



Transition énergétique : la France en échec

Analyse et perspectives

**Gilbert Bruhl, Dominique Grenêche,
Maurice Mazière, Patrick Michaille,
Jean-Pierre Pervès et Jean-Pierre Schwartz**

Transition énergétique : la France en échec

Analyse et perspectives

Transition énergétique : la France en échec

Analyse et perspectives

Groupe de travail SFEN/GR 21-ARCEA/GAÉNA*

**Gilbert BRUHL, Dominique GRENÊCHE,
Maurice MAZIÈRE, Patrick MICHAILLE,
Jean-Pierre PERVÈS, Jean-Pierre SCHWARTZ**

Octobre 2018

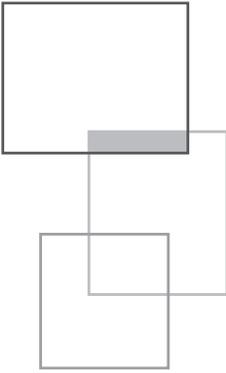
 **edp sciences**

* Société Française de l'Énergie Nucléaire-Groupe de Réflexion sur l'énergie au XXI^e siècle et Association des retraités du groupe CEA-Groupe Argumentaire sur les Énergies Nucléaire et Alternatives.

ISBN(ebook) : 978-2-7598-2295-9

Cet ouvrage est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/fr/>) permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018



Préambule

Le protocole de Kyoto, ratifié en 1997, est entré en application en 2005. Il définit clairement des résultats à atteindre mais les conditions de sa mise en application sont restées floues. Les étapes suivantes (Rio, Paris, Bonn, Marrakech) ont permis de préciser les objectifs de l'ensemble des pays, industrialisés ou non. Ces objectifs restent cependant majoritairement non contraignants compte tenu de l'immense difficulté de la tâche et d'un impact économique et sociétal mal évalué.

Où en sommes-nous en France 12 ans après la mise en application de la politique de transition énergétique, avec le Grenelle de l'environnement suivi de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance verte (LTECV) ? Ou en est notre pays dans un cadre européen largement dominé par l'idéologie allemande, sans positions claires et pragmatiques des gouvernements français successifs ?

A l'occasion des réflexions en cours sur les futures Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), des rapports très récents (2018) portent un jugement sévère sur notre bilan. Alors que la LTECV et ses rameaux, les PPE, sont en pleine application, nous constatons que les objectifs 2020 et 2023 sont déjà pour l'essentiel hors de portée. Plus inquiétant encore, sur les quatre dernières années, nous constatons une croissance des émissions de gaz carbonique, principal responsable du réchauffement climatique, de la consommation d'énergie finale, et de la combustion de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole).

Ce bilan est une occasion de s'interroger sur la pertinence de la politique du pays et des objectifs de la LTECV alors même qu'un malaise certain apparaît, par suite de la démission du ministre en charge, Nicolas Hulot. Une idéologie fermée, adepte de la décroissance et résolument antinucléaire, doit-elle continuer à dominer ? Faudrait-il

plutôt revenir à une politique pragmatique, efficace et économique, s'appuyant sur nos forces actuelles, une électricité presque totalement décarbonée, des énergies renouvelables thermiques s'appuyant largement sur notre biomasse, une « intelligence thermique » portée par notre industrie et notre technologie.

C'est l'ambition de ce livre d'apporter aux citoyens une information complète et factuelle sur la situation actuelle, dans le monde, l'Europe et la France. Cette information est complétée par une analyse des qualités environnementales comparées des différentes énergies et des approches économiques les plus pertinentes.

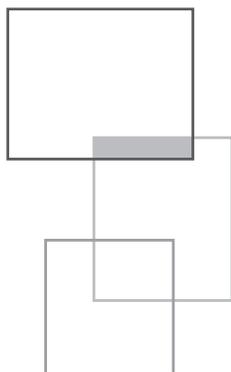


Table des matières

Partie 1	La situation mondiale en matière de consommation et de production d'énergie	13
Chapitre 1	• Les différentes sources d'énergie	15
1.1	Généralités sur l'énergie	15
1.1.1	Définition	15
1.1.2	Énergie primaire – Énergie finale	16
1.2	Panorama des différentes sources d'énergie	18
1.2.1	Les énergies fossiles	18
1.2.2	L'énergie nucléaire	19
1.2.3	Les énergies renouvelables	20
Chapitre 2	• Consommation et production d'énergie (l'Europe et la France dans le concert mondial)	27
2.1	La situation mondiale	27
2.1.1	Consommation d'énergie	27
2.1.2	Ressources	28
2.1.3	L'électricité	34
2.2	Les émissions mondiales de CO ₂	42
2.3	La situation européenne	44
2.4	La situation de la France	45

Chapitre 3 • Impact sur le dérèglement climatique	49
3.1 Le dérèglement climatique : de quoi s'agit-il ?	49
3.2 L'effet de serre : origine et conséquences de son accroissement	50
3.3 Les actions internationales pour la lutte contre le dérèglement climatique	51
Chapitre 4 • La loi sur la transition énergétique et la croissance verte (LTECV)	55
4.1 La transition énergétique, objectifs et priorité : la France dans le contexte mondial	55
4.2 Que dit la loi sur la transition énergétique et la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 ?	58
4.3 Notre pays face à la LTECV	60
4.3.1 Les résultats de la LTECV par secteurs	61
4.4 Notre pays face à la LTECV dans le domaine électrique	69
4.5 Conclusions	71
4.5.1 Des objectifs contradictoires	71
4.5.2 Des conséquences économiques lourdes et une fragilisation du système électrique	71
Annexe : Le retour d'expérience de l'Allemagne	73
Partie 2 Les impacts des sources d'énergie sur l'environnement, la santé, l'économie et la société	79
Chapitre 1 • Impact sur l'environnement des différentes sources d'énergie	81
1.1 Éléments de cadrage	81
1.2 Impacts spécifiques de différents moyens de production d'énergie électrique : phase de construction et exploitation des installations de production	83
1.2.1 Charbon (et autres énergies fossiles : gaz et fioul)	85
1.2.2 Éolien	89
1.2.3 Hydraulique (cas des grands barrages)	90
1.2.4 Nucléaire	91
1.2.5 Solaire photovoltaïque	93
1.3 Impact de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production d'énergie : cas de la production d'électricité	94
1.3.1 Approche générale de l'évaluation des impacts	94
1.3.2 Indicateur de changement climatique	96
1.3.3 Autres indicateurs	97
1.3.4 Synthèse	98

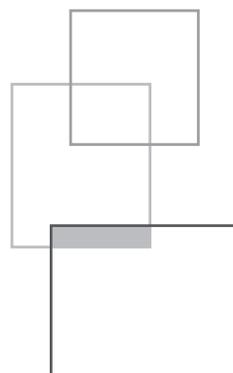
Chapitre 2 • Impact sanitaire des différentes sources d'énergie	101
2.1 Les accidents sévères dus à la production d'énergie	102
2.2 Les conséquences sanitaires de la production et de l'usage d'électricité	103
2.3 Quelle énergie pour préserver la santé publique ?	104
2.4 Références	104
Chapitre 3 • Les impacts sur l'économie	105
3.1 Introduction	105
3.1.1 La relation entre l'énergie et l'économie	105
3.1.2 Contenu des coûts	106
3.2 Coûts de production d'électricité	107
3.2.1 Coûts complets	107
3.2.2 Ordre de préséance économique – Facteur de charge	109
3.2.3 Coût des aléas	110
3.2.4 Prix pour les ménages	111
3.2.5 Impact du taux d'actualisation sur le coût de l'électricité	113
3.2.6 Impact sur la balance commerciale de la France	114
3.2.7 La vérité des prix	114
3.2.8 Le coût de la tonne de CO ₂ évitée	114
3.3 Coût du chauffage	115
3.4 Coût du transport	116
3.5 L'économie agricole dans la transition carbone	117
3.6 La décarbonation de l'énergie est-elle compatible avec une économie de marché ?	117
3.6.1 Marché de capacité	118
3.6.2 Est-il encore rentable d'investir dans la production d'électricité ?	118
3.6.3 Lisser les aléas météorologiques par la production d'hydrogène	119
3.6.4 L'électricité vendue comme un service ?	119
3.7 Les énergies renouvelables permettent-elles de maintenir un développement durable ?	120
3.8 Annexe I : Coût complet de l'électricité	122
3.8.1 Coût complet du nucléaire [3, 15]	123
3.8.2 Coût complet des EnRi	124
3.8.3 La rémunération par la flexibilité	124
3.8.4 Coût du démantèlement des éoliennes	125
3.9 Annexe 2 : Les transferts financiers dans le cadre de la production intermittente d'électricité	125
3.10 Définition des acronymes et abréviations utilisés dans le présent chapitre	127
3.11 Références	128

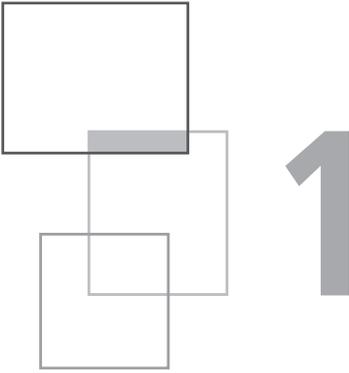
Chapitre 4 • Les impacts sur la société	131
4.1 Introduction	131
4.2 Le développement humain et son impact sur l'environnement	132
4.2.1 L'indice de développement humain (IDH)	132
4.2.2 Développement et consommation énergétique	132
4.2.3 Développement et rejets de gaz à effet de serre (CO ₂ *)	132
4.2.4 Développement et empreinte écologique	134
4.2.5 Pyramide des besoins énergétiques	135
4.2.6 Conclusion	135
4.3 Les enjeux sociétaux liés à la décarbonation de l'électricité	136
4.3.1 Les interrogations vis-à-vis du nucléaire	136
4.3.2 L'acceptation des énergies alternatives	137
4.3.3 L'exemple des éoliennes	138
4.3.4 Les énergies nouvelles et la consommation des ressources naturelles	139
4.3.5 Le développement des « <i>smart grids</i> » ; la fronde anti-Linky	140
4.3.6 Conclusion : la perception du risque est relative	141
4.4 Les conséquences sociales de la transition énergétique	141
4.4.1 L'impact sur les emplois	141
4.4.2 L'impact sur le niveau de vie	142
4.4.3 L'impact sur les déplacements	142
4.4.4 L'impact sur le chauffage et l'isolation des bâtiments	143
4.5 Conclusions	145
4.5.1 Acceptation et appropriation	146
4.5.2 Des critères autres qu'économiques	146
4.5.3 Dédiaboliser le nucléaire	146
4.5.4 Le rôle de l'État	147
4.6 Définition des acronymes et abréviations utilisés dans le présent chapitre	147
4.7 Références	148
Chapitre 5 • L'impact de l'insertion des EnRi dans le réseau électrique	149
5.1 Notions fondamentales	149
5.1.1 Réseaux électriques : définitions, contraintes	149
5.1.2 Les énergies renouvelables intermittentes (EnRi*) : caractéristiques	153
5.2 Effet des EnRi sur le réseau	157
5.2.1 Limites physiques	157
5.2.2 Limites du back-up* pour le nucléaire	159
5.2.3 L'impasse actuelle du stockage de masse intersaisonnier	160
5.2.4 Impact des surplus des EnRi sur les réseaux de distribution	162

5.3	Impact économique	163
5.3.1	Impact sur le facteur de charge du nucléaire	163
5.3.2	L'autoproduction - autoconsommation	164
5.4	Quelques réflexions en guise de conclusion	164
5.5	Définition des acronymes et abréviations utilisés dans le présent chapitre	165
5.6	Références	165
Partie 3 Une stratégie politique pour l'énergie		167
Chapitre 1 • Les fondements d'une vision énergétique raisonnée		169
1.1	La situation actuelle	170
1.2	Les évolutions en cours	173
1.3	Des éléments de réflexion pour une politique de l'énergie efficace et cohérente	174
1.4	Conclusion	178
Chapitre 2 • La transition énergétique, sortir de l'échec. Quelles priorités et quelles échéances ?		179
2.1	Une priorité absolue : réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES)	179
2.1.1	La France dans l'Europe	180
2.1.2	La France et la LTECV et les PPE	181
2.2	Un constat accablant sur les 4 années passées	182
2.3	Le prix de cette politique est considérable	183
2.4	Le secteur des transports	185
2.5	Le secteur du bâtiment	187
2.6	Le secteur de l'électricité	190
2.7	Les EnR thermiques	194
2.8	Energies non carbonées, réglementations et précarité énergétique	195
2.9	Tirer le meilleur parti du nucléaire	196
2.10	Conclusions	197

Partie 1

**La situation mondiale
en matière de consommation
et de production d'énergie**





Les différentes sources d'énergie

1.1 Généralités sur l'énergie

1.1.1 Définition

En science physique, l'énergie, mesurée en joules, est une mesure de la capacité d'un système à modifier un état, à produire un travail entraînant un mouvement, un rayonnement électromagnétique ou de la chaleur. Les transformations de l'énergie qui font intervenir l'énergie thermique sont étudiées par la thermodynamique :

- le premier principe affirme que l'énergie se conserve. L'énergie ne peut ni se créer ni se détruire mais uniquement se transformer d'une forme à une autre (principe de Lavoisier) ou être échangée d'un système à un autre (principe de Carnot) ;
- le second principe impose des limitations au rendement de la transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique, électrique ou autre. La conversion d'énergie d'une forme à une autre n'est en général pas complète : une partie de l'énergie présente au départ est dégradée sous forme d'énergie cinétique désordonnée. On nomme rendement le quotient de l'énergie obtenue sous la forme désirée par celle fournie à l'entrée du convertisseur.

Dans le langage commun, on nomme « énergie » ce qui est une source (combustibles fossiles, éléments fissiles, chute d'eau, vent, soleil...), un vecteur (électricité, hydrogène), ou le résultat d'une transformation (biomasse).

1.1.2 Énergie primaire – Énergie finale

Il est important de distinguer l'énergie primaire, la ressource disponible, et l'énergie finale, la ressource délivrée (voir figure 1). L'énergie primaire est une forme d'énergie disponible dans la nature avant toute transformation. Si elle n'est pas utilisable directement, elle doit être transformée en une source d'énergie finale, pour être mise en œuvre. L'énergie finale est la forme d'énergie délivrée prête à l'emploi par l'utilisateur final : le litre d'essence à mettre dans la voiture, l'électricité disponible à la prise, etc.

Comme le montre la figure 1, le passage de l'énergie primaire à l'énergie finale comporte des « pertes » de différentes natures plus ou moins importantes. De plus, cette transformation n'est pas toujours directe et elle transite souvent par des énergies intermédiaires (énergies secondaire, tertiaire...). Chaque étape provoque une baisse du rendement de la chaîne de procédés.

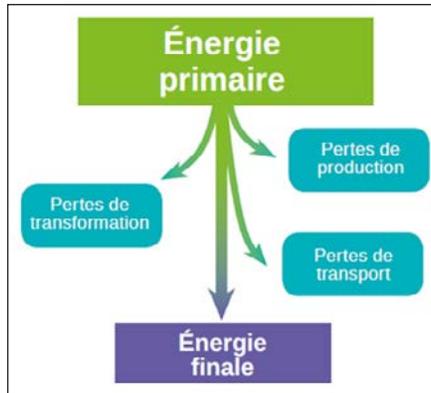


Figure 1 Énergie primaire – énergie finale.

L'énergie ne se produit pas, elle ne se consomme pas, elle se convertit d'une forme en une autre ou se transfère d'un sous-système à un autre. Dans la vie courante, les conversions et les transferts d'énergie sont fréquents. La figure 2 décrit les conversions possibles entre les différentes formes d'énergie. Plusieurs énergies peuvent être primaires ou finales, par exemple :

- l'énergie thermique est primaire dans le cas de la géothermie ou du solaire thermique ; l'énergie thermique est finale lorsqu'elle est produite à partir d'autres sources (combustibles fossiles, énergie nucléaire) ;
- l'énergie mécanique est primaire dans le cas des chutes d'eau, mais elle sera finale dans de nombreux autres cas, y compris pour pomper de l'eau !

Ces différentes conversions ne se feront pas en totalité vers l'énergie souhaitée, l'énergie convertie en énergie non souhaitée est appelée « perte » et elle sera principalement de l'énergie thermique.

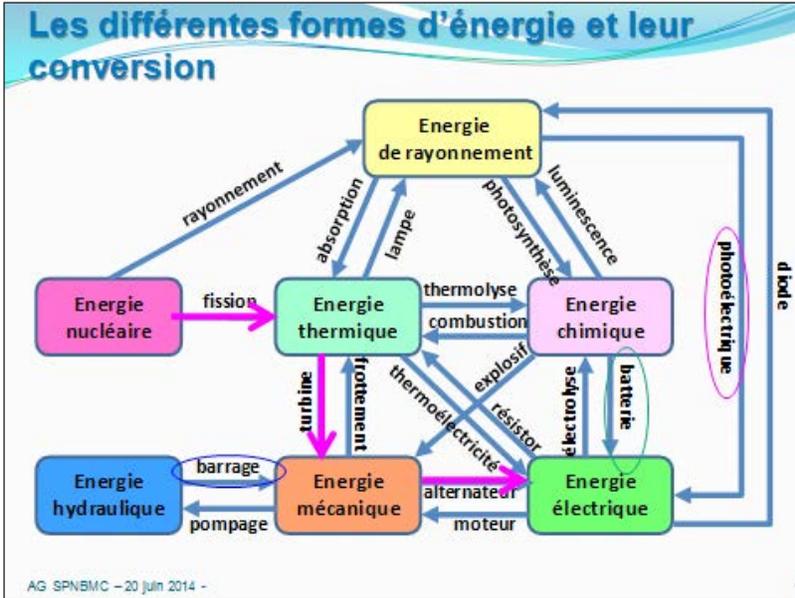


Figure 2 Les différentes formes d'énergie et leurs modes de conversion.



Figure 3 Les panneaux solaires transforment l'énergie rayonnante en électricité.

1.2 Panorama des différentes sources d'énergie

Les sources d'énergie peuvent être différenciées en plusieurs catégories (voir tableau 1). On distingue comme grandes catégories les matières premières consommables et pilotables, et les phénomènes naturels renouvelables, qui peuvent être intermittents ou pilotables. Au sein des deux grandes catégories, on distingue les sources d'énergies carbonées et les sources d'énergies décarbonées.

Tableau 1 Classification des sources d'énergie.

Énergies consommables		Énergies renouvelables		
Sources d'énergie carbonées	Sources d'énergie décarbonées	Sources d'énergie intermittentes, décarbonées	Sources d'énergie pilotables décarbonées	Sources d'énergie pilotables carbonées
<ul style="list-style-type: none"> – Charbon (houille, lignite) – Pétrole – Gaz naturel 	Énergie nucléaire (*) (uranium, thorium)	<ul style="list-style-type: none"> – Éoliennes – Énergie solaire thermique – Énergie solaire photovoltaïque – Énergie solaire thermodynamique 	<ul style="list-style-type: none"> – Géothermie (**) – de faible ou de grande profondeur – Énergie hydraulique (**) – continentale (barrages) – Énergie hydraulique marine (marées, courants, houle) ou terrestre (au fil de l'eau) – Thalassothermie 	<ul style="list-style-type: none"> – Biomasse-énergie (bois, végétaux, déchets organiques...) – Biogaz
<p>(*) L'uranium est recyclable dans les réacteurs de 4^e génération ; cette source d'énergie est quasi renouvelable (à l'échelle de quelques siècles).</p> <p>(**) Quasi renouvelable, à condition que le prélèvement n'appauvrisse pas la source.</p>				

1.2.1 Les énergies fossiles

Ces énergies proviennent de la **combustion des matières premières fossiles** carbonées comme le charbon, le pétrole ou encore le gaz naturel, résultat d'un processus de fossilisation qui a pris plusieurs millions d'années. Les réserves en matières premières sont abondantes, mais consommables (voir Partie 1, Chapitre 2).

Les énergies fossiles sont **polluantes**, émettrices de CO₂ mais aussi d'oxydes de soufre, d'azote, et de microparticules (voir Partie 2, Chapitre 1). Le gaz naturel n'émet guère de poussières et moins de CO₂, mais ses fuites sont fortement impactantes (le méthane est un gaz à effet de serre [GES] 25 fois plus puissant que le CO₂). Le charbon est principalement utilisé pour produire de la chaleur (industrie, transports) et de l'électricité (40 % de la production mondiale d'électricité

en 2012). Le pétrole est principalement utilisé dans les transports (où il est difficilement remplaçable). Les utilisations du gaz sont la chaleur industrielle, le chauffage, les turbines de secours pour fournir de l'électricité d'appoint subit, ou lors de défaillances des énergies renouvelables intermittentes (EnRi) productrices d'électricité, et le transport, où il est moins polluant que le gazole. Les principales réserves se trouvent en Russie, en Iran et au Qatar, avec les risques associés en matière de sécurité d'approvisionnement.



Figure 4 Centrale thermique au gaz.

1.2.2 L'énergie nucléaire

L'énergie nucléaire est une énergie pilotable, produite à partir d'une matière première qu'est l'uranium (il est possible d'utiliser le thorium comme matière fertile, mais aucun pays n'a encore développé de filière industrielle). À ce titre, on la considère comme consommable, mais recyclable dans les réacteurs de 4^e génération. Non émettrice de CO₂, elle contribue à la lutte contre le changement climatique. Elle présente des dangers importants, et le stockage des déchets radioactifs de haute activité à vie longue doit être conçu et géré avec précaution (voir Partie 2, Chapitres 1 et 4) : c'est pourquoi elle ne peut être développée que dans des pays matures, non seulement au plan technique, mais aussi sociétal.

Elle permet à la France d'être indépendante à 50 % pour son approvisionnement énergétique, et place notre pays aux premiers rangs des pays européens vis-à-vis de la décarbonation. Alors que nos réacteurs sont désormais amortis économiquement, le coût de leur maintenance est en hausse, du fait du remplacement du matériel usagé (générateurs de vapeur) et des mises à niveau de sûreté requises pour prolonger leur durée de vie. En ce qui concerne l'EPR de génération III, construit à Flamanville, son coût a augmenté par rapport aux réacteurs de génération II en raison : (i) de performances accrues (sûreté, durée de vie, facteur de charge) ; (ii) du fait qu'il s'agit d'un prototype ; (iii) qu'il est construit à l'unité et ne bénéficie pas d'un effet d'échelle industrielle.

Cette énergie ne représente, actuellement dans le monde, que 5 % de la production au niveau primaire. On peut penser qu'elle continuera à se développer, notamment en Asie, pour satisfaire à des besoins en forte croissance.

Pour faire face à l'approvisionnement en uranium naturel, les filières de 4^e génération capables de consommer l'uranium-238 et le thorium-232 devront prendre leur essor.

Pour pallier les déficiences sociétales (par exemple, des pays d'Afrique), des solutions de mise à disposition de réacteurs de petite puissance sont envisagées : les réacteurs seront intrinsèquement sûrs, ils pourront être construits en usine et transportés par voie maritime, leur exploitation sera confiée à des sociétés nucléaires expérimentées. Les déchets radioactifs et le combustible usé seront traités en exploitation courante, et le réacteur sera démantelé en fin de vie. Les déchets radioactifs seront retournés au pays qui a accueilli le réacteur et bénéficié de l'énergie produite.



Figure 5 Centrale nucléaire.

1.2.3 Les énergies renouvelables

Il existe cinq grands types d'énergies renouvelables : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. À part la biomasse, leur caractéristique commune est de ne pas produire d'émissions de CO₂ ni de pollutions directes (ou peu), permettant ainsi d'aider à lutter contre l'effet de serre. Si les sources d'énergie sont renouvelables, les équipements permettant de les mettre en œuvre ne le sont pas : les panneaux solaires et les aérogénérateurs consomment de grandes quantités de minerais : lithium, terres rares, cuivre, etc. (voir Partie 2, Chapitre 4). L'extraction de ces minerais non renouvelables et leur recyclage partiel, ainsi que la construction des ouvrages en béton (barrages hydrauliques, socles des éoliennes) provoquent un fort impact sur l'environnement. La géothermie des profondeurs utilise les méthodes de fracturation qui ont été interdites en France pour l'extraction du gaz de roche-mère, avec les risques associés de tassement de terrain.

