendement d’une machine thermique comme le rapport entre la puissance utile — ici la puissance mécanique fournie — et la puissance payée — ici la puissance thermique reçue de la source chaude. On a donc pour une centrale thermique électrogène :

$$\eta = \frac{\text{Puissance utile}}{\text{Puissance payée}} = \frac{-\dot{W}}{\dot{Q}_{SC}} \quad (2.2)$$

On note au passage le signe moins, introduit pour que le rendement soit défini positif. Le second principe impose donc

$$\eta = \frac{-\dot{W}}{\dot{Q}_{SC}} < 1 \quad (2.3)$$

Le fonctionnement des centrales est fortement contraint par les deux principes de la thermodynamique qui font l’objet des chapitres 4 et 5. Il est frappant de constater que le deuxième principe de la thermodynamique impose la nécessité d’un gaspillage énergétique qui représente une fraction $(1 - \eta)$ de la puissance produite. Il s’agit là d’un point faible des centrales thermiques. Nous verrons page 186 deux options utilisées de manière industrielle pour s’en affranchir, au moins partiellement.



Thermodynamique appliquée à l'énergétique

Ce livre permet d'acquérir les bases scientifiques nécessaires à la compréhension de la thermodynamique dans l'optique de son application à la transition énergétique.

Ce livre propose l'étude des différents modes de production du bouquet électrique actuel et futur dans une perspective environnementale (réchauffement climatique), économique, sociétal (disponibilité) et de développement durable. Il s'agit donc d'un ouvrage de thermodynamique appliquée à l'énergétique dans un contexte environnemental.

L'objectif est de donner les bases conceptuelles permettant de comprendre le fonctionnement des centrales thermiques électrogènes, qui produisent en 2022 environ trois quarts de l'électricité au niveau mondial. La compréhension de la physique sous-jacente, des mécanismes à l'œuvre ou des limitations physiques, permet d'inscrire scientifiquement cette étude dans le contexte du débat énergétique actuel.

Le parti pris est de couvrir tous les aspects scientifiques :

- les bases de la thermodynamique, vues sous un angle appliqué,
- le fonctionnement des centrales thermiques électrogènes (nucléaire, solaire thermodynamique, géothermique, à flamme),
- l'étude de leurs éléments constitutifs (générateur de vapeur, condenseur).

Les exercices proposés présentent l'étude de cas industriels aussi proches de la réalité que possible et dans le contexte de la transition électrique.

La thermodynamique appliquée à l'énergétique s'inscrit dans le cadre de la formation générale des physicien(ne)s ou des ingénieur(e)s et constitue une base indispensable pour les étudiant(e)s se destinant à une carrière dans l'industrie de l'énergie ou souhaitant tout simplement participer au débat actuel en tant que citoyen(ne)s ayant des bases scientifiques.

LES PLUS

- **Aborde scientifiquement des thématiques à fort enjeu sociétal.**
- **Les bases de la thermodynamique vues de manière appliquée et dans le contexte de la transition énergétique.**
- **48 exercices et problèmes corrigés en détail**

Frédéric Mayet est professeur des universités à l'Université Grenoble Alpes. Il enseigne la physique nucléaire, la thermodynamique et l'énergétique. Il est responsable de la mention de master Ingénierie Nucléaire de l'Université Grenoble Alpes. Ce master prépare des étudiant(e)s à une carrière dans l'industrie nucléaire en tant qu'ingénieur(e)s sûreté nucléaire, déchets radioactifs et démantèlement.

33 €

ISBN : 978-2-8073-5692-4



9 782807 356924

deboeck
SUPÉRIEUR

www.deboecksuperieur.com