Pour produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables, on distingue :

- les énergies pilotables : hydraulique de barrage, biomasse, géothermie des profondeurs ;
- d'autres sont variables mais prévisibles : hydraulique au fil de l'eau, hydroliennes dans les courants de marée ;
- les énergies intermittentes (solaire PV), voire fatales (éolien), nécessitent, pour alimenter en électricité le réseau européen, un secours par une énergie complémentaire pilotable, à temps de réponse adapté : hydraulique de barrage pour une réponse instantanée (réserve primaire intervenant pendant les 30 premières secondes), turbine à gaz (réserve secondaire, en 15 minutes), centrale thermique au charbon en Allemagne, ou nucléaire en France, pour remplacer durablement la puissance manquante dans un 3^e temps.

1.2.3.1 L'énergie hydraulique continentale (appelée également énergie hydraulique gravitaire)

Les centrales hydroélectriques continentales convertissent l'énergie des cours d'eau (centrales dites « au fil de l'eau ») et des chutes d'eau (barrages) sans émettre de CO₂ en fonctionnement¹. Elles constituent une source d'énergie renouvelable mais pas inépuisable, puisqu'elles dépendent de la pluviosité qui évolue avec le changement climatique. En revanche, les conséquences sur le milieu aquatique, ou l'environnement en général, peuvent être importantes, notamment si la construction du barrage conduit à l'inondation de terres sur une grande superficie, et à l'évacuation des populations et de la faune concernée (par exemple : barrage des Trois Gorges, en Chine²).

Dans les pays les plus développés, les capacités en énergie hydraulique sont pratiquement toutes exploitées ; ailleurs les gisements sont souvent éloignés des régions peuplées, nécessitant des infrastructures coûteuses (lignes HT).

1.2.3.2 L'énergie hydraulique marine

L'énergie hydraulique marine résulte de l'exploitation des flux d'énergies naturelles fournies par les mers et les océans. On distingue plusieurs sources et procédés pour les capter : l'énergie des vagues (ou énergie houlomotrice), l'énergie des courants marins (hydroliennes), l'énergie thermique des mers (ETM) utilisant le gradient

1. La construction d'un barrage nécessite de grandes quantités de béton dont la production est fortement émettrice de GES.

2. Après le barrage des Trois Gorges, la Chine prévoit de construire quatre autres barrages d'ici 2020. Cela représentera une puissance cumulée de 38 GW et 18 % de la production électrique actuelle de ce pays. Se pose toutefois le problème du déplacement d'une population de plusieurs millions d'habitants, l'inondation de zones fertiles pour constituer le réservoir, et le risque latent de rupture du barrage.

thermique entre les couches d'eau de surface et celle des profondeurs, l'énergie osmique utilisant le gradient de salinité à l'embouchure des fleuves. Leur développement reste encore à l'état embryonnaire ou de faible capacité. Seule l'énergie des marées (avec la centrale marémotrice de la Rance) a atteint un stade de développement industriel, mais n'a guère fait d'émules. Car tous ces systèmes doivent être exploités avec prudence vis-à-vis de l'environnement (flore et faune marine, autres utilisations de la mer, pour la pêche notamment) : l'usine marémotrice de la Rance continue à provoquer maintes critiques de la part des écologistes !

1.2.3.3 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne, consistant à exploiter l'énergie cinétique du vent, est l'archétype des sources d'énergie renouvelable : son utilisation remonte à la plus haute Antiquité. Elle est disponible dans toutes les régions du monde et permet, de ce fait, de désenclaver sur le plan énergétique les sites les plus isolés. Son inconvénient majeur est son intermittence qui, pour produire de l'électricité non stockable, nécessite un complément par d'autres sources d'énergie pilotables. Les éoliennes peuvent être de tailles très variables (de quelques mètres à 200 mètres de hauteur). Les plus petites sont utilisées pour l'alimentation électrique de sites isolés ou de maisons particulières. Les plus grandes sont souvent regroupées en parcs éoliens terrestres ou maritimes pour une production de masse alimentant le réseau d'électricité HT (centrales éoliennes).

Le développement massif des parcs éoliens continentaux soulève des problèmes d'acceptation sociétale en raison des nuisances pour le voisinage (voir Partie 2, Chapitre 4). Les parcs éoliens maritimes nécessitent des aménagements coûteux pour les relier au réseau (il faut passer par du courant continu), avec un facteur 3 sur le coût du MWh produit par rapport à l'éolien terrestre. Les coûts évoluent lentement à la baisse en Europe, à mesure que les projets se développent et que le retour d'expérience s'accumule ; mais les premiers retours font apparaître une surestimation des facteurs de charge théoriques, tant sur terre que sur mer, peut-être dûs en partie au changement climatique. En outre, l'excès de vent oblige à arrêter les éoliennes pour ne pas risquer de briser les pales qui entreraient en survitesse. L'arrêt inopiné de toutes les éoliennes de la Baltique lors d'une forte tempête est l'événement le plus craint, car il peut déclencher un black-out.

1.2.3.4 L'énergie géothermique

La géothermie est une énergie renouvelable provenant de l'extraction de la chaleur contenue dans le sol. Elle présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques, et donc d'être prévisible. On distingue :

- *la géothermie des profondeurs*, provenant des sources volcaniques, comme il en existe en Islande, en Italie, et dans les îles des Antilles, par exemple. L'eau est assez chaude pour pouvoir produire directement de l'électricité (comme à Bouillante, en Guadeloupe) ou pour un usage industriel ;

- *la géothermie de moyenne profondeur* nécessite des forages pour capter l'eau des couches géologiques, jusqu'à quelque 2 000 m. Son utilisation est plutôt le chauffage urbain, comme en région parisienne ;
- *la géothermie de surface* est plutôt utilisée en autoconsommation : il suffit de prévoir des serpentins à 2-3 m sous terre pour avoir une eau tempérée l'hiver, et fraîche l'été. Le circuit peut être complété par une pompe à chaleur eau-eau, qui présente un meilleur rendement qu'une pompe à chaleur air-air.

Notons que pour que la source thermique (de chaleur ou de fraîcheur) perdure, le rythme auquel elle est puisée ne doit pas dépasser la vitesse de son renouvellement naturel.

Suivant le même principe, on développe au bord de la Méditerranée la thalassothermie, pour les quartiers portuaires en cours de rénovation urbaine. Dans ce cas, la source thermique est quasiment infinie.

1.2.3.5 La biomasse

L'énergie de la biomasse est produite par **combustion de matières organiques** d'origine végétale ou animale, y compris les déchets ménagers, agricoles et industriels. La biomasse est transformée en énergie, soit directement par combustion, soit après méthanisation, ou après d'autres transformations chimiques. Elle comprend trois familles principales (le bois-énergie ou biomasse solide, le biogaz et les biocarburants).

La biomasse (ou bois-énergie) est renouvelable à condition de pratiquer une gestion raisonnée des forêts, en ne prélevant pas davantage que ce qui se régénère. C'est une énergie dont le coût est compétitif et moins polluante que les énergies fossiles, si les transports sont limités : il n'y a pas de rejets de soufre dans les fumées. La combustion du bois est néanmoins génératrice de particules fines et de gaz toxiques (CO, NO_x, composés organiques volatils). L'énergie biomasse représente actuellement environ 10 % de la production mondiale.

Le biogaz résulte de la décomposition par fermentation (méthanisation) des matières organiques tels que déchets ménagers, sous-produits de l'industrie agroalimentaire, boues des stations d'épuration d'eau, lisiers animaux et déchets agricoles. Le biogaz peut être directement capté dans les centres d'enfouissement des déchets ou produit dans des unités de méthanisation. Le biogaz a un rendement énergétique faible et présente encore des coûts élevés, mais les subventions sont justifiées dans la mesure où le procédé permet de réduire les émanations qui constituent des gaz à effet de serre beaucoup plus puissants que le CO₂.

Les biocarburants, appelés également agroc carburants, se répartissent en deux filières industrielles : l'éthanol et le biodiesel. Ils peuvent être utilisés purs ou comme additifs aux carburants classiques. L'éthanol est produit en France à 70 % à partir de la betterave, et à 30 % à partir de céréales (colza, tournesol). La production des agroc carburants se fait bien souvent au détriment des cultures alimentaires traditionnelles et, compte tenu des méthodes actuelles de production (mécanisation, engrais, etc.),

le rendement global est quasiment nul. D'autre part son utilisation soulève le paradoxe suivant : *cultiver des champs pour produire des carburants alors que des millions de personnes dans le monde ont des difficultés à se nourrir pose une question éthique*. En outre, les terres arables doivent être gérées raisonnablement, en évitant les excès de produits chimiques quitte à perdre en rendement de production, et en anticipant le changement climatique, deux causes de besoins accrus en terres agricoles destinées à la nourriture. Pour ces raisons, les subventions à l'agro-industrie ont baissé en Europe, et le programme de développement des agrocarburants a été stoppé.



Figure 6 Unité de méthanisation.

1.2.3.6 L'énergie solaire photovoltaïque ou thermique

L'énergie solaire est produite par le rayonnement du soleil. On distingue l'énergie photovoltaïque qui, transforme le rayonnement solaire en électricité, de l'énergie solaire thermique qui transforme le rayonnement solaire en chaleur. Cette chaleur peut être utilisée à basse température pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude sanitaire. Elle peut aussi être concentrée dans des caloducs pour produire de l'électricité via un cycle thermodynamique.

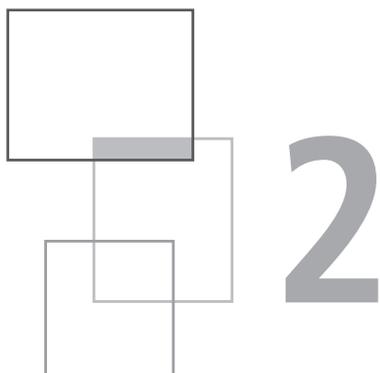
L'énergie solaire est intermittente (il n'y a pas d'ensoleillement la nuit !), mais plus prévisible et moins fluctuante que le vent. L'accumulation de chaleur dans un caloduc permet de stocker la chaleur quelques heures, et de continuer à produire de l'électricité après le coucher du soleil, qui correspond généralement à une pointe de consommation.

L'énergie solaire est inépuisable et abondante, et cependant elle ne représente que 0,04 % de la consommation d'énergie. Outre son caractère alterné (jour-nuit), cela est dû à son faible rendement dans les zones tempérées (en gros, au-dessus du 45° parallèle, là où se situent actuellement les pays les plus développés, tant dans l'hémisphère nord que dans l'hémisphère sud), à contretemps par rapport aux besoins : c'est l'hiver qu'on aurait besoin de soleil pour chauffer l'eau et la maison !

On peut cependant espérer pour les prochaines années des progrès en matière d'isolation et de réduction des coûts des systèmes thermiques et des pompes à chaleur, pour diminuer à un niveau acceptable le temps de retour sur investissement.

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration permettent de produire de l'électricité à un coût acceptable dans les zones très ensoleillées (Sud de l'Espagne, Californie), proches des zones désertiques : l'avantage de l'énergie solaire thermodynamique et photovoltaïque étant, comme les éoliennes, de produire de l'électricité sans nécessiter d'eau.

Le rendement des capteurs photovoltaïques industriels n'est, actuellement, pas très élevé (< 15 %), mais on espère atteindre des valeurs doubles voire triples avec des procédés innovants. Les coûts de production ont beaucoup baissé avec l'entrée de la Chine sur le marché, mais les technologies de fabrication restent énergivores (et donc polluantes dans les pays carbo-intensifs comme la Chine, les États-Unis ou l'Allemagne), mais surtout extrêmement voraces en métaux : argent, étain, aluminium, cuivre, zinc (voir Partie 2, Chapitre 4), qui ne seront pas intégralement recyclables. Ceci limite le développement des panneaux photovoltaïques qui, à moins d'une rupture technologique majeure, continueront à être importés de pays comme la Chine, à faible coût de main-d'œuvre et de matières premières.



Consommation et production d'énergie (l'Europe et la France dans le concert mondial)

2.1 La situation mondiale

2.1.1 *Consommation d'énergie*

La consommation d'énergie ne fait que croître : elle a été multipliée par dix en un siècle, accompagnant l'augmentation de la population mondiale (qui a crû d'un facteur 4,13) et les développements technologiques. Plus préoccupant encore, comme le montre la figure 1 ci-dessous, la contribution des énergies fossiles a crû sensiblement au même rythme. Elles couvrent encore plus de 78 % des besoins³.

3. Les données présentées ici proviennent de BP Statistical Review of Energy of the World 2017.

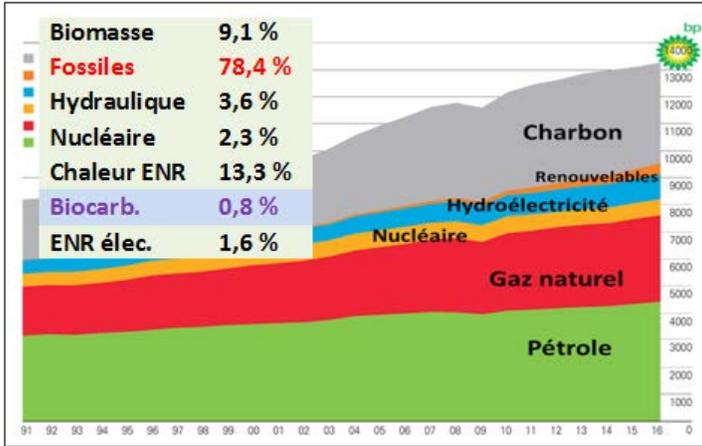


Figure 1 Évolution de la consommation d'énergie primaire de 1991 à 2016 en millions de tep/an
 Chaleur EnR : biomasse moderne, solaire thermique ; géothermie ENR électriques : éolien, solaire, géothermie et biomasse électrogène

Les trois énergies fossiles émettrices de gaz à effet de serre ont augmenté simultanément depuis 25 ans, mais on constate un ralentissement de cette croissance depuis quelques années.

De 2015 à 2016, on note une croissance du pétrole encore forte (+1,8 %), plus faible du gaz (0,2 %) et un repli du charbon (-1,1 %). Globalement, le pétrole reste la première source d'énergie du globe (33,3 %) devant le charbon (28,1 %) et le gaz (24,1 %).

Ces données font clairement ressortir une contribution encore très faible des nouvelles technologies. L'éolien, le solaire électrogène et l'hydraulique représentent 97 % de la puissance renouvelable installée en 2016 avec des croissances soutenues du solaire (+24 %) et de l'éolien (+12 %). La croissance du bio fuel est très ralentie en raison des performances modestes des installations de première génération.

La dépendance aux combustibles fossiles reste toujours aussi forte, avec un déplacement encore lent du charbon vers le gaz. Les énergies renouvelables hors hydraulique restent marginales. Mais éolien et solaire électrogène sont en croissance forte.

2.1.2 Ressources

2.1.2.1 Énergies fossiles

Cette prééminence des combustibles fossiles pose la question de leurs ressources ultimes. Ces ressources, encore importantes au niveau mondial, sont cependant

limitées. On peut les examiner de manière conservatrice, en prenant en compte les réserves prouvées⁴ (voir tableau 1).

Tableau 1 *Estimation des réserves mondiales de combustibles fossiles.*

Milliards tep (2016)	Consommation	Réserves	Année de consommation	Part des réserves
	annuelle monde	prouvées monde	des ressources prouvées	en Europe
Pétrole	4,42	241	54	5 %
Gaz	3,20	160	50	0,20 %
Charbon	3,73	793	213	7,40 %

Les découvertes récentes et des technologies plus efficaces ont permis de maintenir un stock significatif depuis 50 ans. Les réserves prouvées de l'Europe des 28 pays sont cependant particulièrement faibles⁵. La prise en compte de réserves ultimes⁶ est certes nettement plus favorable (pétrole et gaz de schiste, sables bitumineux, charbon en particulier), mais avec une grande incertitude et à condition de ne pas s'encombrer de préoccupations vis-à-vis des coûts d'extraction ou de l'impact climatique.

Tableau 2 *Estimation des ressources ultimes en combustibles fossiles.*

	Ressources extractibles supplémentaires	Ressources totales ultimes	Consommation annuelles 2016	Année ultimes 2015
GAZ (milliards m ³)	378.000	540.000	3.460	150
PÉTROLE (milliards de t)	168	408	4,3	100
CHARBON (milliards de tep)	3.000	3.400	3,73	740

La tendance actuelle est :

- de basculer du charbon vers le gaz pour la production d'électricité, pour des raisons de pollution et pour lutter contre le risque de changement climatique. Une forte compétition est en conséquence à prévoir sur les ressources de gaz naturel car les pays utilisant le charbon ou le lignite pour produire de l'électricité pourraient basculer vers le gaz (en Allemagne par exemple), bénéficiant d'une

4. BP Statistical Review of Energy of the World 2017.

5. Seules l'Allemagne et la Pologne ont des réserves significatives de charbon et la Norvège de pétrole et de gaz.

6. Références : Atlas mondial des énergies, IFP (J.-P. Favenc et Y. Mathieu) et BP Statistical Review of Energy of the World.

substitution à prix raisonnable, avec une efficacité de réduction des émissions de CO₂ notable, de 50 % environ par kWh ;

- de basculer du pétrole vers une électricité non carbonée pour les transports ;
- de développer les biocarburants (mais ceux-ci sont encore très marginaux, soit 0,6 % de la consommation d'énergie primaire, avec une croissance de 2015 à 2016 faible de 2,6 %).

Cette évolution pourrait conduire à un épuisement beaucoup plus rapide du gaz et à s'éloigner de la ressource la plus abondante, le charbon. Seul le développement de la séquestration du gaz carbonique, possible mais coûteuse⁷, pourrait contrebalancer cette évolution.

Les ressources fossiles restent assez abondantes alors que leur consommation se stabilise. Une augmentation significative de leur prix sur le marché augmente nettement les ressources. Une percée de la séquestration du gaz carbonique est peu probable à moyen terme car trop coûteuse en regard du prix de la tonne de CO₂ sur le marché des quotas, et de l'opposition des associations environnementales à cette technologie, pourtant déjà démontrée.

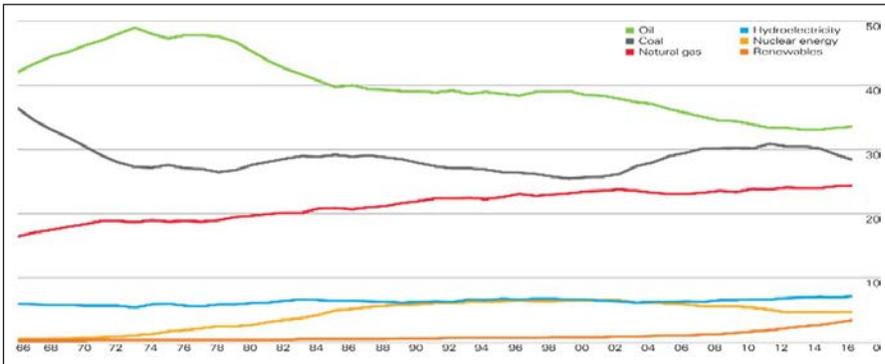


Figure 2 Évolution de la part de chaque énergie dans la consommation mondiale.

2.1.2.2 Les énergies renouvelables

Les investissements dans le secteur ont été de 242 milliards de \$ en 2016, en baisse de 23 % par rapport à 2015 (en raison essentiellement de la baisse des coûts d'investissement, dans le solaire en particulier). Le solaire et l'éolien dominent et

7. Le coût de la séquestration est encore mal évalué mais certains citent un chiffre de 60 à 100 € par tonne de CO₂ évitée alors que celui-ci reste inférieur à 10 €/t sur le marché européen des quotas.

2. Consommation et production d'énergie (l'Europe et la France dans le concert mondial)

représentent chacun 47 % du total. En comparaison, les investissements dans des installations fossiles et nucléaires ont été respectivement de 114 et 30 milliards de \$.

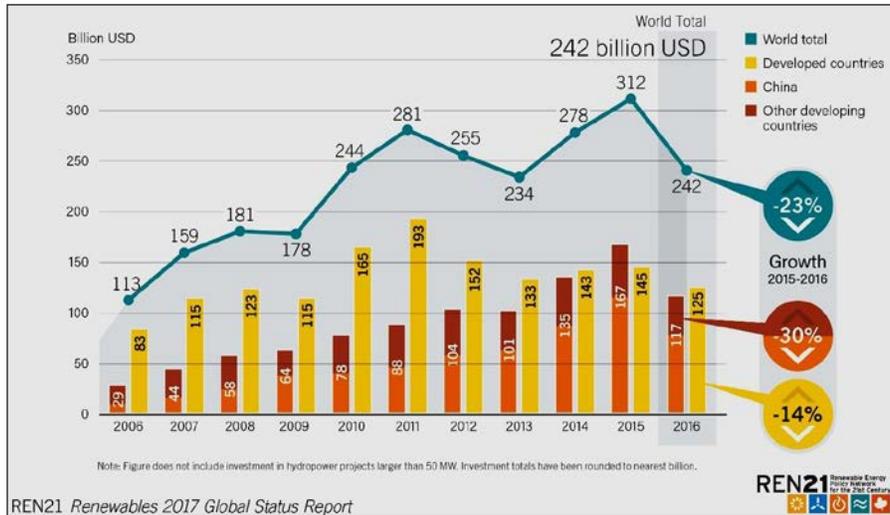


Figure 3 Nouveaux investissements dans les énergies renouvelables de 2006 à 2016.

La puissance installée des énergies renouvelables était fin 2016 la suivante, ces valeurs étant encore provisoires (voir tableau 3).

Tableau 3 État des puissances installées en énergies renouvelables dans le monde à fin 2016.

	Hydrau-lique	Solaire Élec-trique	Solaire Concen-tration	Éolien	Biomasse Élec-trique	Bio-fuel	Bio-masse	Géo-thermie	Solaire Ther-mique	Batte-ries Stoc-kage
Puis-sance GWe	1 096	303	4,8	487	112			13,5	456	1,7
Perfor-mances	4 102 TWh	24 %	Stock. 12 GWh	4 %	504 TWh	135 M m ³ *	14 %			2016 : + 50 %

(*) Essentiellement États-Unis et Brésil : 70 %.

Trois pays dominant, la Chine, les États-Unis et l'Allemagne, le Japon devenant très présent sur le solaire.

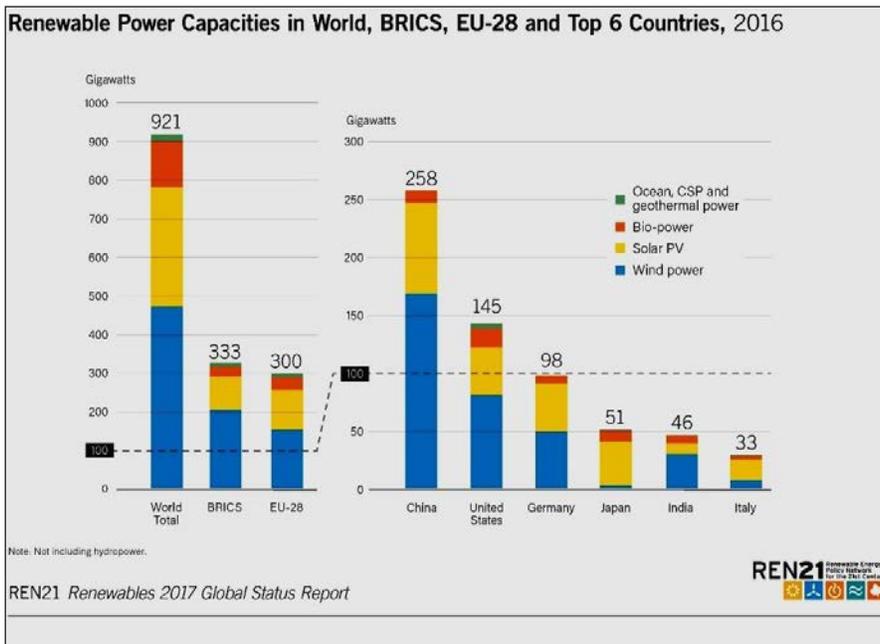


Figure 4 Répartition mondiale des capacités renouvelables installées en GW hors hydraulique.

Les principaux constructeurs de panneaux photovoltaïques et de nacelles éoliennes sont Chinois, Américains et en Europe, Allemands, Danois et Espagnols. La Chine a une stratégie commerciale très offensive.

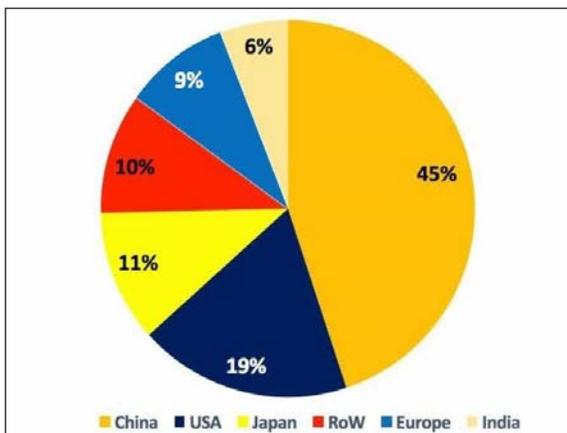


Figure 5 Solaire photovoltaïque : parts du marché mondial en 2015.

Les nouveaux investissements se sont portés massivement sur l'éolien et le solaire photovoltaïque, énergies intermittentes et aléatoires. En 2016, La Chine, le Japon et les États-Unis portent le marché, ces énergies étant largement subventionnées. On constate un écroulement du marché des centrales fossiles hors Asie et une stabilisation du nucléaire.

Le solaire thermodynamique (centrale à concentration) se développe beaucoup moins rapidement malgré l'avantage d'un stockage intégré. La puissance installée en 2015, soit 4,8 GWe, ne représente que 1,4 % de la puissance du photovoltaïque⁸.

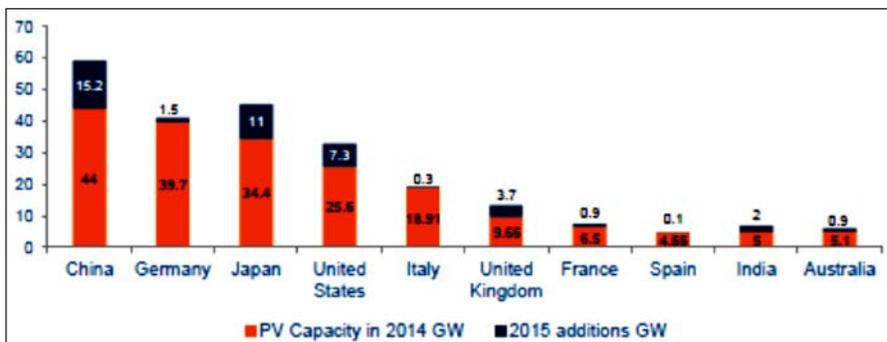


Figure 6 Le marché mondial du solaire électrogène dans le monde en 2015 en GW.

La biomasse reste massivement solide, qu'il s'agisse de bois, de granulé ou de charbon de bois. La nouvelle biomasse reste très marginale.

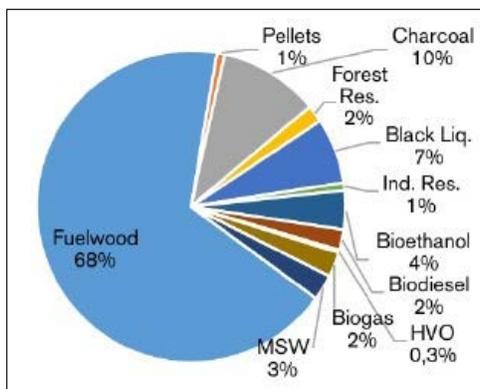


Figure 7 Répartition de la biomasse en 2013 par sources et technologies.

8. Étant totalement inefficace en lumière diffuse, le solaire à concentration n'est adapté qu'à des pays désertiques ou semi-désertiques.

Le prix d'investissement des énergies renouvelables évolue désormais peu sauf en ce qui concerne le solaire photovoltaïque en raison de la surcapacité chinoise.

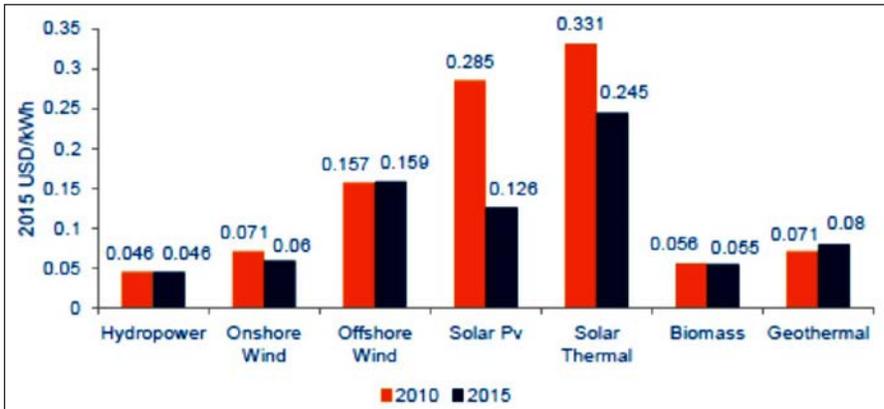


Figure 8 Prix des énergies renouvelables dans le monde en 2015 en \$/kWh.

La baisse du coût des énergies renouvelables n'est sensible qu'en ce qui concerne le photovoltaïque et, dans une moindre mesure, l'éolien terrestre. Le marché du photovoltaïque est déprimé en raison de fortes surcapacités de fabrication des panneaux solaires, en Chine en particulier.

2.1.3 L'électricité

La puissance installée fin 2016 était d'environ 6 680 GW et la production de 25 400 TWh. La contribution de chaque source d'énergie à la production mondiale d'électricité en 2015 était la suivante en % :

Tableau 4 Production d'électricité en % par source (en noir) et groupes de sources (en bleu) en 2015.

	Fossiles			Autres EnR				
	Charbon	Gaz	Pétrole	Hydraulique	Nucléaire	Éolien	Biomasse/ Géoth.	Solaire
	40	22	4			3,5	2,2	1,1
		66		16,4	10,8		6,8	

Globalement, en 2015, les énergies fossiles contribuent encore pour deux tiers à la production d'électricité avec une prééminence du charbon, malgré ses qualités

environnementales faibles. Les énergies non carbonées que sont le nucléaire et l'hydraulique pesaient pour 27 % dans le bilan. Les autres énergies renouvelables fournissaient moins de 7 % des besoins.

Il est important de noter qu'aujourd'hui 1,2 milliard d'habitants, 16 % de la population, n'ont pas encore accès à l'électricité. La croissance de la production d'électricité s'établit à 2,4 % en moyenne depuis 10 ans. Les prévisions de l'AIE tablent sur 1,9 % par an à moyen terme.

2.1.3.1 Hydroélectricité

La puissance installée était de 1 064 GWe en 2016 avec une production de 4 000 TWh (ou 900 millions de tep) par an. Le potentiel de production théorique non encore développé est de 10 000 TWh/an.

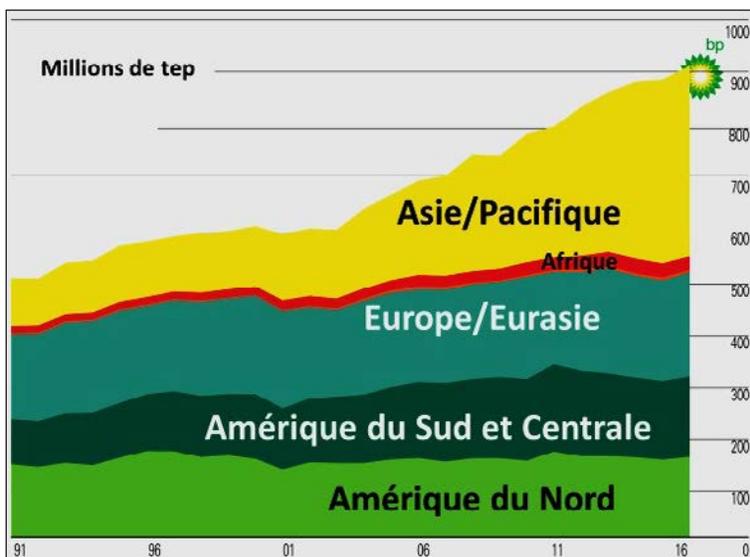


Figure 9 Hydroélectricité : évolution en millions de tep de sa contribution à la production mondiale de 1991 à 2016.

Énergie très capitalistique, son développement est désormais très faible en Europe, déjà bien équipée, et qui ne dispose guère de grands sites pouvant être aménagés. Son développement est porté essentiellement par la Chine (319 GW et 1 126 TWh en 2016, et + 6 % par an), qui dispose des capacités d'investissement nécessaires.

Dans le cadre du développement des énergies renouvelables intermittentes, des besoins de stockage considérables devraient apparaître. Le bilan mondial des

puissances de pompage opérationnelles en 2015 dans les STEP reste très limité (Stations de transfert d'énergie par pompage).

Tableau 5 Les stations de transfert d'énergie par pompage dans le monde en 2016 : puissance de pompage en GWe.

	Asie Est	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie Sud	Asie Sud/Est	Afrique	Moyen-Orient Afrique du Nord	TOTAL
GWe	58	51	22,6	1	6,2	2,5	1,6	1,7	144,6

Cette puissance représente 2,1 % de la puissance installée totale et seulement 22 % de la puissance installée intermittente en 2015, celle-ci étant en croissance rapide en Chine et aux États-Unis. À l'horizon 2050, l'Agence internationale de l'énergie prévoit une multiplication par 3 à 5 des capacités mondiales de transfert d'énergie par pompage, mais le rythme d'évolution actuel, faible, est loin d'être en phase avec cet objectif, d'autant plus que les délais de construction sont très longs et que l'acceptabilité est parfois fragile, en Europe en particulier.

Les autres moyens de stockage restent très marginaux comme le montre la figure 10. Parmi les moyens de stockage souvent présentés comme essentiels dans le futur, il faut noter l'absence de l'hydrogène et la faible contribution des batteries, 1,7 GW seulement :

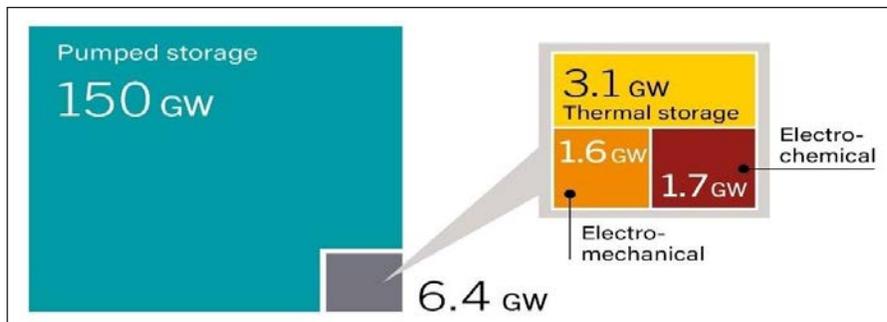


Figure 10 Stockage mondial d'électricité connecté au réseau en 2016 (source : REN21 2016 Status report).

Les voies *Power to Gas* et hydrogène/piles à combustible, encore au niveau de la R&D, pourraient potentiellement contribuer à moyen terme à des stockages massifs, mais sont confrontées à des rendements globaux faibles et des investissements considérables s'ajoutant à ceux des énergies intermittentes.

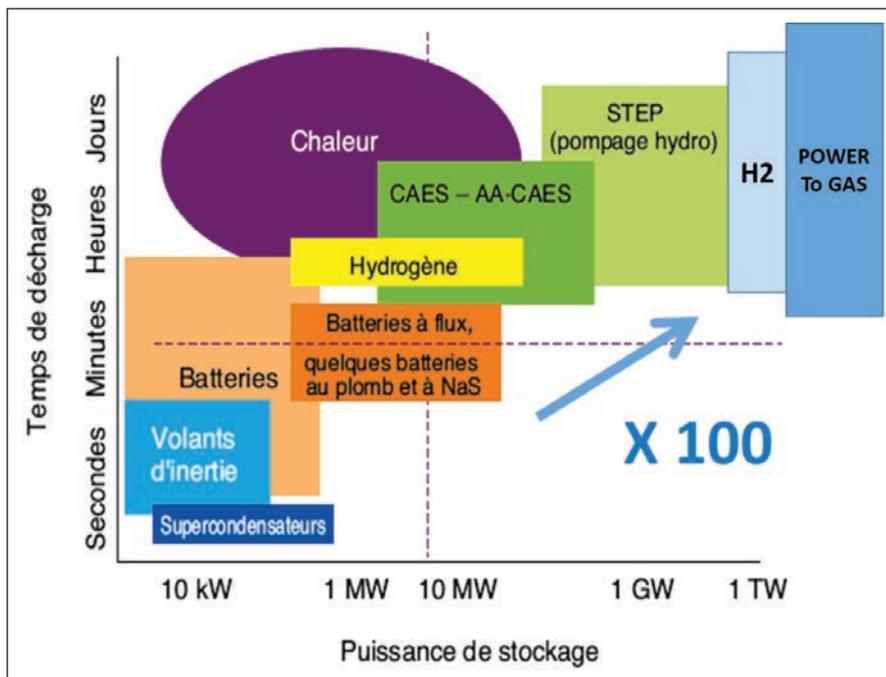


Figure 11 Potentiel théorique des stockages d'énergie : temps de décharge et capacité de stockage.

Le développement des capacités de stockage de l'électricité est encore insignifiant en regard du développement très rapide des énergies intermittentes. Il faut s'attendre à un recours important aux turbines à gaz pour éviter une fragilisation des réseaux électriques.

2.1.3.2 Nucléaire

Quatre cent quarante et un réacteurs étaient reliés aux réseaux à la fin de l'année 2016, représentant une capacité cumulée de 383 GWe. Cependant, il faut noter que ce chiffre englobe les 48 réacteurs nucléaires japonais dont cinq seulement sont à nouveau en exploitation.

Grande stabilité de la production nucléaire, les investissements (en Asie et Russie principalement) étant compensés par des arrêts. Tendance à prolonger sensiblement la durée d'exploitations des centrales, après mise à niveau sûreté plutôt qu'à investir dans de nouvelles unités.

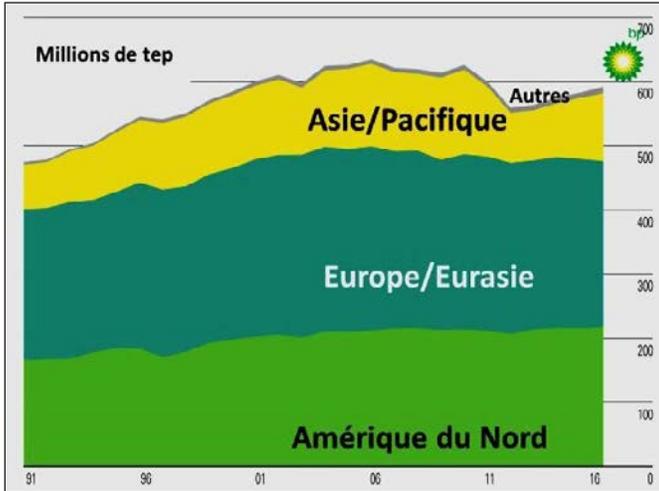


Figure 12 Nucléaire : évolution en millions de tep de sa contribution à la production mondiale de 1991 à 2016.

Selon l'OCDE, la capacité opérationnelle et la demande annuelle d'uranium en 2015 (56 585 tonnes) se répartissent comme suit⁹ :

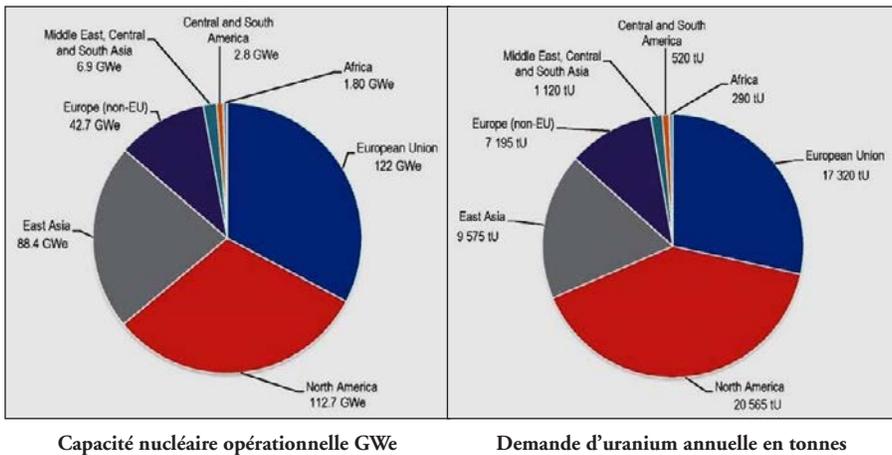
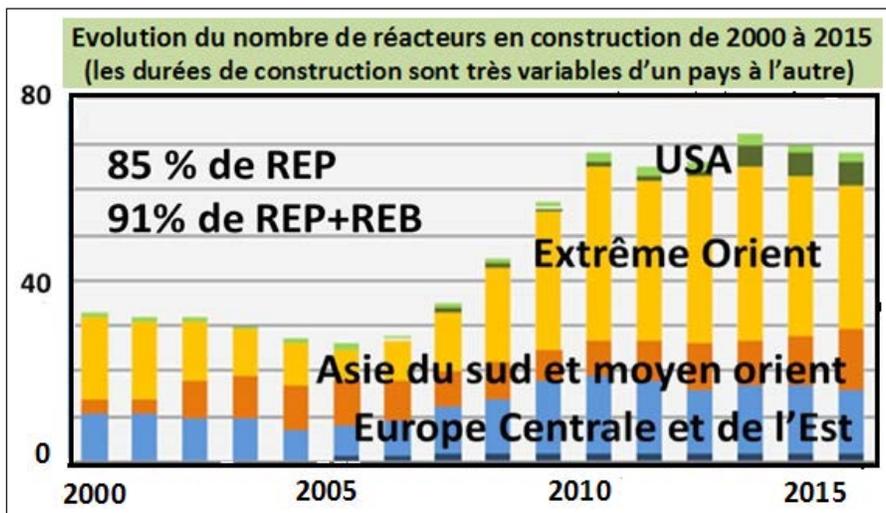


Figure 13 Situation mondiale du nucléaire en 2015.

Le marché du nucléaire reste modeste avec 68 réacteurs en construction, essentiellement des réacteurs à eau pressurisée.

9. OCDE : Uranium 2016, resources, production and demand.



Un faible part de ces chantiers a lieu à l'exportation, 28 tranches au total (voir tableau 6).

Tableau 6 Chantiers de construction de réacteurs nucléaires dans le monde à fin 2016.

État constructeur	Pays d'implantation
Russie 7	Biélorussie 2, Chine 2, Inde 1, Ukraine 2
Japon/États-Unis 6	Chine 4, Taïwan 2
France 3	Chine 2, Finlande 1
Chine 2	Pakistan 2
Allemagne 1	Argentine 1

L'évolution du marché de l'uranium sera lente compte tenu des délais de construction de nouveaux réacteurs et des incertitudes qui pèsent sur le futur des capacités existantes de nombreux pays, en Europe et au Japon en particulier¹⁰. L'OCDE estime que la capacité installée pourrait s'établir entre 418 à 682 GWe en 2035, les tendances actuelles rendant très peu probable le chiffre le plus élevé ; une stabilisation ou une croissance lente étant plus probable, les espoirs de redémarrage du nucléaire ayant été très impactés par l'accident de Fukushima, malgré les performances du nucléaire vis-à-vis des émissions de gaz à effet de serre.

10. Mais également en Suisse, en Belgique, en Corée par exemple.

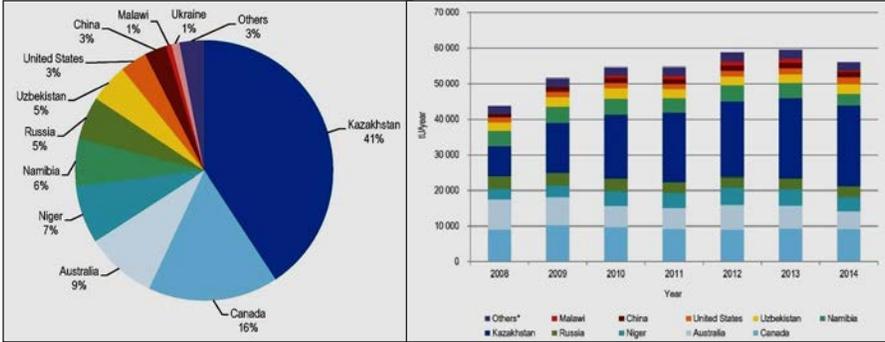


Figure 14 La production annuelle d'uranium par pays en 2014 et évolution de 2008 à 2014.

Le marché de l'uranium est en conséquence plutôt stable, avec un prix moyen situé entre 100 \$/kgU et 120 \$/kgU (prix des contrats à long terme).

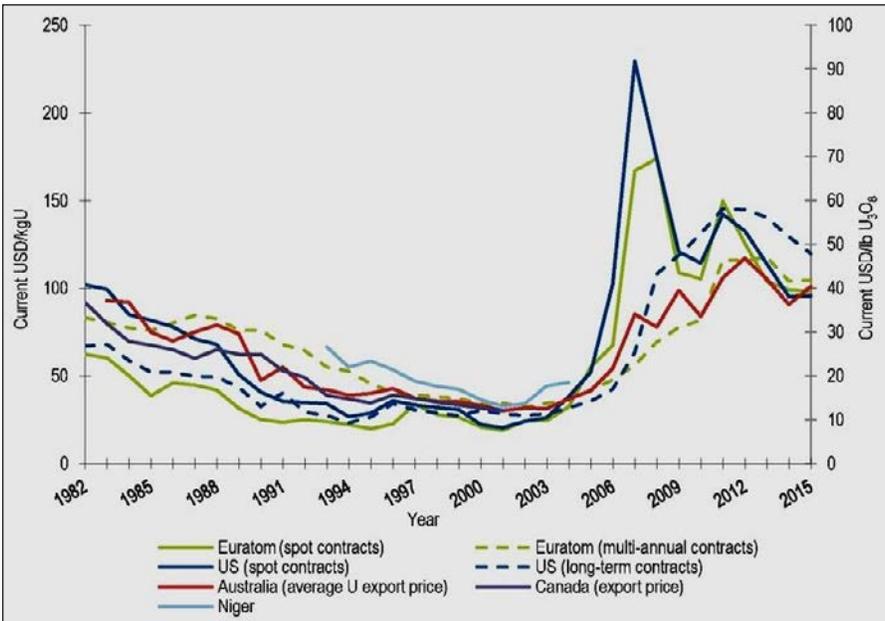


Figure 15 Évolution du prix de l'uranium de 1982 à 2015.

Globalement, la production annuelle d'uranium est voisine de la consommation, après des années de sous-production, en raison en particulier de l'apport du recyclage des stocks d'uranium militaire.

Une autre caractéristique des ressources d'uranium est qu'elles sont bien assez réparties et souvent dans des pays stables. En revanche, on note qu'une fois de plus l'Europe dispose de très peu de ressources propres.

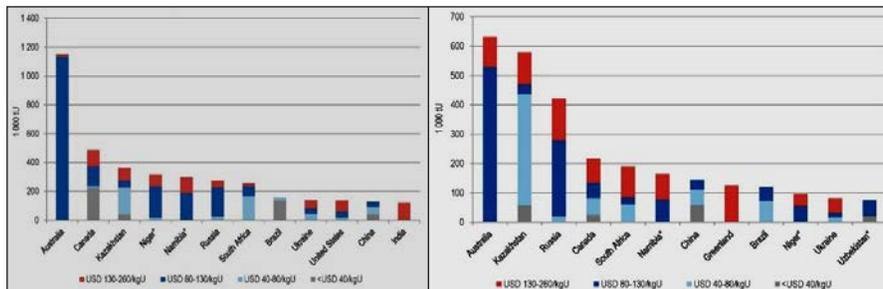


Figure 16 Ressources en uranium raisonnablement assurées (à gauche) et hypothétiques (à droite) – 2014.

Il n'y a pas aujourd'hui de risque de pénurie d'uranium dans un marché atone. Le recours à des surgénérateurs, qui amplifierait considérablement les ressources, n'est plus une priorité. Noter que l'Europe, et la France en particulier, disposeraient avec ces surgénérateurs de ressources considérables avec l'uranium appauvri issu de l'enrichissement isotopique de l'uranium et l'uranium de retraitement. La filière Uranium 233/Thorium ouvre également de larges possibilités, mais n'est pas encore d'actualité, y compris en Inde, seul pays ayant tenté réellement son développement. Cette filière est particulièrement portée en France par le CNRS.

2.1.3.3 Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité¹¹

La puissance électrique installée renouvelable hors hydraulique est de 921 GWe en 2016 avec une forte prééminence de la Chine, du Japon, des États-Unis et de l'Allemagne (54 % à eux trois).

La puissance des installations renouvelables est rapide, de 8 à 9 % par an, mais il ne faut pas perdre de vue une productivité souvent modeste en raison de leur intermittence. Cela explique un rôle encore très limité dans la production d'électricité (3,5 % pour l'éolien et 1 % pour le solaire).

11. Source IRENA (International Renewable Energy Agency: Rethinking Energy 2017).

Au total, la puissance installée des énergies renouvelables d'électriques et sa croissance annuelle sont :

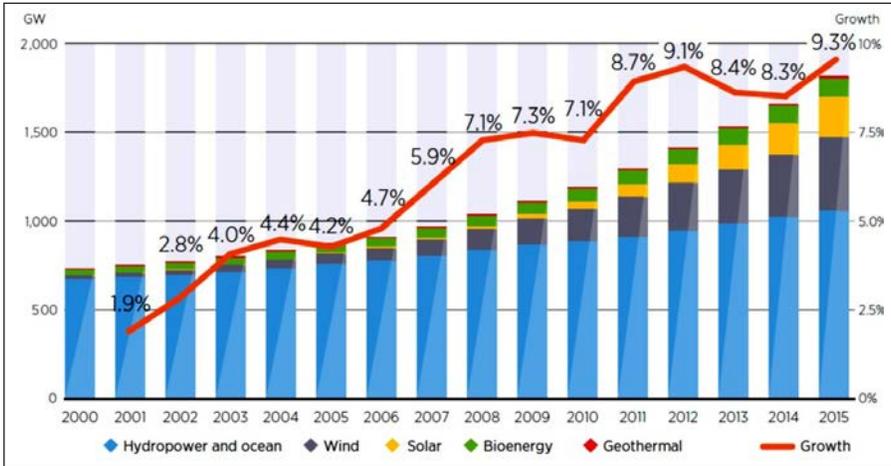


Figure 17 Puissance électrique renouvelable en 2015 dans le monde, en GWe par technologie.

2.2 Les émissions mondiales de CO₂¹²

On assiste à une lente stabilisation des émissions à un niveau élevé.

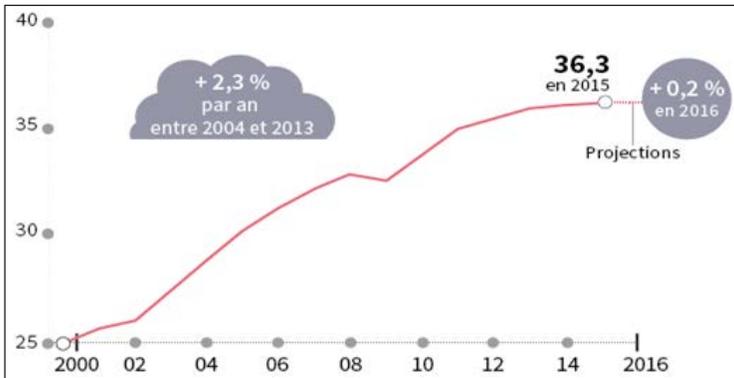


Figure 18 Émissions mondiales de CO₂ de 2000 à 2016 en milliards de tonnes par an.

12. Voir Partie 1, Chapitres 3 et 4 pour les détails.

2. Consommation et production d'énergie (l'Europe et la France dans le concert mondial)

La stabilisation des émissions résulte d'un basculement du charbon au gaz (aux États-Unis et en Chine en particulier) et du développement des énergies renouvelables.

Les émissions par habitant restent cependant très inégales et ont augmenté en moyenne de 15 % par habitant depuis 1990 (voir figure ci-après). La Chine, devenue l'usine du monde, dépasse maintenant l'Europe si on se réfère à ce critère.

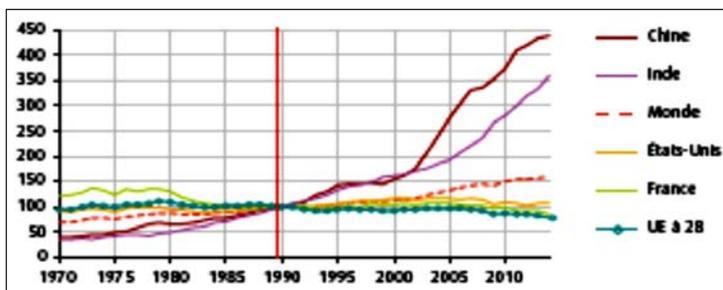


Figure 19 Émissions mondiales de CO₂ par pays par rapport à 1990 en % (source : Edgar 2015 non corrigée des données climatiques).

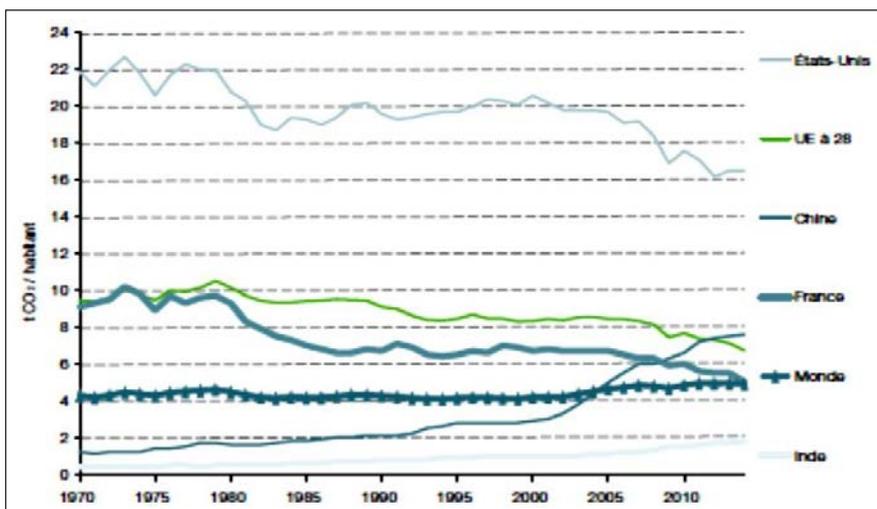


Figure 20 Émissions de CO₂ par habitant de 1970 à 2015 en t/habitant (World bank 2016).

Selon le GIEC, la baisse des émissions de CO₂ est très éloignée du niveau nécessaire. On assiste cependant à un décrochage net entre les émissions et les PIB. Il ne faut pas masquer l'effet de la désindustrialisation en Europe et le fait que la Chine et les pays du Sud-Est asiatique sont devenus les industriels du monde.

2.3 La situation européenne

La consommation d'énergie en Europe en 2015 est légèrement inférieure à celle de 1990. La comparaison avec 1990 est importante car elle permet de se situer vis-à-vis des engagements du protocole de Kyoto.

Tableau 7 *L'énergie dans l'Europe des 28 (Eurostat 2015) en millions de tep de 1990 à 2015.*

Millions tep	1990	2005	2015
Solides	454	318	263
Pétrole	632	679	560
Gaz	298	445	358
Nucléaire	205	257	221
Renouvelables	72	121	211
Déchets	3,8	7,8	13,3
Total	1 670	1 880	1 627

Elle présente en Europe l'inconvénient d'intégrer les chiffres de l'ex-Europe de l'Est avec ses industries très inefficaces et polluantes. Leur arrêt brutal, en particulier en Allemagne, donne une idée trompeuse des progrès réalisés. C'est pourquoi l'Europe, quand elle fixe aujourd'hui des objectifs, pour 2030 en particulier, se réfère aux données 2005, qui servent de base aux programmes de transition énergétique de nombreux pays.

Globalement, l'Europe représente 11,6 % de la consommation mondiale d'énergie et :

- 7 % de la consommation de combustibles solides (charbon et lignite) ;
- 12,7 % de la consommation de pétrole ;
- 11,2 % de la consommation de gaz.

On en déduit que des efforts considérables de réduction de l'usage des combustibles fossiles en Europe auront peu de poids sur les enjeux climatiques si le reste du monde n'agit pas parallèlement (en particulier, Chine, États-Unis, Inde et Russie qui représentent à eux quatre 47 % des émissions).

Les émissions de CO₂ de l'Europe en 2015 étaient de 3 466 millions de tonnes (Eurostat), soit 9,5 % des émissions mondiales.

Les challenges de l'Europe concernant l'impact climatique sont clairs :

- *réduire le pétrole dans les transports, seul l'électrification pouvant avoir un impact fort à moyen terme ;*
- *bannir le charbon dans l'électricité mais sans réduire le nucléaire ;*
- *ajuster les renouvelables intermittentes aux capacités de secours (stockage et turbines à gaz).*

2.4 La situation de la France

Après avoir régulièrement augmenté jusqu'en 2005 pour atteindre un pic à 274 Mtep, la consommation d'énergie primaire corrigée des variations climatiques se replie légèrement depuis dix ans. En 2015, elle était de 256,7 Mtep. Cette tendance baissière marque toutefois une pause en 2015. L'évolution de long terme est très contrastée entre sources d'énergie : depuis 1973, les consommations de charbon et de pétrole ont reculé respectivement de 69 % et 35 %.

À l'inverse, celle de gaz a triplé, celle d'électricité primaire a été multipliée par 15 (sous l'effet principalement du développement du nucléaire) et celle des énergies renouvelables thermiques et des déchets a doublé.

À la suite de la mise en place du programme nucléaire, la production nationale d'énergie primaire est passée de 44 Mtep en 1973 (dont 9 % de nucléaire) à 140 Mtep en 2015 (81,5 % de nucléaire). Les productions de pétrole, de charbon et de gaz naturel ont poursuivi leur déclin, jusqu'à s'arrêter pour ces deux dernières. La production primaire d'énergie d'origine renouvelable progresse régulièrement depuis le milieu des années 2000, notamment avec le développement de l'éolien, du photovoltaïque, des biocarburants ou encore du biogaz.

La production nationale primaire d'énergie représente plus de 55 % de l'approvisionnement en énergie du territoire (en légère hausse depuis 2010). Les évolutions de la consommation d'énergie primaire et de la consommation par secteurs énergétiques sont présentées dans le tableau 8 et à la figure 21.

Tableau 8 *Consommation énergie primaire en millions de tep, corrigée des variations saisonnières (y compris usages non énergétiques). Source CGDD avril 2018.*

	1990	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consommation	227,3	271,3	268,0	256,1	258,1	261,6	255,8	253,0	254,5	254,5	246,3	250,3
Pétrole	83,6	86,5	82,4	79,7	79,5	74,9	73,4	71,2	70,1	70,8	40,8	71,0
Gaz	26,7	40,3	40,1	38,4	39,6	39,9	38,2	37,0	36,1	37,0	37,0	39,5
Charbon	20,3	13,9	12,7	11,0	11,4	11,3	11,9	12,3	9,9	9,2	9,2	9,4
Total fossiles	130,7	140,7	135,2	129,1	127,0	126,1	123,5	120,5	116,1	117,0	115,3	119,9

On note une stabilité du pétrole et une décroissance du charbon, principalement dans le domaine électrique, décroissance qui devrait s'amplifier avec l'arrêt des tranches charbon et une croissance régulière du gaz. La répartition par source de la consommation d'énergie en 2016 révèle une dépendance encore forte vis-à-vis des combustibles fossiles (47,2 %) même si le charbon est très faible.

Il faut cependant s'intéresser prioritairement à l'énergie finale, présentée au tableau 9 de la présente section et au tableau 2 de la Partie 1 – chapitre 4 par secteur de consommation énergétique, seule représentative de la réalité économique et sociale

de l'énergie. Au cours de la période 1990-2016, la part de l'industrie (y compris la sidérurgie) dans la consommation finale énergétique diminue sensiblement (22 % à 18 %), avec cependant une stagnation à partir des années 2009-2010. Le secteur des transports a quant à lui progressé (25 % à 28 %), mais reste relativement constant depuis les années 2005-2006.

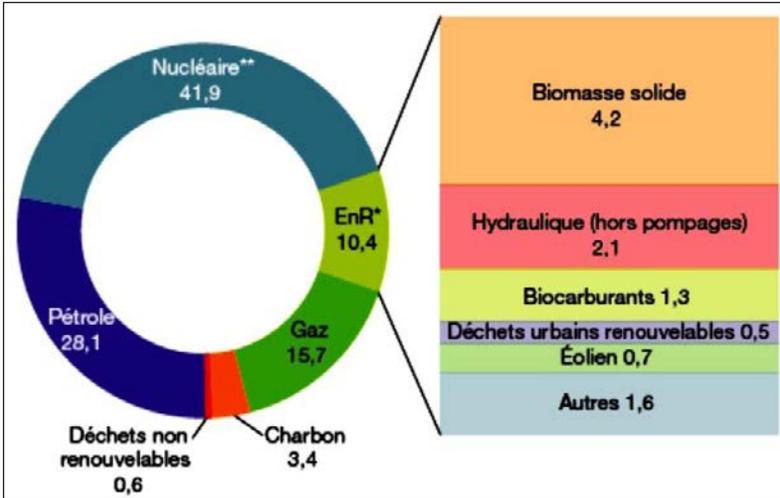


Figure 21 Bouquet énergétique primaire de la France en 2017 en %.

La part du résidentiel-tertiaire gagne près de quatre points (41 % à 45 %), alors que celle de l'agriculture se maintient sous les 3 %. La consommation finale d'énergie, corrigée des variations climatiques, tous usages confondus, est globalement en baisse depuis le milieu des années 2000 et s'établit à 162,2 Mtep en 2015 (dont 13 Mtep à usages non énergétiques). Représentant 45 % de la consommation totale d'énergie finale en 2012, ce secteur résidentiel-tertiaire consomme 17 % du total des produits pétroliers en 2012 et 65 % de la consommation totale de gaz, pour un usage destiné au chauffage des locaux.

Transports : c'est le second secteur le plus consommateur d'énergie. Il représente le tiers (28,6 %) de la consommation totale d'énergie finale en France en 2016, après les secteurs résidentiel et industriel (43,5 %).

Cette part importante du secteur des transports est le corollaire du poids élevé de la consommation de produits pétroliers dans la consommation totale d'énergie. En effet, 70 % des produits pétroliers sont consommés par le secteur des transports. Le mode de transport représentant la plus grande part de la consommation d'énergie est le transport routier : il représente à lui seul, en 2012, 95 % de la consommation d'énergie des transports, part relativement stable dans le temps.

En 2012, l'énergie totale utilisée par le seul chauffage dans le secteur résidentiel-tertiaire représente 389 TWh, toutes énergies confondues, soit 22 % de l'énergie

totale consommée. Par source d'énergie, l'utilisation de chauffage au gaz représente près de la moitié de la consommation d'énergie, suivie par les énergies renouvelables thermiques (chauffage au bois), le fioul domestique et l'électricité. 65 % de l'énergie utilisée pour le chauffage provient donc de combustibles fossiles, dont 19 % pour le fioul qui est, de loin, le plus grand émetteur de CO₂.

La consommation d'énergie finale et les évolutions par sources d'énergie sont présentées dans tableau 9.

Tableau 9 Évolution de la consommation finale d'énergie en France de 1990 à 2017 (source CGDD).

Mtep	1990	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total	140,2	164,9	175,2	156,4	154,7	157,1	155,9	155,3	155,0	155,0	153,4	155,4
Pétrole	26,2	64,2	59,7	58,3	57,3	55,9	55,1	55,1	53,2	53,7	52,8	53,2
Gaz	22,6	62,7	32,1	28,9	29,5	30,9	30,5	30,5	29,7	29,4	29,0	29,2
Charbon	5,1	2,0	2,0	1,6	1,7	1,2	1,2	1,4	1,1	1,1	1,0	1,0
Electricité	26,0	36,4	37,2	35,9	38,2	36,5	36,5	38,1	36,5	37,4	38,0	38,0
dont EnR	4,9	4,9	6,3	6,0	6,7	5,5	5,5	7,1	7,9	7,5	8,1	7,5
EnR thermiques	10,2	9,3	11,2	11,8	12,1	12,2	12,2	12,8	13,9	14,2	14,7	14,8
Total énergétique	128,6	148,8	147,1	142,2	140,8	143,0	143,0	141,9	140,7	141,1	140,1	141,3
Non énergétique	11,6	16,1	28,1	14,2	13,9	14,2	14,2	14,0	14,4	13,9	13,3	14,1

Globalement la consommation d'énergie finale, seule permettant d'évaluer les efforts en matière d'efficacité énergétique, est stable depuis quelques années, ce qui révèle un relatif échec du Grenelle de l'environnement et de la loi sur la transition énergétique qui lui a succédé. La décroissance du charbon a été compensée largement par la croissance du gaz. La contribution du nucléaire à la consommation d'énergie finale du pays n'est que de 18 % (fossiles 60 %), ce qui relativise l'affirmation d'un tout nucléaire dans notre pays.

Les émissions de CO₂ de la France étaient de 335 millions de tonnes en 2015 (Chiffres clés du climat 2017) en croissance de 1,7 %. La croissance était encore de 0,7 % en 2016, ce qui porte les émissions à 337 millions de tonnes, soit 0,91 % des émissions mondiales et 9,6 % des émissions de l'Europe des 28. La production électrique 2016 s'établit comme suit :

Les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique ont évolué de manière défavorable depuis trois ans en raison d'une moindre disponibilité du nucléaire : 19 millions de tonnes en 2014, 23,3 en 2015 et 28,35 en 2016. Ceci montre le rôle essentiel du nucléaire.

La facture énergétique a été en forte baisse de 2012 à 2016 (de 71,8 à 31,4 milliards €) grâce à la baisse du prix des combustibles fossiles mais augmente sensiblement depuis : 38,6 milliards en 2017 et 43 milliards en année glissante en juillet 2018.

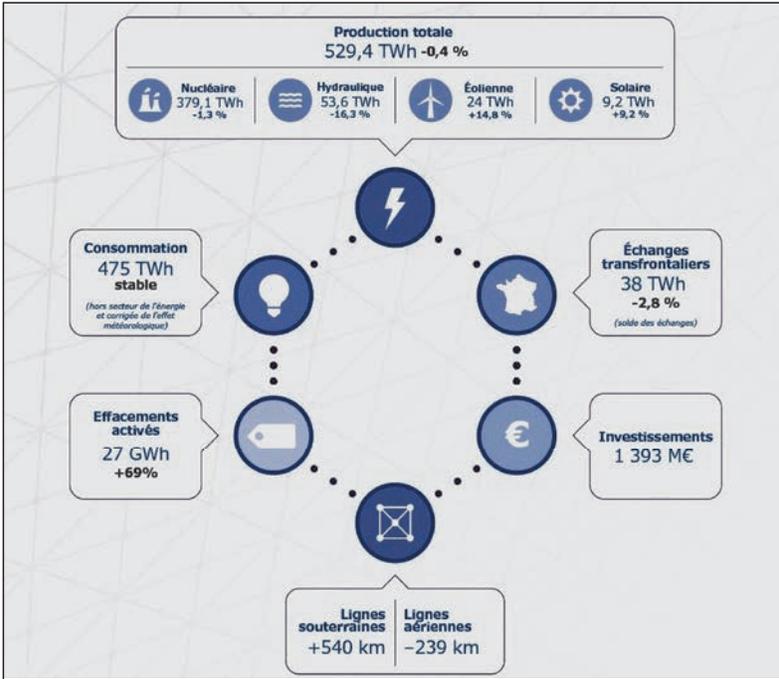


Figure 22 France 2017 – production d'électricité par source et consommation (source : RTE bilan 2017).

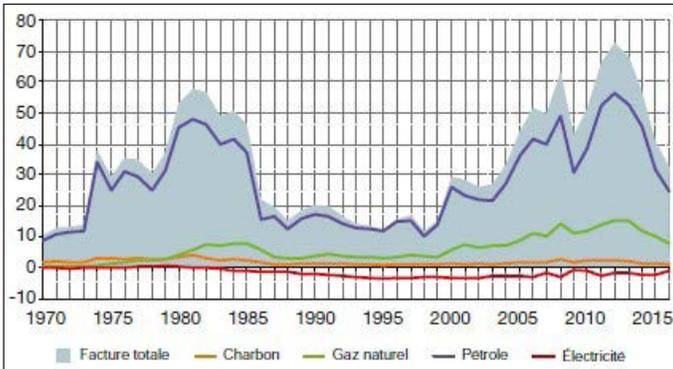
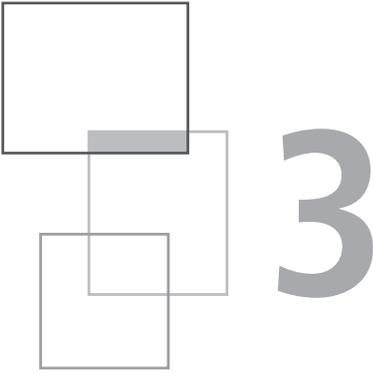


Figure 23 Facture énergétique de la France de 1970 à 2015 en milliards d'€ constants.

La situation de la France est enviable grâce à son électricité nucléaire ; elle a accompli par rapport à ses voisins la moitié de sa transition énergétique. Par contre ses performances en termes de réduction de l'usage des combustibles fossiles sont encore très modestes, les investissements considérables dans l'éolien et le photovoltaïque ayant très peu d'impact sur les émissions de CO₂.



Impact sur le dérèglement climatique

3.1 Le dérèglement climatique : de quoi s'agit-il ?

Le « dérèglement climatique », parfois appelé aussi le « changement climatique », désigne l'ensemble des variations durables des caractéristiques climatiques en un endroit donné, à moyen ou long terme.

Le climat global de la Terre et les climats régionaux sont déterminés par le « système climatique » qui est une machine extrêmement complexe, à l'échelle de la planète. En effet, ce système est constitué de toute une série d'interactions entre différents éléments d'un ensemble constitué de cinq grandes composantes principales (catégories identifiées par Météo France) : l'atmosphère (interactions entre les vents, la composition de l'atmosphère, etc.), les surfaces continentales, l'hydrosphère (océans avec ses courants, lacs, rivières et fleuves, nappes d'eau souterraines), la cryosphère (glaces terrestres et banquise, calottes polaires, manteau neigeux) et enfin la biosphère.

Toutefois, beaucoup des phénomènes qui gouvernent ces interactions dépendent en premier lieu d'un paramètre physique fondamental qui est la température de l'atmosphère, tant par son niveau moyen régional que par sa répartition autour du globe. Pour caractériser les effets de cette température de l'atmosphère de façon aussi synthétique que possible, le plus simple est d'adopter un paramètre unique constitué par la moyenne de toutes les températures de l'atmosphère mesurées (ou calculées) autour du globe terrestre, T_{at} . Bien entendu, la connaissance de cette valeur

ne permet pas d'en déduire le climat terrestre de façon globale, très loin s'en faut. En revanche, on sait qu'une variation de T_{at} , même relativement minime, provoque des effets climatiques divers par le biais de tous les phénomènes que l'on vient de citer : c'est ce que l'on appelle le **dérèglement climatique**.

3.2 L'effet de serre : origine et conséquences de son accroissement

La quasi-totalité de l'énergie thermique de la Terre provient du rayonnement solaire¹³ dont une moitié environ parvient à traverser son atmosphère du fait de la nature de ce rayonnement (« spectre » du rayonnement solaire). Lorsque ce rayonnement vient impacter le sol, celui-ci émet un rayonnement infrarouge qui repart en direction de l'atmosphère. Mais celle-ci contient des gaz qui piègent ce type de rayonnement par leur opacité et qui en conséquence réchauffent l'atmosphère : c'est ce que l'on appelle **l'effet de serre**¹⁴.

Sur la Terre, le premier gaz atmosphérique *naturel* qui contribue à ce phénomène est la vapeur d'eau, pour 55 %, suivie du gaz carbonique naturel (CO_2) pour 40 %. Viennent ensuite, très loin derrière, le méthane et l'oxyde d'azote ainsi que l'ozone pour quelques pourcents chacun.

À cela s'ajoutent les gaz qui sont générés par les activités humaines liées essentiellement à la production d'énergie (électricité et chaleur pour usages domestiques ou industriels), aux transports (véhicules individuels, avions, navires), à l'agriculture et aux processus et produits industriels. À titre d'exemple, pour l'ensemble des 28 pays de l'Union européenne, les parts respectives de ces sources de **gaz à effet de serre (GES)** étaient en 2015¹⁵ de : 55 %, 23 %, 10 %, 8 % (au total les seules émissions de CO_2 dans l'UE se sont élevées à 3,6 milliards de tonnes en 2015). Un autre exemple qu'il convient de citer est celui de la Chine puisque, en 2015, ce pays a émis plus de 10 milliards de tonnes de CO_2 (essentiellement par la combustion de charbon), soit près de 30 % des émissions mondiales (36 milliards de tonnes en 2015). Notons au passage que l'Union européenne émet un peu moins de 10 % des

13. La Terre elle-même génère intrinsèquement de la chaleur (en partie grâce aux décroissances radioactives de radionuclides naturels tels que le thorium ou l'uranium) mais en quantités négligeables par rapport à celle apportée par le Soleil : en termes de puissance, c'est 42 TW (environ) comparé aux 170 000 TW du Soleil (soit $1\,370\text{ W/m}^2$ pour des rayons perpendiculaires hors atmosphère). Notons au passage que ces chiffres peuvent être comparés à la puissance totale consommée par l'humanité qui est de 15 TW (soit en gros, 10 Mtep par an en termes d'énergie).

14. Ce phénomène physique fut identifié pour la première fois en 1824 par le savant français Joseph Fourier dans son ouvrage intitulé *Mémoire sur les températures du globe terrestre et des espaces planétaires*. Sans cet effet de serre, la température moyenne à la surface terrestre serait de $-18\text{ }^\circ\text{C}$, alors qu'elle est en réalité de $15\text{ }^\circ\text{C}$ en moyenne grâce à cet effet de serre. Heureusement pour nous !

15. Source : Eurostat, Greenhouse gas emissions, analysis by source sector, EU-2.

gaz à effet de serre mondiaux, moins que les États-Unis (15 %) et loin derrière la Chine (30 %). La France pour sa part n'émet qu'environ 1 % du total mondial et l'Allemagne 2 %. Cette très bonne performance de la France en matière d'émission de CO₂ s'explique essentiellement par le poids élevé du nucléaire et de l'hydraulique dans la production française d'électricité (presque 90 % du mix).

Ces émissions anthropiques massives de gaz peuvent accroître notablement la concentration de certains d'entre eux dans l'atmosphère. C'est notamment le cas du CO₂ généré par l'usage des combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole) qui contribue pour environ les deux tiers à l'augmentation artificielle de cet effet de serre. Certes, ces accroissements sont relativement faibles rapportés aux concentrations globales de gaz dans l'atmosphère, mais ils peuvent être suffisants pour engendrer par effet de serre des variations de T_{at} telles qu'elles peuvent perturber le climat de façon significative et durable. Ainsi, on estime actuellement que l'élévation de la température due à l'effet de serre d'origine anthropique a été de l'ordre d'un demi-degré Celsius (°C) au cours du XX^e siècle, ce qui a déjà amené à des évolutions climatiques perceptibles.

Au-delà de 1 ou 2 °C, il est très probable que l'on assistera à des modifications majeures du climat dont les conséquences peuvent aller jusqu'à la disparition des espèces de la faune et de la flore incapables de s'adapter rapidement. Plus généralement, ce réchauffement de l'atmosphère généralisé et assez brutal (il s'opère sur quelques dizaines d'années) fait craindre des dommages importants sur notre environnement global : élévation du niveau des mers, accentuation des événements climatiques extrêmes (sécheresses, inondations, cyclones...), déstabilisation des forêts, menaces sur les ressources d'eau douce, difficultés agricoles, désertification, réduction de la biodiversité, extension des maladies tropicales, etc.

En résumé, et pour conclure sur ce point, il est clair que la production massive d'énergie à partir de combustibles fossiles est une des principales sources d'émission de GES et que cette augmentation artificielle de GES peut conduire à des modifications significatives et durables du climat.

3.3 Les actions internationales pour la lutte contre le dérèglement climatique

C'est à partir de 1958 que le scientifique américain Charles Keeling commence à mesurer à Hawaï (base de Mona Loa) la concentration en CO₂ dans l'atmosphère. Il en détecte des variations saisonnières mais surtout, à partir de 1961, il fournit des résultats de mesures montrant que cette concentration moyenne augmente régulièrement et de façon significative au cours du temps : c'est la courbe dite « de Keeling ». Il est alors établi rapidement que la cause première de cette augmentation est l'activité humaine, notamment via la combustion de matières fossiles.

Peu à peu la communauté internationale prend conscience de ce phénomène et de ses effets possibles sur le climat, ce qui l'amène à réunir pour la première fois

en 1979, à Genève, une conférence mondiale sur ce sujet. Celle-ci est suivie au cours des années 1980 d'une série de conférences intergouvernementales consacrées aux changements climatiques. Dans le prolongement de ces réunions internationales, et pour faire suite à une décision du « G7 », il est créé en novembre 1988 un groupe intergouvernemental d'experts chargé d'analyser l'évolution du climat baptisé **GIEC** (IPCC en anglais : *Intergovernmental Panel on Climate Change*). Cet organisme « a pour mission d'évaluer, sans parti-pris et de façon méthodique, claire et objective, les informations d'ordre scientifique, technique et socio-économique qui nous sont nécessaires pour mieux comprendre les risques liés au réchauffement climatique d'origine humaine, cerner plus précisément les conséquences possibles de ce changement et envisager d'éventuelles stratégies d'adaptation et d'atténuation.

Le GIEC n'a pas pour mandat d'entreprendre des travaux de recherche ni de suivre l'évolution des variables climatologiques ou d'autres paramètres pertinents. Ses évaluations sont principalement fondées sur les publications scientifiques et techniques dont la valeur scientifique est largement reconnue ». Depuis sa création, il a publié régulièrement des rapports de synthèse sur ses travaux (*assessment reports*) qui, à mesure de leur avancement, apportent des preuves de plus en plus probantes de la réalité du phénomène de réchauffement climatique et de son origine anthropique (même si certains opposants contestent toujours cette réalité). Globalement, il apparaît que la température moyenne de l'atmosphère terrestre a augmenté de 0,6 °C au cours du XX^e siècle et que le rythme de cette augmentation s'accélère aujourd'hui.

C'est dans le sillage de ces événements que 178 États ont adopté un premier texte officiel sur ces questions lors du premier « sommet de la Terre » qui s'est tenu à Rio de Janeiro en 1992. Il s'agit de la convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), qui reconnaît notamment une responsabilité des pays signataires dans ce domaine. La machine est alors lancée et chaque pays signataire de la convention se doit de mettre en œuvre des solutions concrètes pour lutter contre le changement climatique, en se concertant régulièrement pour définir notamment des objectifs et prendre des engagements précis sur ces questions.

C'est l'objet des fameuses Conférences des Parties, plus connues sous leur sigle anglais **COP**, établies sous l'égide des Nations unies. Elles se déroulent régulièrement chaque année depuis 1995, année où elle a eu lieu la première conférence au Japon, à Kyoto (d'où résulte l'expression souvent rencontrée de « protocole de Kyoto¹⁶ »). Cette première conférence prévoit notamment dans un premier temps une réduction globale de GES d'au moins 5 % par rapport à 1990 pour la période 2008-2012 (sauf pour les cinq pays ayant une période de référence différente).

Une seconde période d'engagement a été fixée lors du sommet de Doha en décembre 2012. Elle s'étend du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2020. Le « protocole » instaure en outre des obligations chiffrées de résultat pour les pays industrialisés, tout en créant pour la première fois un principe d'échange de tonnes équivalent

16. Ce protocole est officiellement entré en vigueur seulement le 16 février 2005 (après sa ratification par la Russie en octobre 2004) lors de la COP11 à Montréal, avec force de loi pour les 128 pays qui l'ont ratifié.

CO₂. À noter que les sanctions consécutives au non-respect du protocole de Kyoto n'ont jamais été clairement définies en pratique et que seuls 37 pays industrialisés se sont réellement engagés sur les objectifs de ce dispositif. Cet accord n'est donc légalement pas contraignant, mais il faut souligner ici que les objectifs des pays engagés par le protocole ont toutefois été largement dépassés.

Parmi les plus marquantes de ces « COP » récentes, figure incontestablement la « COP21 » qui s'est tenue à Paris en décembre 2015 et qui a été largement médiatisée. En effet, des avancées significatives ont été enregistrées et on peut citer à ce titre le consensus obtenu sur l'objectif global qui est de contenir le réchauffement climatique en dessous de 2 °C, voire de le limiter à + 1,5 °C d'ici à la fin de ce siècle, par rapport aux températures moyennes constatées à l'ère préindustrielle. Une telle valeur peut être considérée comme un compromis politique entre ce qui semble réalisable par les différents pays et ce qui apparaît globalement tolérable du point de vue des changements climatiques à venir.

Pour atteindre cet objectif très ambitieux, tous les États se sont engagés à publier, via l'ONU, leurs propres objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Cet « accord de Paris » a été ratifié à la mi-juin 2017 par 148 des 196 parties signataires responsables à elles seules de plus de 80 % des émissions de gaz à effet de serre. À noter que le retrait des États-Unis annoncé récemment par le Président américain est pour l'instant sans conséquence immédiate puisqu'il ne peut légalement prendre effet que le 4 novembre 2020, soit au lendemain de la prochaine élection présidentielle américaine.

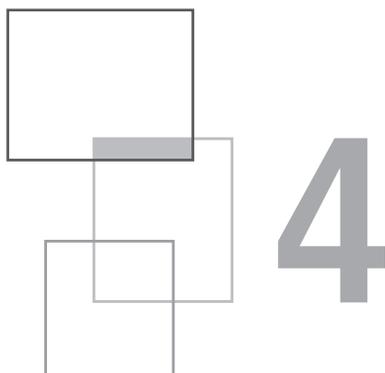
Il reste que la mise en place d'actions concrètes s'avère complexe et plusieurs éléments risquent d'entraver sérieusement l'élan donné par la COP21, et de mettre à mal les engagements qui ont été pris à l'occasion de cet accord contraignant. Parmi ces obstacles, il faut souligner le frein au développement d'énergies décarbonées que représentent les prix particulièrement bas des énergies fossiles, et qui se maintiendront sans doute à ce faible niveau pendant de nombreuses années. En effet, les ressources associées (charbon, pétrole, gaz) demeurent abondantes et ces énergies resteront donc durablement compétitives face aux autres énergies. Par ailleurs, il est clair que certaines orientations qui visent par exemple à réduire voire à ignorer totalement l'énergie nucléaire ne favorisent pas l'atteinte des objectifs de la COP21. Pour illustrer ces difficultés au niveau européen nous reprenons ici quelques extraits de l'analyse publiée dans la dernière « Lettre de géopolitique de l'électricité », n° 76 du 30 juin 2017 :

« La Commission européenne et l'Agence européenne de l'environnement ont prévenu : l'objectif transmis par l'Union européenne aux Nations unies de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990 ne sera pas atteint avec les politiques actuelles. L'Agence de l'environnement, fin 2016, enfonce le clou : les réductions ne seraient que de 26 à 29 % en 2030. Or celles-ci ont déjà diminué de 23 % en 2010. Ainsi les politiques actuelles ne mèneraient qu'à des réductions supplémentaires de 3 à 6 % en seize ans (2014-2030). Comment expliquer cette quasi-stagnation ? Les politiques actuelles reposent, de fait, sur deux axes : l'efficacité énergétique avec mille

milliards d'euros d'investissements en dix ans et les énergies renouvelables avec 800 milliards d'investissements déjà réalisés.

Si effectivement, les projections de l'Agence de l'environnement se confirment, la crédibilité de l'Union européenne dans sa lutte contre le réchauffement climatique sera mise à mal et son ambition de leader mondial en la matière n'aura plus de base. La Commission a proposé une nouvelle politique sur des bases inchangées : efficacité énergétique et énergies renouvelables, sans véritable marché du carbone. Les leçons de la politique précédente n'ont pas été tirées et les ratés n'ont pas été expliqués, d'où un doute quant à la pertinence des nouvelles dispositions. Il est inquiétant dans un paquet législatif intitulé « Énergie propre pour tous les Européens », que la seule mesure possible de « propreté » du mix énergétique, l'intensité des émissions par unité d'énergie consommée, ne soit pas utilisée comme donnée principale. Ceci est significatif de la réticence à créer un véritable marché du carbone ».

Et l'auteur de ces lignes (Lionel Taccoen) de conclure : « *Il est possible qu'il y ait un pilote au sein de l'Union européenne pour la lutte contre le réchauffement climatique. Pourquoi ne regarde-t-il pas son tableau de bord ?* ».



La loi sur la transition énergétique et la croissance verte (LTECV)

4.1 La transition énergétique, objectifs et priorité : la France dans le contexte mondial

La consommation d'énergie a été multipliée par dix en un siècle, accompagnant l'augmentation de la population mondiale et les développements technologiques. La contribution des énergies fossiles a crû à un rythme similaire et elles couvrent encore plus de 78 % des besoins.

Cette prééminence des combustibles fossiles pose la question de leurs ressources ultimes mais également de leurs conséquences sur la pollution et l'évolution des émissions de gaz à effet de serre et du climat (voir Partie 1, Chapitre 3).

Globalement, la France est désormais quasiment non productrice de combustibles fossiles, ce qui pèse sur sa balance commerciale, très déficitaire (de 35 à 60 milliards par an selon les années).

Les émissions de CO₂ de la France étaient de 333 millions de tonnes en 2016¹⁷, ce qui représente 0,91 % des émissions mondiales et 9,6 % des émissions de l'Europe des 28.

17. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2015759>

Tableau 1 Répartition des émissions de CO₂ par secteur en France en 2016.

Secteur	Transport	Bâtiment	Industrie	Énergie + Transformation	Agriculture	TOTAL
Millions t CO ₂	128	75	74	44	12	333

Les émissions de GES (gaz à effet de serre) étaient de 454 millions de tonnes équivalent CO₂. La figure ci-dessous présente l'évolution de nos émissions de 1990 à 2016 et les compare aux objectifs de Kyoto ainsi qu'aux directives européennes de 2017.

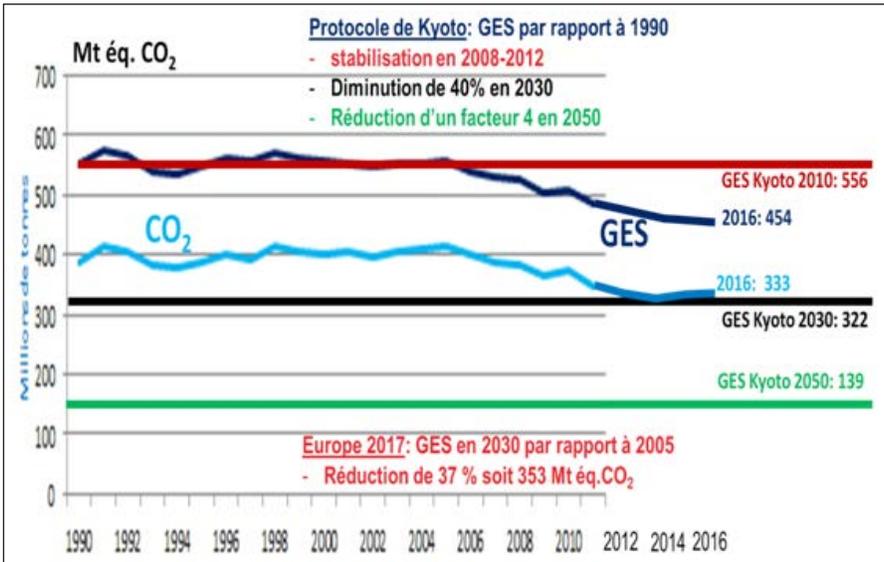


Figure 1 Émissions de GES (hors UTCTF) et de CO₂ en France corrigées des variations climatiques.

On constate une baisse significative des émissions à partir de 2006 puis une évolution bien moins marquée à partir de 2014 (au total 16,2 % de 1990 à 2014). Ces réductions résultent essentiellement de la baisse des émissions de CO₂ du secteur manufacturier et du secteur énergie qui se sont écroulées de 42 et 44 % respectivement. Les objectifs successifs du Grenelle de l'environnement et de la LTECV ont eu très peu d'impact.

Face à ces obligations et au peu de poids qu'aura la France sur l'évolution des émissions des gaz à effet de serre, il est essentiel d'examiner ce que sont les contributions proposées par d'autres pays dans le cadre des COP 21 et 22¹⁸ : sont-elles réalistes

18. <http://www.diplomatie.gouv.fr/fr/politique-etrangere-de-la-france/climat/paris-2015-cop21/les-contributions-nationales-pour-la-cop-21/article/la-carte-mondiale-des-contributions-nationales>.

et équilibrées ? Quatre pays (Chine, États-Unis, Inde et Russie) représentent à eux quatre près de la moitié des émissions mondiales. Or les contributions¹⁹ qu'ils proposent de réduction de leurs émissions de CO₂, difficiles à comparer car n'ayant pas les mêmes références, montrent un déséquilibre certain. Si l'on se réfère à la même date de référence, 1990, que proposent ces 4 pays par rapport à l'Europe et la France ?

- Les États-Unis (16,86 t par an et habitant)²⁰ : – 11 % en 2025²¹.
- La Russie (11,2 t par an par habitant) : – 25 à – 30 % en 2030 mais avec une prise en compte de l'impact positif du développement de la forêt suite au réchauffement climatique.
- La Chine (7,52 t par an et habitant) : pic d'émissions en 2030 non spécifié.
- L'Inde (1,73 t par an et habitant) : de – 25 à – 30 % par point de PIB en 2030. La croissance du PIB étant en 2015 de 7 % par an, leurs émissions continueront à croître fortement.

Or ces pays, comme l'Australie, grand exportateur de charbon, disposent de ressources fossiles importantes qui alimentent leurs économies. En comparaison, l'Europe indique une réduction de 40 % en 2030 par rapport à 1990 pour des émissions moyennes de 6,95 t par an par habitant (France : 5,28 t). Si l'on se fie à l'ensemble de ces chiffres, le ratio entre un Américain et un Européen va continuer à croître et des pays comme l'Inde et la Chine pourraient avoir des émissions supérieures en 2030. L'effort européen pourrait donc être d'une efficacité très relative, l'impact du CO₂ sur le climat étant global.

Au niveau européen, les rejets de gaz à effet de serre (GES) par personne et par État varient considérablement.

Ils sont par exemple de 35 % plus élevés en Allemagne et au Danemark qu'en France, voire de 40 % par rapport à la Suède. Or L'Europe demande pour 2030, par rapport à 2005, des réductions en fonction du PIB des pays, sans objectif de convergence des émissions.

Il s'ensuit que la France et la Suède auront des objectifs (– 37 %) très voisins de celui de l'Allemagne (– 38 %)²². Les écarts resteront ainsi quasi similaires entre ces pays en 2030. L'avantage ainsi offert à l'Allemagne et au Danemark est d'autant plus important qu'en basculant du charbon au gaz, ils peuvent à moindre coût réduire leurs émissions.

19. Les « contributions » sont des objectifs non contraignants que se fixent les pays, qui serviraient de référence lors des évaluations périodiques.

20. Global carbon Atlas 2016 : <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>

21. Contribution proposée par le président B. Obama de – 26 à – 28 % par rapport à 2005 alors que les émissions américaines ont crû de 15 % de 1990 à 2030. Cette contribution est contestée par le président Trump.

22. Il s'agit d'objectifs hors ETS (European Trading Scheme).

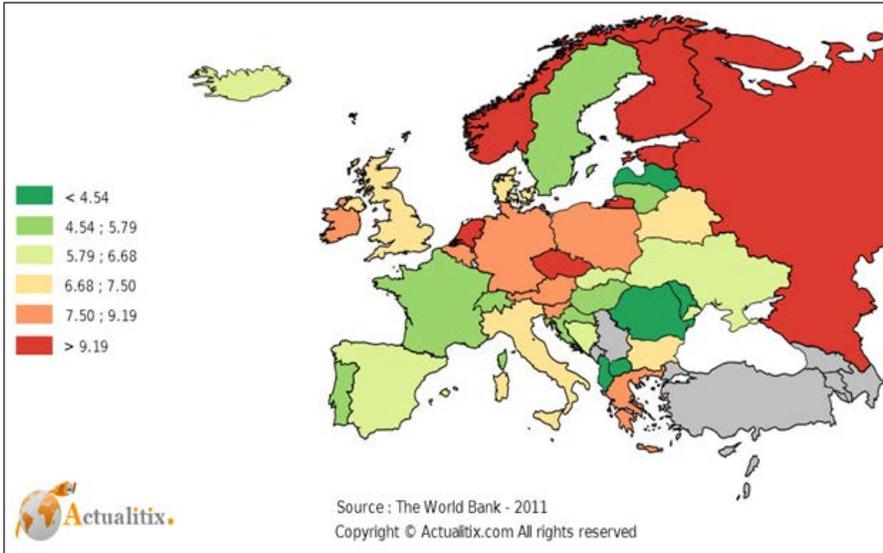


Figure 2 Émissions de GES en Europe.

L'effort européen, et a fortiori français, doit prendre en considération ce déséquilibre des contributions en tenant compte de deux évidences pour préserver leur compétitivité :

- *Le CO₂ a une durée de vie longue dans l'atmosphère : il y a effet cumulatif des émissions. Un million de tonnes évité dans un an sera 20 fois plus efficace qu'une tonne évitée dans 20 ans.*
- *Nécessité d'utiliser aux mieux les technologies les plus efficaces et les plus économiques, sans s'engager massivement sur des technologies non prouvées, chères ou peu efficaces.*

4.2 Que dit la loi sur la transition énergétique et la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 ?

C'est un texte volumineux (plus de 60 pages) divisé en huit titres qui définissent chacun des objectifs dans un domaine particulier en lien avec l'énergie. L'énoncé de ces titres démontre le caractère verbeux de la loi :

Titre I : Définir les objectifs communs pour réussir la transition énergétique, renforcer l'indépendance énergétique et la compétitivité économique de la France, préserver la santé humaine et l'environnement et lutter contre le changement climatique.

Titre II : Mieux rénover les bâtiments pour économiser l'énergie, faire baisser les factures et créer des emplois.

Titre III : Développer les transports propres pour améliorer la qualité de l'air et protéger la santé.

Titre IV : Lutter contre les gaspillages et promouvoir l'économie circulaire : de la conception des produits à leur recyclage.

Titre V : Favoriser les énergies renouvelables pour diversifier nos énergies et valoriser les ressources de nos territoires.

Titre VI : Renforcer la sûreté nucléaire et l'information des citoyens.

Titre VII : Simplifier et clarifier les procédures pour gagner en efficacité et en compétitivité.

Titre VIII : Donner aux citoyens, aux entreprises, aux territoires et à l'État le pouvoir d'agir ensemble.

En termes quantitatifs, les principaux objectifs fixés par la loi sont les suivants :

- Rénover énergétiquement 500 000 logements par an à compter de 2017, dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes, visant ainsi une baisse de 15 % de la précarité énergétique d'ici 2020.
- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4).
- Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012.
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030.
- Réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 (contre 75 %).
- Atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050.
- Réduire de 50 % la quantité de déchets mis en décharge à l'horizon 2025 et découpler progressivement la croissance économique et la consommation matières premières.

La loi fixe également une limite de puissance du parc nucléaire français à 63,2 GW. Cette limitation a été introduite pour obliger EDF à arrêter la production de certaines de ses centrales de puissance (en pensant évidemment à Fessenheim) dès la mise en service de l'EPR de Flamanville.

À trop contraindre tous les domaines, la France n'établit en fait aucune réelle priorité d'action en faveur de la lutte contre le réchauffement climatique : on mêle des objectifs (climatiques par exemple) et des moyens (développement des ENR, réduction du nucléaire) qui peuvent contredire l'objectif principal de limitation des émissions de GES. La comparaison avec la situation allemande est pleine d'enseignements qui n'ont pas été pris en compte (voir Annexe).

Il est clair que les émissions de GES proviennent essentiellement de trois secteurs, les transports, les bâtiments et l'agriculture. Or si on examine la consommation en énergie finale, seule révélatrice des progrès en efficacité énergétique, on constate des progrès très insuffisants depuis le Grenelle de l'environnement, qu'il s'agisse du niveau d'appel aux combustibles fossiles ou des émissions de CO₂.

Tableau 2 *Consommation d'énergie finale en France de 1990 à 2015 par secteurs et émissions de CO₂ (CGDD avril 2018)²³.*

Mtep	1990	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consommation	140,2	164,9	175,2	156,4	154,7	157,1	155,9	153,3	155,0	155,0	153,4	155,4
Résidentiel/tertiaire	55,6	63,9	66,9	67,6	65,1	67,1	67,2	67,2	66,5	66,7	66,8	
Transports	34,5	44,4	43,9	43,5	43,6	43,5	43,4	43,1	43,4	43,8	43,8	
Industrie	30,6	32,4	31,8	26,5	27,6	27,8	26,9	26,7	26,3	26,2	26,0	
Emissions CO₂	359	386,5	365,2	345,4	352,0	325,6	330,0	329,6	298,3	303,3	303,9	313,1

Il est particulièrement frappant de constater que dans les deux secteurs essentiels du bâtiment et du transport les progrès sont nuls depuis quelques années, les niveaux étant encore supérieurs à ceux de 1990 et similaires à ceux de 2005.

La contribution des énergies renouvelables, prioritaire dans la LTECV a crû de 2005 à 2015 de 15,4 à 22,7 millions de tep, soit une augmentation de 32 %, mais leur part dans la consommation d'énergie finale du pays est de 4,5 % seulement. La majeure part résulte de la croissance des biocarburants (41 %), alors que ceux-ci sont peu efficaces du point de vue des émissions de CO₂, et de la biomasse/déchets (39 %). Le développement des énergies renouvelables intermittentes, éolien et solaire, a contribué pour 18 % seulement à cette croissance.

4.3.1 Les résultats de la LTECV par secteurs

4.3.1.1 L'électricité

L'apport d'énergie des énergies renouvelables intermittentes, solaire et éolien, reste faible malgré des conditions financières offertes très généreuses²⁴ : 2,2 millions de

23. Difficile de trouver des chiffres cohérents : émissions 2016 de CO₂ étant évaluées entre 293 et 333 Mt selon les sources publiques.

Chiffres clés du climat 2017/2018 : 328 Mt de CO₂ en 2015 et 457,1 Mt eq. CO₂ de GES hors UCTF (74 % CO₂).

24. L'économie de ces énergies repose sur une obligation d'enlèvement de l'énergie produite imposée au réseau et sur des tarifs publics offrant une très forte rentabilité sur fonds propres : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>

tep et 1,36 % de notre énergie finale en 2016. La baisse correspondante d'émissions de CO₂ a été au mieux de 6 à 10 millions de tonnes par an sur un total initial d'environ 350. Or ce gain coûtera à la collectivité 5,48 milliards en 2018 d'après la Commission de régulation de l'électricité (CRE)²⁵, soit un coût de la tonne de CO₂ évité de 610 €²⁶.

Le secteur électrique est encadré par la loi mais également dans un plus grand détail par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Un élément très médiatisé de la loi sur la transition énergétique (LTE) est l'engagement de réduire d'un tiers, à 50 %, la contribution de l'énergie nucléaire à la production d'électricité à l'horizon 2025, en développant les énergies renouvelables électrogènes : cette orientation figure clairement dans la PPE, associée à un objectif de 40 % d'EnR en 2030 et à une limitation à 63,2 GW, niveau actuel, de la puissance nucléaire installée.

En novembre 2017, Nicolas Hulot a reconnu que cet objectif était irréalisable et a indiqué qu'il pourrait, dans une révision de la PPE, être reporté à 2030 ou 2035. Cet objectif serait probablement tout aussi irréaliste si les objectifs de réduction des GES étaient maintenus.

En Allemagne, à titre de comparaison, avec un parc éolien + solaire électrogène de 90 GW en 2016, supérieur de 43 % en puissance à notre parc nucléaire, le secteur électrique a émis 477 g/kWh car ces EnR n'ont produit que 20 % de l'électricité (les fossiles en produisaient 52,6 % : voir l'annexe).

Le Gouvernement français, dans son arrêté relatif à la PPE 2018/2023²⁷, propose d'accélérer encore le processus de déploiement des électricités éolienne et photovoltaïque. Que spécifie la PPE pour 2023 :

- par rapport à 2015, l'éolien terrestre devrait passer de 9 120 à 21 800 ou 26 000 MW selon les deux scénarios haut et bas présentés, avec un rythme de raccordement au réseau qui va passer de 1 200 MW/an à 1 500 ou 1 800 MW/an ;
- l'objectif visé pour l'éolien marin est de 3 000 MW ;
- le solaire devrait voir son rythme de raccordement augmenter de 900 MW/an à 1 600 ou 2 000 MW/an et la puissance installée de 6 200 MW à 18 200 ou 20 200 MW.

Ces énergies présentent bien sûr l'avantage d'être renouvelables, mais leur intermittence et leurs productions aléatoires les rendent dépendantes de moyens de centrales de back-up, qui sont majoritairement en France des centrales nucléaires et hydroélectriques non émettrices de gaz à effet de serre (GES) et, dans une moindre mesure, des centrales à combustibles fossiles. Au total, l'électricité intermittente devrait évoluer selon les hypothèses haute ou basse de 16 500 MW à 43 000 ou 49 200 MW, soit environ 70 % de la puissance actuelle des centrales nucléaires. L'impact de ce

25. <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/cspe-2018/consulter-la-deliberation>

26. Le prix de la tonne de CO₂ sur le marché des quotas européens est inférieur à 10 € par tonne et le gouvernement projette un coût plancher de 30 €/t seulement en 2030.

27. <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decree/2016/10/27/DEVR1619015D/jo/texte>.

programme a été évalué²⁸ en s'appuyant sur la réalité de la productivité de ces énergies en France. Le résultat est le suivant pour le seul scénario bas, le scénario haut étant encore plus irréaliste (voir tableau 3).

Tableau 3 Contribution des énergies éolienne et solaire à la production d'électricité en 2023 : scénario bas de la PPE.

	Éolien + solaire	Scénario bas 2023 Autres énergies
Production TWh	72,1	420
% contribution à la production annuelle	14,7	53,3
Efficacité de production	19,1	
Puissance maxi MW	25 166	89 171
Puissance mini MW	370	13 947

L'impact de ce développement peut être mieux compris en examinant la figure ci-dessous qui donne une simulation des productions d'électricités intermittentes basée sur un climat annuel moyen (2013) et les puissances installées prévues par la PPE.

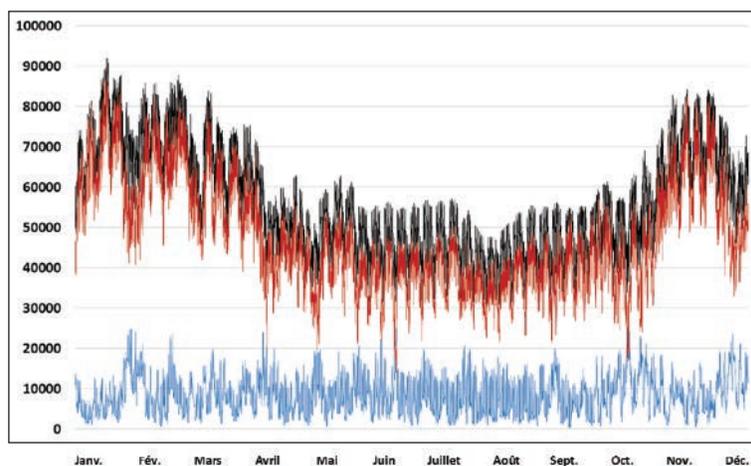


Figure 4 Productions horaires 2023 en MWh (scénario bas du projet d'arrêté) dans l'hypothèse de conditions climatiques identiques à celles de 2013. Les productions de l'éolien et du solaire en 2013 sont amplifiées en se projetant en 2023 au prorata des puissances installées : en noir, la production totale ; en bleu, « éolien + solaire » (43 GW de puissance installée) ; et en rouge, l'ensemble des autres moyens de production en 2023.

28. https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Analyse%20projet%20arrete%20PPE%202018_2023.pdf

Le tableau ci-dessus montre que la contribution intermittente restera faible (15 %) malgré une capacité portée à 43 GW (le nucléaire produit 75 % de l'électricité avec une capacité de 63 GW). Le graphique pour sa part montre que sa variabilité au pas horaire est considérable (courbe bleue), été comme hiver, et que les périodes de faibles productions éolienne et solaire, l'hiver en particulier, imposent de conserver une puissance pilotable (courbe rouge : nucléaire, hydraulique, fossile) quasiment identique à l'actuelle et répondant à la quasi-totalité de la consommation (courbe noire). Dans ce scénario, la puissance installée totale passe de 129,3 GW en 2015 à 151 GW en 2013²⁹. La puissance intermittente est essentiellement ajoutée et ne remplace que très partiellement la puissance pilotable : c'est un investissement qui s'ajoute.

L'investissement de 2016 à 2023 pour produire 43 TWh par an de plus en 2023 qu'en 2015 (soit au total 72 TWh par an en 2023), sera d'environ 50 à 60 milliards et le gain CO₂ nul ou négatif selon le scénario d'arrêt de centrales nucléaires (un chiffre maximum de 17 tranches a été cité en juillet 2017 par le ministre). Il faudrait en effet compenser ces arrêts par de nouvelles centrales à gaz. L'équipement (nacelles éoliennes, panneaux solaires) est importé à près de 100 %, ce qui représente, suivant les technologies, de 50 à 70 % de l'investissement total.

Les productions éolienne et solaire sont souvent de même ampleur dans l'ensemble de l'Europe de l'Ouest, soumises aux influences atlantique et sibérienne³⁰. L'espoir d'un foisonnement favorable des productions nationales est illusoire³¹. De cette simultanéité de productions fortes ou insignifiantes résulte une fragilisation considérable du secteur européen de l'électricité, les moyens de production lourdement subventionnés que sont le solaire et l'éolien ayant capté l'investissement et les moyens pilotables, pourtant essentiels, étant confrontés à un effondrement du marché. Ils ne sont plus renouvelés, voire arrêtés sauf subventionnés par un mécanisme de capacité (voir Partie 2, chapitre 3).

L'introduction d'électricité intermittente a d'autre part des limites physiques, faute de disponibilité de moyens de stockage, limites liées à la nécessité d'équilibrer en permanence le réseau. Cette question, très complexe, a été étudiée en détail par EDF, avec prise en compte de l'équilibre instantané du réseau français et du réseau européen au pas horaire. Cette étude confirme que l'introduction de fortes capacités de sources intermittentes :

- ne réduit que faiblement la capacité nécessaire de centrales pilotables (d'où un double investissement pour la même production) ;

29. En Allemagne, en 2016, la puissance installée est de proche de 200 GW pour une puissance appelée maximale de 80 GW seulement. La puissance des centrales fossiles est encore de 76 GW, avec un nucléaire à 10,8 GW.

30. https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/A%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf

31. https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/131120_Flocard_FoisonnementEolien.pdfA%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf

- ne peut dépasser 40 % de la production annuelle en Europe sans risquer de fragiliser le réseau, à condition de respecter des taux instantanés d'électricité intermittente variant de 25 % pour des demandes faibles, à 35 % pour des demandes moyennes et à 70 % lors des pics de consommation ;
- rendrait nécessaire la maîtrise de l'écrêtage de la production intermittente et la mise en œuvre d'un stockage/déstockage d'électricité massif qui n'est techniquement qu'hypothétique.

L'électricité intermittente est principalement injectée dans le réseau au niveau des réseaux moyenne et basse tension d'ENEDIS et non dans le réseau haute tension de RTE. Or, si ce dernier est maillé et permet de distribuer le courant dans toutes les directions (le soleil est au sud et l'éolien surtout au nord), le second est étoilé et donc conçu pour véhiculer le courant dans un seul sens. Les productions solaires et éoliennes injectées dans le réseau ENEDIS doivent être en partie notable refoulées vers le réseau RTE faute d'usagers locaux : c'est donc une refonte importante des réseaux qui doit être engagée pour accompagner la croissance des énergies intermittentes.

La baisse des émissions de CO₂ du secteur électrique est au mieux actuellement de 8 à 10 millions de tonnes par an sur un total initial d'environ 35. Ce gain coûtera à la collectivité 5,48 milliards d'euros en 2018 via la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) d'après la Commission de régulation de l'électricité (CRE)³², soit un coût de la tonne de CO₂ évité de 610 €.

Avec un investissement inférieur, 55 milliards d'euros, le parc nucléaire actuel serait prolongé de 20 ans et produirait 417 TWh par an, soit un investissement par TWh 5,8 fois inférieur. Or ce sont des énergies comparables, en ce sens qu'elles réclament de forts investissements, bénéficient de coûts d'exploitation modérés et émettent très peu de GES.

La France dispose d'un investissement considérable, largement amorti, le nucléaire. Pour progresser vite dans la décarbonation, elle doit s'appuyer sur cet atout en développant les usages électriques dans tous les domaines. Brider la production comme le prévoit la LTECV est une faute vis-à-vis du risque climatique et une catastrophe du point de vue économique car enchérissant le coût de l'électricité (voir la situation allemande avec une électricité deux fois plus coûteuse) et mobilisant d'énormes capitaux dans les renouvelables avec une efficacité négligeable vis-à-vis de la décarbonation. Le résultat de la LTECV va être une accentuation de la précarité énergétique qui touche déjà 4 millions de foyers : le Gouvernement a dû mettre en place un chèque énergie pour ces foyers en 2016, de 144 à 227 € par an.

32. <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/cspe-2018/consulter-la-deliberation>

4.3.1.2 Le secteur du bâtiment

Il représente plus du quart des émissions de CO₂ du pays, et souffre d'un parc de logements et de bâtiments tertiaires pour moitié anciens, antérieurs à 1975. La LTECV fixe des objectifs ambitieux de rénovation de 500 000 logements par an pour les amener à une consommation de 150 kWh/m² par an. La réalité en est éloignée avec des rénovations annuelles inférieures de 40 % et surtout des niveaux de performance énergétique atteints très limités et très mal évalués. En ce qui concerne les bâtiments neufs, ils ne doivent pas dépasser 50 kWh/m²/an depuis 2012 (bâtiments basse consommation). Mais leur impact sur les émissions sera faible car ce sont souvent des surfaces ajoutées et le volume annuel réalisé n'est que d'environ 1 % du parc actuel.

La dimension du problème est considérable avec 34 millions de logements qui émettent en moyenne 240 kWh par m² et par an. Le chauffage fossile perdure encore dans 57 % du parc en 2014 (43 % gaz et 14 % fuel). Il faut ajouter de plus près d'un milliard de m² dans le tertiaire. Mais la règle technique qui s'impose aux constructions neuves depuis 2012 (RT 2012) a privilégié le gaz dans le bâti neuf, aux dépens d'un chauffage électrique performant (pompes à chaleur et cumulus électriques)³³, l'objectif étant de réduire la production d'électricité nucléaire.

- Le coût de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les logements sera considérable, environ 30 000 € par logement ancien (pour 18,6 millions construits avant 1975), pour réduire leur consommation de 50 % : soit un total d'environ 450 milliards € pour les 15 millions de logements les moins performants. C'est du long terme !
- L'utilisation de la biomasse chaleur pourrait être renforcée. Elle fournit aujourd'hui environ 5,6 % de notre énergie finale. Elle pourrait croître de 15 à 20 % en 10 ans mais sera en compétition avec les autres usages, dont les constructions bois³⁴. Ce ne sera possible que par une réorganisation drastique du secteur car il est très éclaté (3,3 millions de propriétaires pour 75 % de la forêt), donc peu rentable et faisant appel à des technologies vieillissantes. L'exploitation de la forêt est de plus bridée par une organisation « à la française » avec cinq ministères et dix interprofessions (source Cour des comptes).
- Le biogaz chaleur³⁵ a également un potentiel en France, mais est encore peu développé bien que la technologie soit mature. Il ne représente que 0,13 million de tep en 2015, soit 0,1 % de notre énergie finale. L'objectif est de le doubler d'ici 2023 et de le quadrupler en 2030. La difficulté provient d'une ressource limitée, de sa dispersion sur de vastes territoires et d'une proximité ou non d'un gazoduc pour injection dans les réseaux. Il en est résulté une dérive en Allemagne, la moitié de leur production (5 à 6 Mtep) étant issue de plantations

33. En 2013 le gaz représentait : collectif 72,6 %, individuel groupé 55 %, maisons 22 %.

34. Construire en bois est un moyen de stocker du carbone sans l'envoyer dans l'atmosphère sous forme de CO₂ en le brûlant !

35. Le biogaz électrique représente en 2015 2,44 TWh soit 0,45 % de notre électricité.

de maïs en complément des déchets agricoles³⁶ et urbains (l'Europe a décidé en 2017 de limiter à 30 % l'apport de plantes cultivées).

- La géothermie basse température est applicable au chauffage collectif dans des zones, comme la région parisienne, qui disposent de nappes à moyenne profondeur (autour de 1 000 m). Elle ne peut s'implanter que dans des ensembles disposant déjà d'un réseau de chaleur ou dans des opérations neuves. Son déploiement, intéressant en le couplant à des pompes à chaleur, sera très progressif. La géothermie pourrait doubler maïs à partir d'une contribution qui n'est aujourd'hui que de 0,13 % de notre énergie finale.

Globalement, l'effort de rénovation thermique de l'habitat ancien, coûteux, ne peut être que de long terme et ne pourra réussir que grâce à une reprofessionnalisation du secteur, source d'emplois, mais qui sera longue à mettre en œuvre car dépendante de formations à moyen terme. Les renouvelables thermiques représentent une solution élégante à la décarbonation mais il ne faut pas se leurrer, les ressources, qu'il s'agisse de biogaz ou de biomasse solide, sont limitées et en compétition avec d'autres secteurs.

Il faudra réviser en urgence la RT 2012 en établissant une contrainte d'émission de CO₂ par m² et par an et non en énergie primaire.

Il faut commencer par les rénovations les plus rentables, largement étudiées par l'Union française de l'électricité : remplacement du chauffage fuel, puis du chauffage gaz (substitution par l'électricité en périodes creuses), isolation des combles, installation de pompes à chaleur électriques et chauffe-eau solaires par exemple.

Globalement, en opposition avec les objectifs de la LTECV, il faudrait remettre l'électricité au premier rang, avec des solutions performantes déjà prouvées, une domotique adaptée aux productions s'appuyant sur les compteurs intelligents.

La production d'énergies renouvelables thermiques devrait être préférentiellement développée car plus efficace que les EnR électriques.

Le biogaz apporte aux agriculteurs un complément de ressources.

Le solaire thermique ne nécessite pas de réseau et est complémentaire du chauffage électrique.

36. Le lisier issu des porcheries est de plus inapte à fournir efficacement du méthane, d'où un ajout de maïs.

4.3.1.3 La décarbonation des transports

Les deux moyens les plus évidents sont l'électrification des véhicules et l'utilisation de biocarburants³⁷.

Depuis 2006, l'effort a porté préférentiellement sur les seconds avec un résultat très mitigé. En effet les biocarburants de première génération (essence et diesel), développés à marche forcée de 2006 à 2010 suite au Grenelle de l'environnement, se révèlent très consommateurs de terres arables³⁸ et ont une efficacité CO₂ modeste pour un prix élevé.

En 2015, leur production était de 3 millions de tep, soit 1,8 % de notre énergie finale et 5,8 % des carburants. Les subventions attribuées représentaient déjà 3 milliards € par an et l'efficacité CO₂ étant faible³⁹, le programme a dû être très ralenti. L'Europe limite désormais leur pénétration à 6 % de la consommation de carburants, niveau déjà atteint en France. On constate ici l'inconvénient d'une politique très volontariste de développement d'une source d'énergie mal évaluée au départ.

En ce qui concerne les carburants de seconde génération, ils sont encore au stade de développement et se révèlent complexes en raison de la multiplicité des coupes chimiques dans la distillation et du prix d'une étape supplémentaire dans le process. Aucun pilote technologique complet ne fonctionnerait encore. La Programmation pluriannuelle de l'énergie ne prévoit qu'une production supplémentaire de 10 % en 2023, soit 0,3 million de tep sous réserve d'une levée de ces difficultés.

La généralisation de véhicules roulant avec des piles à combustible alimentées par de l'hydrogène n'est pas envisageable massivement à court terme et devra prouver sa compétitivité toutes externalités incluses, étant donné son faible rendement global⁴⁰. Elle devra aussi reposer sur une électricité réellement décarbonée.

4.3.1.4 L'apport global des énergies renouvelables

En examinant l'ensemble de celles-ci, on ne peut que constater une contribution qui restera limitée d'ici 2023.

Le respect des objectifs de la LTECV, déjà ambitieux, conduirait à une contribution à l'énergie finale des EnR thermiques qui augmenterait de 19 %, avec un apport supplémentaire de 3 Mtep. Ils sont à soutenir raisonnablement car généralement

37. Nous ne traiterons pas ici des évolutions sociologiques, autopartage, travail à domicile, développement des transports en commun.

38. Environ l'équivalent de 3 tep par hectare pour la betterave et de 0,9 tep par hectare pour le colza : il faut donc environ 1/3 d'hectare pour une voiture à essence faisant 20 000 km/an et 1 ha pour une voiture diesel (pour des biocarburants à 100 %).

39. Le gain réel d'émissions de CO₂ par rapport à l'essence est d'environ 41 % pour la betterave et 15 % pour le blé (à proscrire !) et pour le diesel de 43 % pour le colza.

40. Rendement électrolyse 0,75 %, rendement PAC 50 %, soit rendement global 37 %. Si électrolyse à partir d'éolien + solaire avec une productivité de 20 %, le rendement global n'est plus que de 7,5 %.

assez efficaces, créateurs d'emplois nationaux (sauf pour l'éolien et le solaire), et représentent des compléments utiles de revenus pour les agriculteurs.

Tableau 4 Proportion des énergies renouvelables thermiques entre 2016 et 2023 (en Mtep absolus et en pourcentage de l'énergie finale).

Energies renouvelables thermiques (hors applications non énergétiques)	2016	2023
BIOMASSE SOLIDE dont déchets (renouvelables 1,1 et non renouvelables 1,2)	11,7	13,5
BIOGAZ	0,76	0,8
SOLAIRE THERMIQUE	0,11	0,34
BIOCARBURANTS	2,35	3,3
GEOthermie	0,24	0,45
Pompes à chaleur	2,18	3
TOTAL EnR Thermiques Mtep	17,3	21,4
Pourcentage énergie finale	(11,3 %)	(14 %)

4.4 Notre pays face à la LTECV dans le domaine électrique

Paradoxalement, le consommateur d'électricité ne voit pas la baisse des prix de marché de l'électricité sur sa facture ; au contraire, elle s'envole depuis quelques années. D'environ 130 €/MWh TTC il y a dix ans (tarif bleu 6 kVA), elle est aujourd'hui de 175 €/MWh, soit une augmentation de 35 % (quand l'indice des prix n'a progressé que de 15 % sur la même période). Ce prix se décompose en 36 % pour l'énergie, 29 % pour l'acheminement et 35 % de taxes constituées à plus d'un tiers par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE, couplée depuis le 1^{er} janvier 2016 avec la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, TICFE).

Les investissements dans les énergies intermittentes sont considérables : 1,2 à 1,5 milliard par GW pour l'éolien terrestre, 4 à 5 milliards par GW pour l'éolien marin (avec un coût d'exploitation très supérieur, du double au triple) et, selon le type d'installation de 1 à 4 milliards par GW pour le solaire. Doivent être pris en compte également le développement des réseaux et les moyens de secours en cas de pénurie de vent et d'ensoleillement (réserves de capacité ou stockage).

Entre 2004 et 2016, la CSPE a été multipliée par cinq, passant de 4,5 €/MWh à 22,5 €/MWh, soit huit milliards d'euros en 2017. À titre de comparaison, les dépenses de maintenance et d'exploitation (y compris d'achat de combustible) de tout le parc nucléaire français seront de l'ordre de six milliards d'euros par an sur la

période 2014-2030 selon la Cour des Comptes alors que le nucléaire fournit huit fois plus d'électricité que les énergies renouvelables et n'est pas subventionné par des tarifs d'achat.

Cette hausse passée de la CSPE est liée principalement aux tarifs d'achat éolien et photovoltaïque (pour plus de 5,6 milliards d'euros par an à partir de 2017). Cette augmentation n'a cependant pas permis d'absorber totalement les charges liées aux subventions des EnR : l'État a donc accumulé fin 2015 une dette de près de six milliards d'euros par an auprès d'EDF, qui fait désormais l'objet d'un échéancier de remboursement jusqu'en 2020. Si on peut espérer que, grâce à des gains de compétitivité, les nouveaux projets de solaire alourdiront moins la CSPE, ce ne sera probablement pas le cas de l'éolien⁴¹, et du coût de transport de l'électricité en raison des besoins de développement des réseaux HT pour les parcs importants ou MT et BT pour la distribution du solaire et de l'éolien diffus⁴².

D'ici 2023, la PPE adoptée en 2016 pourrait conduire à un doublement de ce soutien financier aux EnR (principalement pour le solaire et l'éolien offshore, très coûteux. En Allemagne, ce soutien aux EnR atteint près de 23 milliards d'euros par an en 2016 (voir en annexe la situation actuelle en Allemagne).

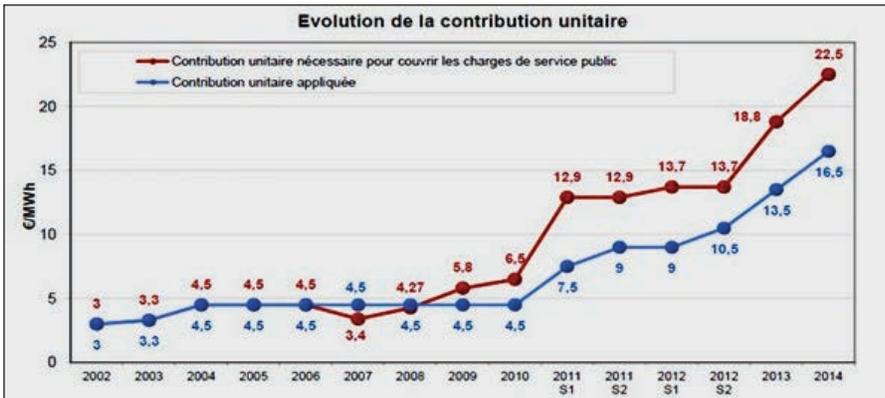


Figure 5 Évolution de la contribution unitaire de la CSPE en €/MWh telle qu'elle apparaît sur la facture EDF (courbe bleue) et telle qu'elle devrait être pour couvrir toutes les charges imposées à EDF.

41. Il faudra en effet payer pendant 20 ans un tarif de 220 €/MWh l'éolien marin (3 GW), soit 6 fois le prix du marché, et juste avant son départ, Madame Royal a réduit de 82 à 72 €/MWh le prix de l'éolien terrestre (pour moins de 6 MW) mais a porté de 15 à 20 ans l'application de ce prix.

42. Il faut prévoir environ un milliard par an pour chacun des deux réseaux, soit environ 14 milliards € d'ici 2023. L'essentiel des productions de l'éolien et du solaire est injecté dans le réseau ENEDIS (BT et MT), plus de la moitié devant être refoulée vers le réseau HT de RTE pour le distribuer à longue distance.

4.5 Conclusions

4.5.1 *Des objectifs contradictoires*

La LTECV repose ainsi sur une confusion des objectifs destinée à préserver, au moins en apparence, les engagements du Gouvernement, tout en s'efforçant de donner une image exemplaire de la France dans le cadre des COP. Alors que l'objectif essentiel est une réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau mondial, le Gouvernement français continue à mettre en avant le développement des énergies renouvelables (EnR) électrogènes et la réduction du nucléaire, sans gains en émissions de CO₂ et aux dépens d'autres priorités comme :

- la réduction de l'usage des combustibles fossiles dans les transports et les bâtiments ;
- l'utilisation d'une production nucléaire pourtant décarbonée et très compétitive.

L'Académie des sciences a d'ailleurs rapidement pointé cette confusion des objectifs en déclarant dans son avis sur la LTECV publié en janvier 2015 :

« Pour ce qui concerne l'énergie nucléaire, le passage à 50 % à l'échéance indiquée (2025) ne tient compte ni des objectifs affichés de la loi (réduction des émissions de CO₂), ni des facteurs techniques et économiques liés à cette réduction. Cette réduction ne pourrait se faire que si des moyens de stockage de l'électricité à grande échelle devenaient disponibles, évitant le risque de déstabilisation du réseau et le recours à des centrales thermiques de compensation génératrices de CO₂, pour suppléer les énergies renouvelables ».

4.5.2 *Des conséquences économiques lourdes et une fragilisation du système électrique*

Comme partout en Europe, la France a encouragé le développement des EnR, principalement l'éolien et le solaire, initialement à l'aide de mécanismes de tarifs de rachat à prix fixes garantis de l'électricité produite, pour de longues durées (15 à 25 ans). Ceci permet de soulager l'investisseur de la prise de risque et lui évite d'être soumis aux fluctuations des prix de marché.

Plus pernicieux encore, le système permet à des investisseurs sans ou avec peu de fonds propres d'emprunter à très bas taux sur les marchés financiers l'essentiel de l'investissement, et de bénéficier ainsi d'une rentabilité sur fonds propres excessive, voire scandaleuse, avec constitution de fortunes personnelles considérables sur le dos des consommateurs. Cet enrichissement a également donné un poids considérable au lobby des énergies renouvelables (Syndicat des énergies renouvelables par exemple).

Ce système a deux inconvénients majeurs : son coût, mais aussi le fait qu'il ne répond pas à une logique d'équilibre entre l'offre et la demande. On assiste donc à un effet d'éviction totale : seuls les investissements soutenus par des aides d'État, les EnR, ou imposés dans le cadre de tarifs, le transport de l'électricité, prospèrent.

Tous les autres ont été reportés ou annulés tandis que bon nombre d'actifs thermiques existants, principalement des centrales à gaz et à charbon, ont été fermés ou mis sous cocon sauf financement additif par un mécanisme de capacités.

Comme pour la réduction de la contribution de l'énergie nucléaire, l'Académie des sciences s'est clairement prononcée sur le sujet :

« Le développement des énergies renouvelables intermittentes éolienne et photovoltaïque devrait se faire à un rythme prudent, en tirant profit de l'expérience acquise dans d'autres pays, en anticipant les difficultés d'insertion de ces énergies dans le réseau et de leur effet sur le système électrique dans son ensemble, et en tenant compte de la nécessité de prévoir leur compensation lorsqu'elles ne sont pas disponibles, sans que cela conduise à une augmentation des émissions de CO₂ ou à des importations d'énergie électrique. Les énergies renouvelables non intermittentes dérivées de la biomasse représentent une filière prometteuse qu'il convient de soutenir par l'intensification de la recherche scientifique et technologique sur les méthodes et les procédés (physiques, chimiques, biologiques) de transformation de ces énergies en vecteurs utilisables (électricité, carburant, gaz) avec la meilleure efficacité énergétique et économique. »

Plus inquiétant encore est le déclin annoncé des capacités de production pilotables en Europe dans les prochaines années. Potentiellement :

- en France, arrêt des centrales à charbon d'ici 2024 ;
- en Allemagne, arrêt de 10,8 GW nucléaire et 21 GW de centrales à flamme d'ici 2022 ;
- sortie du nucléaire en Suisse et Belgique (dates imprécises) ;
- arrêt progressif des centrales AGR en Angleterre (2030 environ).

C'est toute la stabilité du réseau européen qui est menacée.

Les priorités de la LTECV sont contradictoires. Ayant donné priorité au développement des énergies renouvelables, les Gouvernements successifs, faute d'être en capacité de décarboner sérieusement les deux secteurs des transports et des bâtiments, ont attribué des conditions financières extrêmement avantageuses aux énergies électrogènes intermittentes (éolien et solaire en particulier). Les conséquences économiques sont supportées essentiellement par les familles et les PME par le biais de taxes déguisées en contribution. L'efficacité de l'ensemble reste faible vis-à-vis de l'enjeu climatique et un renversement des priorités s'impose :

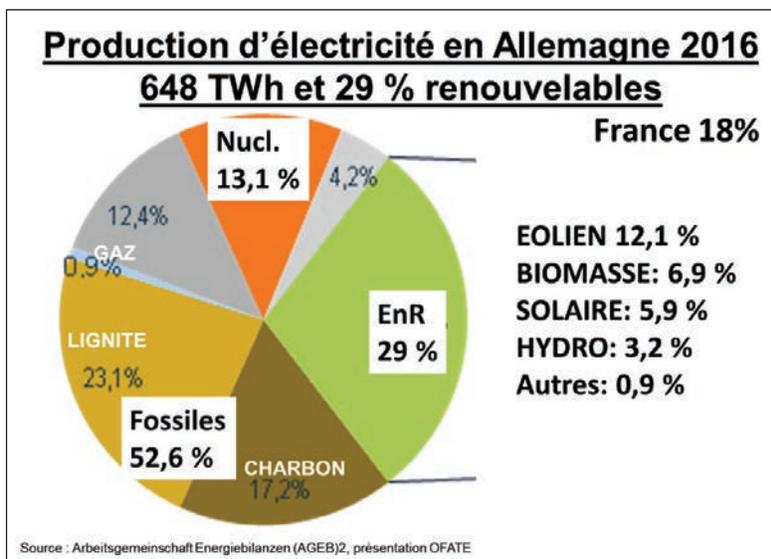
- *Priorité N° 1 à la réduction des GES à prix de CO₂ évité minimum en priorité dans les transports et les bâtiments. Les EnR seront utiles mais ne devraient être qu'un outil de cette stratégie au meilleur coût.*
- *Exploiter au mieux les énergies matures les plus économiques, y compris le nucléaire, en supprimant les 3 contraintes qui lui sont imposées par la LTECV : moins de 50 % de la production en 2025 (au lieu de 75 % actuellement), au maximum 63,5 GW de puissance installée nucléaire et arrêt de la centrale de Fessenheim (1,8 GW et 4,25 millions de t de CO₂ évitées par an).*

- Réviser en urgence la RT 2012 afin de fixer dans la construction des limites en quantité de CO₂ émis par m² et par an plutôt qu'en énergie primaire.
- Réduire le déficit de la balance commerciale en électrifiant le pays, en particulier dans les deux domaines du transport et du bâtiment tertiaire et domestique sans faire un appel massif à des technologies importées (solaire et éolien).

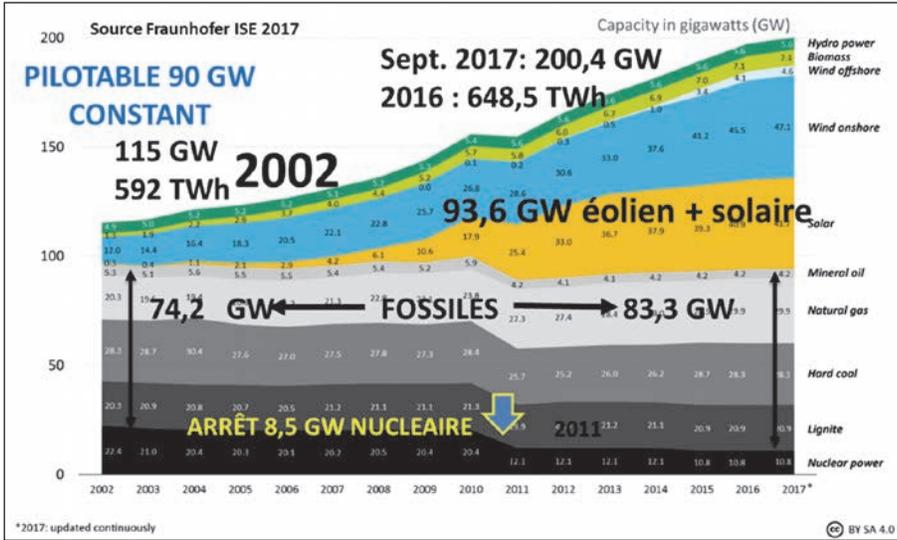
Une transition énergétique est nécessaire pour combattre le changement climatique mais la France, dont l'économie est fragile, doit le faire en cohérence avec ce que font les autres pays, en préservant d'une part sa compétitivité (utiliser ses atouts) et d'autre part son système social. Il faut s'interdire une amplification de la précarité énergétique, déjà constatée, et l'abandon de la péréquation (égalité de traitement des citoyens), encouragée par l'autoconsommation et la régionalisation.

ANNEXE : Le retour d'expérience de l'Allemagne

L'Allemagne s'est imposée comme le modèle d'une politique de transition énergétique. Une analyse scientifique, technique et environnementale de leurs réalisations passées ne confirme pas les performances promises. Leur production d'électricité se décline comme suit :



Si les énergies renouvelables représentent 29 % de leur production totale, la part générée par les énergies fossiles est encore de 52,6 %, dont 40,3 % avec charbon et lignite qui sont les émetteurs majeurs de gaz à effet de serre. Les énergies intermittentes, éolien et solaire, génèrent 117 TWh par an en 2016.



La puissance installée fossile a augmenté de 12 % depuis 2002 pour compenser l'arrêt de 8,5 GW de nucléaire en 2011. La seule puissance installée du solaire et de l'éolien est de 93,6 GW alors que la puissance appelée maximale en hiver est d'environ 80 GW seulement. On voit que 8 GW de nucléaire arrêtés en 2011 ont été remplacés par du lignite et du gaz.

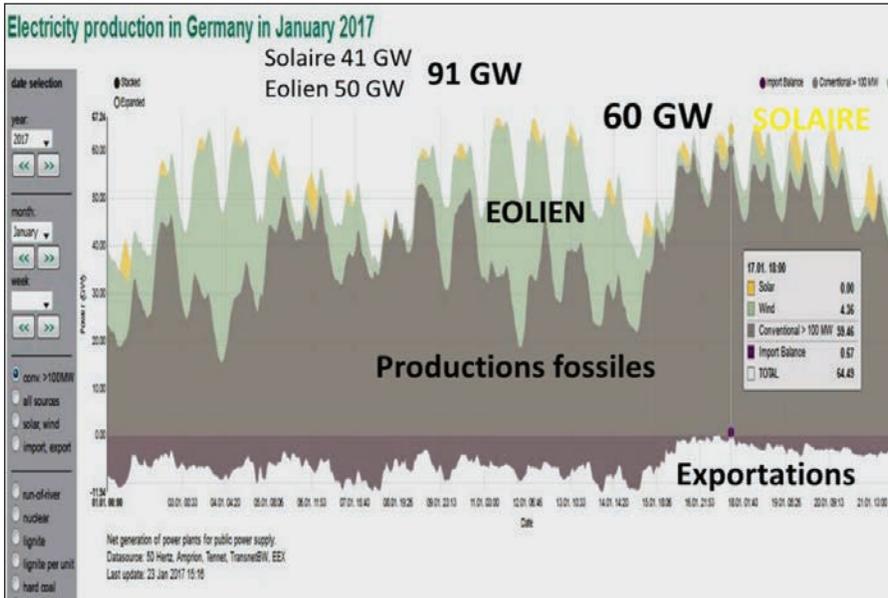
On constate un envol de la puissance installée, de 75 % en 15 ans, alors que la consommation n'a évolué que de 9,5 %. Ceci prouve que l'essentiel de la puissance intermittente s'ajoute au parc pilotable qui sert de socle au réseau, au prix d'investissements lourds. Le prix de l'énergie intermittente ne se compare pas au prix d'une énergie pilotable car, pour une large partie, il s'ajoute à ce dernier.

L'exportation d'électricité passe de 2002 à 2016 : de - 1,5 à + 55,5 TWh. L'équivalent de 47 % de la production intermittente est exporté.

Les exportations nettes se sont envolées parallèlement au développement de l'éolien et du solaire, ce qui montre que l'Allemagne n'a pas su mettre en place une gestion des centrales fossiles ayant la souplesse requise pour assurer la compensation de l'intermittence.

Quand il n'y pas de vent ni de soleil ce qui est plus fréquent qu'on ne croit, on a besoin de toute la puissance pilotable. Or l'Allemagne va arrêter 10,8 GW de nucléaire d'ici 2022 et va devenir importatrice quand il y aura peu d'intermittentes, en hiver. On voit apparaître, quand il y a trop de vent, une exportation massive avec des prix spot qui deviennent négatifs (on paye pour que l'électricité soit consommée). Les pays voisins doivent gérer des arrivées massives d'électricité imposées par l'Allemagne. Certains pays ont décidé de se protéger avec des déphaseurs qui

bloquent l'entrée d'électricité par les réseaux interconnectés (Tchéquie, Pologne et bientôt Belgique).



Or les Allemands vont arrêter 10,8 GW de nucléaire de plus de 2017 à 2022 et envisagent d'arrêter l'essentiel du parc charbon et lignite de 2019 à 2025 (en fonction des négociations en cours pour établir un programme de gouvernement). L'Allemagne va devenir importatrice quand il y aura peu d'intermittentes, en hiver. Celles-ci peuvent être extrêmement peu productives avec une puissance cumulée inférieure à 1 % de la puissance installée.

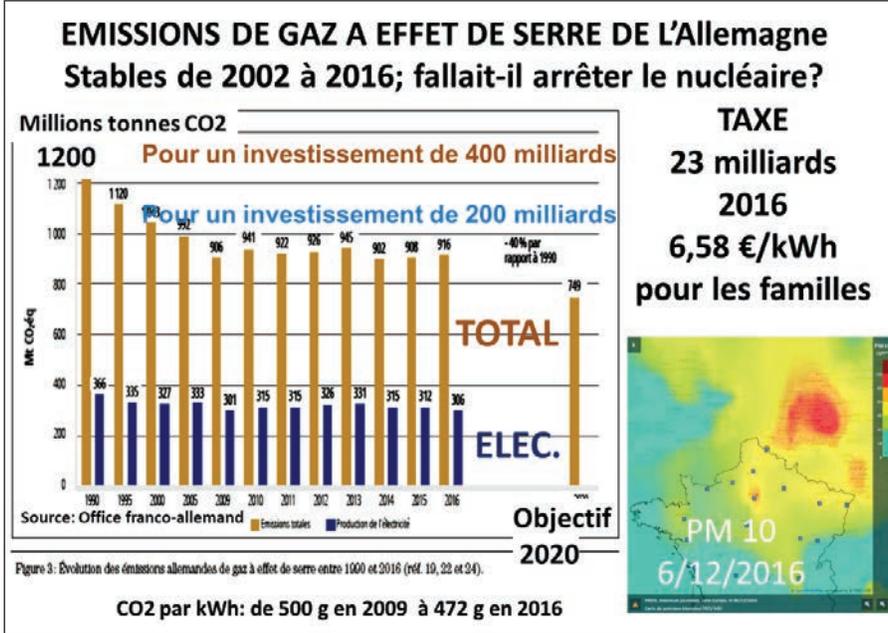
Elles sont de plus globalement inefficaces comme le montre le tableau ci-dessous, avec une productivité par GW installé par rapport au nucléaire, dans des conditions identiques (prioritaires sur le réseau), 4,7 fois inférieure pour l'éolien et 8 fois pour le solaire en moyenne sur l'année (avec un solaire quasi absent l'hiver).

SOURCE	PUISSANCE GW	Production TWh	Production par GW
EOLIEN	49,6	77,8	1,6
SOLAIRE	40,9	37,5	0,9
GAZ	29,9	46,4	1,6
CHARBON	28,3	99,4	3,5
LIGNITE	20,9	134,9	6,5
NUCLEAIRE	10,8	80,0	7,4
BIOMASSE	7,1	47,0	6,6
HYDRO	5,6	19,1	3,4
FUEL	4,2	1,0	0,2

On voit que le lignite, large émetteur de GES, est également prioritaire, en hiver en particulier, même quand il y a du vent, car c'est un moyen de production national, sans grande souplesse, et ce sont des machines thermiques de taille considérable. Le suréquipement a eu pour conséquence l'envolée des exportations de l'Allemagne, sans que cette situation ait été discutée avec ses voisins au préalable.

La conséquence de ces investissements, 200 milliards d'euros pour le seul domaine électrogène, est nulle en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre depuis 2009. De plus, comme en France, les investissements consentis sur les autres domaines (de 200 à 300 milliards d'euros selon les sources) se révèlent tout aussi peu efficaces.

On peut prévoir dans les cinq prochaines années l'impact négatif de l'arrêt de 10,8 GW de nucléaire (d'ici 2022), que l'électricité solaire et éolienne ne pourra compenser totalement. C'est tout l'Energiewende qui court à l'échec.



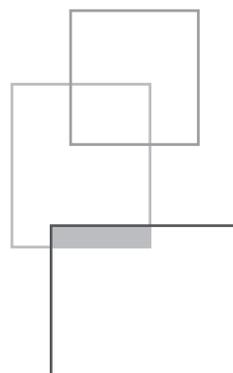
	Énages de taille	Industries de taille
Danemark	0,3088	0,0602
Allemagne	0,2969	0,0788
Estonie	0,1208	0,0737
Irlande	0,2306	0,1198
Grèce	0,1760	0,0923
Espagne	0,2185	0,1051
France	0,1685	0,0714
Croatie	0,1311	0,0851

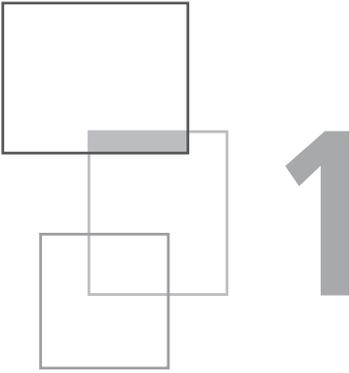
Prix comparés de l'électricité (en euros/kWh) en Europe en 2016

Les taxes résultant du soutien aux énergies renouvelables sont en 2016 de 23 milliards d'euros (EEG), représentent depuis l'origine 150 milliards d'euros, et pourraient atteindre un total de 520 milliards d'euros en 2025.

Partie 2

**Les impacts des sources
d'énergie sur l'environnement,
la santé, l'économie
et la société**





Impact sur l'environnement des différentes sources d'énergie

1.1 Éléments de cadrage

Dans l'acceptation la plus large possible du terme « environnement », on peut définir celui-ci comme l'ensemble des éléments naturels et artificiels qui nous entourent. Toute forme de production d'énergie a alors un impact plus ou moins direct sur certaines composantes de cet environnement, lesquelles peuvent être regroupées dans les catégories suivantes :

- la biosphère en général : ressources naturelles biotiques (faune, flore incluant les forêts) et abiotiques (air, eau, sol), ce qui inclut donc les ressources naturelles exploitables (sources d'énergie fossiles, métaux, terres rares...)
- la géosphère, notamment le climat avec ses effets possibles sur les événements climatiques extrêmes, le volume des glaces ou encore le niveau des mers ;
- les êtres humains eux-mêmes : nuisances sonores, visuelles ou olfactives (en sachant que les effets sur la santé font l'objet d'un autre chapitre), préjudices causés par l'occupation de terrains par les installations de production d'énergie du fait qu'ils ne peuvent plus être utilisés pour d'autres usages ;
- les paysages, via les transformations significatives du relief ou d'autres éléments qui caractérisent ces paysages ;

- le patrimoine humain susceptible d'être affecté par un effet quelconque lié à la production d'énergie : héritage architectural (ruines anciennes, monuments historiques), et d'une façon plus générale toute construction humaine.

Pour analyser complètement les impacts sur l'environnement du processus de production d'énergie, il faut par ailleurs inclure tous les éléments du « cycle de vie » de ce processus. On peut à ce titre distinguer les phases suivantes :

- **ressources naturelles** utilisées pour cette production (si nécessaire), essentiellement lors des opérations d'extraction et de purification des matières sur les sites ;
- **transport** des matières énergétiques et des autres matériaux ainsi que leur éventuelle **conversion** (si nécessaire) ;
- **construction des installations de production**, notamment celles qui concernent l'élaboration des matériaux servant à cette construction tels que le béton, le fer, les matières plastiques ou encore les terres rares ;
- **production** d'énergie elle-même et sa **distribution** (électricité, chaleur...) ;
- **démantèlement** des installations de production et des infrastructures associées ;
- **gestion des déchets** éventuels tout au long du cycle de vie du système de production d'énergie, donc notamment ceux issus de la production d'énergie elle-même (cendres, aérosols, combustibles usés des centrales nucléaires⁴³) mais aussi les résidus miniers ou encore ceux qui sont produits lors de la phase de démantèlement.

Une telle analyse suppose de bien DÉLIMITER le système auquel on s'intéresse, ce qui ne se fait pas forcément de façon univoque selon les auteurs des analyses. À cet égard, une des questions qui se posent est de savoir s'il faut prendre en compte les infrastructures ayant été utilisées pour la fabrication de ces matériaux servant à la production de l'énergie.

Une autre interrogation est celle de la prise en compte des bénéfices environnementaux éventuels apportés par des opérations de recyclage de certains matériaux (bénéfices qu'il faut alors soustraire des impacts négatifs de la filière de production énergétique considérée). Il faut noter également que les résultats issus des évaluations fines de l'impact environnemental pour un système de production d'énergie donné peuvent différer selon le contexte précis dans lequel opère ce système, notamment en fonction :

- de l'origine des matières premières, par exemple type de minerai et procédé de traitement sur les sites miniers ;
- de leur acheminement vers le lieu d'utilisation : distance à parcourir et type de transport ;

43. En fait, une petite partie seulement des combustibles usés, environ 5 %, sont des déchets ultimes. Le reste est constitué de matières valorisables : 94 % d'uranium et 1 % de plutonium environ. Dans certains pays comme en France, ces matières sont extraites des combustibles usés (opération dite de « retraitement ») et en partie recyclées dans les réacteurs nucléaires pour produire de l'énergie ou bien stockées en vue d'une utilisation ultérieure.

- du type de procédé mis en œuvre pour la production d'énergie. Les variétés sont ici multiples. Citons simplement par exemple, et pour la production d'électricité ou éventuellement de chaleur (cogénération), les différents types de barrages hydrauliques (poids, remblais, béton, à aiguilles...), de réacteurs nucléaires (qui diffèrent par leur rendement électrique global ou par leur consommation unitaire d'uranium), de centrales à charbon (lignite, charbon pulvérisé, lit fluidisé permettant par exemple de réduire beaucoup le rejet dans l'atmosphère d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre), de centrales solaires (thermiques ou photovoltaïques), de centrales à turbine à combustion (à cycle simple ou combiné), de centrales à biomasse (les combustibles sont d'origine très variée), etc.
- des options de gestion des déchets et de stratégie de démantèlement.

La quantification même des impacts environnementaux n'est pas non plus unique. Ainsi, certaines évaluations considèrent uniquement les effets découlant directement des activités étudiées (méthode dite « Midpoint ») alors que d'autres préfèrent regrouper les impacts en fonction des conséquences, aussi loin que possible dans la chaîne de cause à effet, des impacts environnementaux (méthode dite « Endpoint »).

Ces considérations montrent que l'évaluation précise et exhaustive de l'impact sur l'environnement de la production d'énergie est loin d'être simple, d'autant plus qu'elle dépend de nombreux facteurs régionaux voire même nationaux qui peuvent influencer significativement les résultats finaux, lesquels sont également tributaires des hypothèses faites sur divers facteurs ou paramètres qui caractérisent le processus de production de l'énergie. Dans le cadre de ce document, on se limitera donc à analyser les effets directs sur l'environnement des principaux systèmes de production d'électricité. On présentera ensuite une synthèse des résultats issus d'études détaillées sur le cycle de vie des différentes filières de production d'énergie puis on analysera les performances globales de chaque filière.

1.2 Impacts spécifiques de différents moyens de production d'énergie électrique : phase de construction et exploitation des installations de production

Un des paramètres communs à toute installation de production d'énergie est celui de la surface occupée au sol (et donc rendue inutilisable pour d'autres besoins) rapportée à la quantité d'énergie produite par l'installation. Le tableau 1 ci-après résume les résultats obtenus pour les principales sources d'énergie électrique et il indique les hypothèses que nous avons faites pour ces calculs.

On constate immédiatement que l'énergie la moins « gourmande » en termes de surface occupée est, de loin, le nucléaire, ce qui n'est pas surprenant quand on sait l'énorme concentration d'énergie qui peut être atteinte dans un réacteur nucléaire.

Les centrales au charbon restent néanmoins assez bien placées pour ce critère avec seulement 6 à 7 fois plus de surface occupée que le nucléaire en moyenne. Par contre, les énergies dites « renouvelables » (éolien, solaire, hydraulique) mobilisent des étendues de terrain considérables si elles sont déployées de façon massive (des centaines voire des milliers de fois celles du nucléaire). Soulignons que les chiffres indiqués dans le tableau sont bien des moyennes et peuvent, dans certains cas, masquer les écarts très importants entre différentes installations pour une même source d'énergie renouvelable. C'est le cas de l'hydraulique notamment pour lequel le rapport surface occupée/énergie délivrée varie d'un facteur de 1 à 20 en fonction du contexte géographique, du débit des cours d'eau et des hauteurs de chute.

Tableau 1 Surface au sol (en hectares, ha) occupée par les installations de production d'électricité par différents types d'énergie, ramenée à la production moyenne réelle annuelle (en térawatts heure, TWh)

		ha / TWh	Base d'évaluation et remarques
Charbon, fioul, gaz (voir note)	Surface de l'ensemble du site	50	France : statistique réalisée sur 7 sites de centrales à charbon (dont 5 ont été définitivement arrêtées) totalisant une puissance installée de 5400 MW.
Eolien terrestre	Perte de terrains agricoles	40	Source : parc éolien « Les sources du Mistral » - 9 éoliennes de 2 MW - Surface totale artificialisée (y compris nouveaux chemins accès) : 1,5045 ha - Production annuelle moyenne : 40 GWh (en supposant un taux de production à pleine puissance de 25 % dans l'année).
	Zones rendues inhabitables	14000	Hypothèses : parc de quelques dizaines d'éoliennes de 2 MW, en configuration alignées, distantes au minimum de 300 m avec zone d'exclusion d'habitation de 500 m d'une éolienne. Taux de production à pleine puissance de 25 % dans l'année.
Hydraulique (barrages)	Lacs de retenue France	5000	La France possède 96 « centrales hydroélectriques de lac » totalisant une production annuelle de l'ordre de 17 TWh par an. Le chiffre indiqué ici correspond à 15 barrages sélectionnés parmi les plus puissants et totalisant une production annuelle d'environ la moitié de cette production totale.
	Lacs de retenue monde	8000	Le chiffre est basé sur une sélection de 15 des plus grands barrages de lac au monde, totalisant une puissance de 100 GW et une production de 484 TWh.
Nucléaire	Surface de l'ensemble du site	8	Calcul réalisé sur l'ensemble du parc nucléaire français en 2017, comprenant 19 sites d'une surface totale de 3524 ha, et abritant 56 tranches nucléaires totalisant une puissance de 63 GW. Hypothèse d'un taux de production à pleine puissance de 75 % dans l'année.
Photovoltaïque	Champs de panneaux au sol	1600	Moyenne réalisée par un calcul portant sur 53 centrales solaires photovoltaïques parmi les plus puissantes dans le monde.

Note : Le calcul a été fait pour les centrales au charbon, mais les centrales au fioul ou au gaz sont supposées occuper la même surface (d'ailleurs, les mêmes installations sont parfois transformées pour passer d'un combustible fossile à l'autre)

Voyons maintenant les autres impacts spécifiques à chaque mode de production d'énergie électrique. On va s'intéresser d'abord aux effets induits par la **production d'énergie** elle-même, en y incluant ceux qui concernent l'approvisionnement en combustible pour le charbon et le nucléaire (mines de charbon et d'uranium) ainsi que la gestion des déchets (cendres de charbon, déchets nucléaires). Tout ce qui concerne le « cycle de vie » des différents modes de production d'énergie sera traité au troisième point de ce chapitre.

1.2.1 **Charbon (et autres énergies fossiles : gaz et fioul)**

Les centrales utilisant les combustibles fossiles pour produire de l'électricité, et surtout celles qui utilisent le **charbon** (terme dans lequel on englobe ici le lignite⁴⁴), sont sans aucun doute les installations **les plus polluantes** parmi toutes les installations de production d'électricité, même si les plus récentes ont permis de réduire assez nettement ces nuisances, notamment par le captage des suies, le piégeage des oxydes de soufre et, plus récemment, par l'élimination partielle des oxydes d'azote (produits que l'on retrouve cependant dans les résidus solides générés par ces centrales : nous y revenons ci-après).

Le **principal constituant** de ces rejets reste cependant le **dioxyde de carbone ou CO₂** qui est issu de la combustion de matières essentiellement carbonées que sont les combustibles fossiles. Ainsi, la combustion du charbon pour générer de l'électricité a produit à elle seule près de 30 % du total des émissions mondiales de CO₂ en 2016, lesquelles se sont élevées à 36 milliards de tonnes (c'est environ 7 % pour le gaz et 4 % pour le fioul)⁴⁵. Cela correspond à environ **30 millions de tonnes par jour** rien que pour le charbon ! Est-il besoin de rappeler que ces émissions massives de CO₂ contribuent notamment à « l'effet de serre » (sur lequel nous reviendrons dans cet ouvrage). À ce titre, elles constituent l'une des préoccupations majeures de la lutte pour la sauvegarde de notre environnement du fait de ses conséquences sur l'évolution du climat de la planète. L'un des axes de cette lutte est d'accroître l'efficacité des centrales en utilisant des technologies de production avancées. Un autre axe est l'étude de procédés de **capture puis de stockage du CO₂**.

Outre ces émissions de CO₂ et celles d'oxydes de soufre et d'azote déjà signalées, les rejets de centrales à combustible fossile contiennent du méthane qui est un puissant gaz à effet de serre ainsi que des composés organiques volatils et de l'ozone, dont certains ont un caractère toxique. À cet égard, citons l'Agence de protection de l'environnement américaine (EPA), qui estime que l'on retrouve dans les masses d'air des États-Unis, du seul fait de ces installations, 28 % du nickel, 62 % de l'arsenic,

44. Globalement, la consommation de charbon pour la production d'énergie se répartit entre 85 % d'anthracite ou houille (*black coal*) et 15 % de lignite.

45. Estimations faites à partir des chiffres figurant dans le mémento sur l'énergie du CEA, édition 2016, page 35 (pour les productions) et page 70 (pour les taux d'émission de CO₂ des différents combustibles fossiles).

13 % des NO_x, 77 % des acides, 60 % des aérosols acidifiant à base de SO₂, 50 % du mercure et de 22 % du chrome.

Les rejets atmosphériques par les cheminées des centrales à charbon contiennent également des **produits radioactifs naturels** qui sont initialement présents dans le charbon lui-même en quantités extrêmement variables selon les gisements de charbon (les teneurs peuvent varier jusqu'à quatre ordres de grandeur !). Ce sont principalement le **thorium 232 (Th232)**, radionucléide primordial de période 14 milliards d'années et **l'uranium (U)**, avec ses deux isotopes, U238 et U235, radionucléides primordiaux de période respective de 4,47 milliards d'années (99,3 % de l'uranium naturel) et 704 millions d'années (0,7 % de l'uranium naturel). S'y ajoutent certains de leurs descendants tels que le radon (essentiellement son isotope 222, de période 3,824 jours, descendant de l'U238) et le polonium 210 (de période 138 jours, également descendant de l'U238, particulièrement toxique⁴⁶).

On trouve enfin dans le charbon du potassium 40, qui est un autre radionucléide primordial de période de 1,28 milliard d'années. Pour fixer les idées sur les quantités ainsi relâchées dans l'atmosphère par les centrales électriques à charbon, on peut se baser sur les masses totales d'U et de Th232 contenues dans le charbon initial et estimer ensuite la part rejetée dans l'atmosphère. Ainsi, en prenant une consommation mondiale annuelle de charbon de l'ordre de 4,5 milliards de tonnes pour la seule production d'électricité et une concentration moyenne d'uranium et de thorium de quelques ppm dans le charbon avec un taux de rejet dans l'atmosphère de seulement 1 %, on peut estimer que les **quantités mondiales d'uranium et de thorium** rejetées annuellement dans l'atmosphère par les centrales à charbon se chiffrent au minimum en **centaines de tonnes**. C'est là une nuisance beaucoup moins connue du public et qui est pratiquement ignorée par les médias.

Précisons que la nocivité associée à ces rejets de substances radioactives reste malgré tout négligeable, comme l'est d'ailleurs la nocivité des rejets radioactifs des centrales nucléaires en fonctionnement normal qui est encore bien moindre. À cet égard, une comparaison chiffrée peut être obtenue en se référant aux rapports publiés par l'UNSCEAR (*United Nation Scientific Committee on the effect of Atomic Radiations*).

Dans sa dernière édition⁴⁷, on trouve une valeur de dose collective du public (impact radiologique, IR) intégrée sur 100 ans de 840 H.Sv (homme sievert), **due aux seuls rejets atmosphériques** des centrales à charbon en fonctionnement en 2010 en excluant les impacts liés au thorium⁴⁸. Si l'on y ajoute l'IR des rejets liés aux stockages de cendres (sujet dont on reparle ci-après), soit 235 H.Sv (IR lié essentiellement au radon), l'IR global s'élève à 1 075 H.Sv. Ce même calcul d'IR effectué pour les rejets atmosphériques des centrales nucléaires indique une valeur

46. La radiotoxicité du polonium 210 est de 0,51 µSv/Bq quand il est ingéré, et 2,5 µSv/Bq quand il est inhalé. Ce sont des valeurs comparables à celles du plutonium tant redouté ! Le Po210 émet essentiellement des particules alpha et il est donc difficilement détectable. Il est connu pour avoir été utilisé afin d'assassiner l'espion dissident russe Alexandre Litvinenko en 2006...

47. Tableau 29, page 191.

48. Paragraphe 105 de la page 186.

de 33,5 H.Sv⁴⁹, soit plus de 30 fois moins. Il faut néanmoins ramener ces chiffres à la production réelle par type d'énergie qui, en 2010, était de 314,4 GW par an pour le nucléaire et 991,6 GW par an pour le charbon. Le rapport par unité d'énergie produite est alors ramené à 10.

En amont de la production elle-même, les impacts environnementaux liés à l'extraction du charbon sont parfois très importants, notamment ceux liés au lignite dont les mines sont à souvent à ciel ouvert. C'est par exemple le cas en Allemagne où de vastes étendues de terrains sont littéralement dévastées : il faut tout raser sur la zone convoitée (champs, forêts, exploitations agricoles ou même villages). Ainsi, les 3 mines du bassin minier rhénan occupent à elles seules une surface grande comme la ville de Paris (environ 10 000 ha) et l'ouverture d'une nouvelle mine en 2013 a conduit au déplacement de 6 000 habitants et à la disparition complète de douze villages (dont Immerath, avec son église et son cimetière).

Un autre impact environnemental des centrales à charbon, rarement évoqué également, est celui qui est lié aux énormes quantités de **cendres de charbon** entreposées en plein air sur les sites où sont implantées les centrales. Précisons ici que le terme « cendres » recouvre l'ensemble de tous les résidus de ces centrales, parfois désignés sous le sigle anglais CCP (pour *Coal Combustion Product*), qui incluent les cendres volantes récupérées, les cendres solides ou résiduelles (cendres de foyer), les scories de chaudières, les sous-produits des divers traitements de gaz. Il est bien difficile de chiffrer ces quantités au niveau mondial, puisqu'il faut cumuler la production électrique à partir de charbon depuis l'origine⁵⁰ puis estimer la fraction moyenne de cendres issues de la combustion (très variable dans le temps et selon les performances des installations) et enfin connaître la part des cendres qui a été « valorisée » et qui a donc été éliminée des dépôts⁵¹. Pour fixer les idées sur les stocks réels de cendres dans le monde, on peut néanmoins retenir ici le chiffre présenté dans une récente communication du CEA⁵², qui l'évalue à **21 milliards de tonnes**. On peut également citer le chiffre concernant la « production » mondiale annuelle qui a été de 780 millions de tonnes en 2010⁵³.

Pour ce qui concerne les pollutions radioactives engendrées par ces dépôts de cendres, rappelons que l'impact global au niveau mondial a été estimé à 235 H.Sv par l'UNSCEAR (voir paragraphe précédent). Pour ce qui concerne les autres pollutions, d'origine chimique, il n'existe pas de telles évaluations au niveau mondial. Par contre, à titre d'exemple, on peut se référer aux études de l'EPA sur le sujet.

49. Tableau de la page 166.

50. La première centrale électrique au charbon, mise au point par Thomas Edison, est entrée en service à New York en 1882 !

51. Cette valorisation (essentiellement pour la fabrication de ciments ou pour servir de remblais ou couches de forme) a été initiée au début des années 1950, et elle est mise en œuvre de façon très diverse selon les pratiques et les réglementations en vigueur dans les différents pays.

52. "Uranium from coal ash: resource assessment and outlook on production capacities" – International Symposium on uranium – AIEA – 23-27 June 2014.

53. "Coal combustion products: a global perspective" – Craig Heidrich – World of coal ash conference (WOCA), April 2013.

Dans un rapport publié en 2000, l'EPA recensait environ 600 dépôts aux États-Unis et dans une étude de risque très détaillée publiée en 2007 (« *Human and assessment of coal combustion waste* »), elle montrait que la composante principale de risque de cancer pour le public provenait de l'arsenic propagé dans les eaux. Dans un autre rapport publié presque simultanément, des pollutions aquatiques significatives ont été prouvées pour 24 sites tandis que 43 autres ont été considérés comme potentiellement polluants (étude portant sur un total de 85 sites considérés comme pouvant présenter des dangers pour l'environnement). On imagine donc bien qu'au niveau mondial où le nombre de dépôts de cendres se compte en milliers, il existe très certainement des pollutions chimiques significatives, d'autant qu'une très grande part de ces dépôts se situe dans des pays qui n'ont pas forcément les mêmes exigences que les États-Unis en matière de protection de l'environnement.

Pour ce qui concerne la France, on dispose d'un rapport publié en 2009 par l'association Robin des bois qui traite spécifiquement de ce sujet⁵⁴. Il relate les études qu'elle a réalisées à la suite d'une requête de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) datant de décembre 2007. En effet, ces dépôts de cendres renferment entre autres des produits radioactifs évoqués plus haut, dont la concentration a été rehaussée par le processus de combustion. Ils renferment aussi des traces de contaminants toxiques tels que la dioxine par exemple, ainsi que des traces de nombreux métaux, dont des métaux lourds (mercure ou plomb par exemple), et des sulfates et des chlorures. Il est indiqué dans ce rapport que certains de ces dépôts peuvent être soumis à des phénomènes d'érosion, de ravinement ou encore d'éboulements ainsi qu'à des ruptures de confinement. D'où la nécessité d'une surveillance régulière de la plupart de ces dépôts (le rapport en dénombre 46) qui reçoivent parfois d'autres déchets ou des terrils miniers. Nous renvoyons le lecteur à ce rapport pour un examen détaillé des effets sur l'environnement de ces dépôts.

On notera simplement ici que cet examen fait apparaître des situations très contrastées sur tous les plans : encadrement réglementaire (parfois totalement absent), gestion des parcs de stockage (remodelage ou stabilisation des tas si nécessaire, collecte éventuelle des eaux de ruissellement), protection contre les nuisances éventuelles comme les envols de cendres possibles sur certains sites (couvertures, arrosage, revégétalisation), servitudes (aucune dans quelques cas, très laxistes dans d'autres), surveillance de l'environnement (souvent inexistante ou très légère). Sur ce dernier point, on constate que dans les rares cas où des mesures sont réalisées à partir de prélèvements d'échantillons dans les sols et les eaux souterraines, une pollution est détectée presque systématiquement et les concentrations de certains éléments franchissent les seuils admissibles.

À toutes ces conséquences environnementales liées directement à la production d'électricité par le charbon, il convient de signaler les nuisances et effets nocifs sur

54. Un autre rapport a été publié en 2005 par la même association, mais les cendres de charbon ne sont qu'un des sujets traités dans ce rapport qui est consacré plus généralement à toutes les sources de radioactivité naturelle « technologiquement renforcée » (connues sous le sigle anglais TENORM, pour *Technological Enhanced Naturally Occurring Radioactive Material*).

la santé qui résultent des opérations d'extraction de ces combustibles, notamment celles qui sont liées au charbon (sans parler des risques accidentels très importants⁵⁵). Il faut également mentionner les risques et pollutions multiples liés à l'acheminement des combustibles fossiles depuis leur lieu de production jusqu'à leur lieu d'utilisation. Pour plus de détails sur ces sujets, on pourra par exemple consulter le document de l'INERIS⁵⁶.

Pour conclure en un mot sur le charbon et sa nocivité en matière d'environnement, est-il besoin de dire que cette forme de production d'énergie se situe très largement en tête de toutes les autres sources principales d'énergies que nous allons examiner maintenant.

1.2.2 Éolien

Comparé à d'autres formes de production d'énergie, l'éolien se place assez favorablement sur le plan environnemental. Toutefois, l'énergie éolienne n'est pas exempte de nuisances diverses qui sont généralement bien répertoriées et analysées dans les « études d'impact » réglementairement associées aux projets d'implantation de parcs d'éoliennes en France. À titre d'exemple, on peut signaler la plus récente de ces études concernant le projet de Luce (département de la Somme) comprenant 12 éoliennes de 3 MW. Le rapport publié en juillet 2017 fournit notamment une synthèse des « sensibilités environnementales » du projet (page 65) dans laquelle sont distingués 3 niveaux : faible, moyen et fort pour 15 « items » répartis dans 4 catégories ou « milieux » : physique, naturel, paysager et patrimonial, humain. Aucun impact « fort » n'est identifié dans cette liste mais 4 impacts sont qualifiés de « moyens » : hydrogéologie (nappes souterraines), écologie du site (notamment zones boisées voisines), contexte paysager et patrimonial, loisirs et tourisme.

Signalons par ailleurs que sur le plan purement sanitaire⁵⁷, l'impact des éoliennes a fait l'objet d'une analyse spécifique et d'un rapport de l'Académie nationale de médecine publié en mai 2017. Nous reprenons simplement ici une phrase des conclusions qui résume bien les résultats de cette étude : « *Si l'éolien terrestre ne semble pas induire directement des pathologies organiques, il affecte au travers de ses nuisances sonores et surtout visuelles la qualité de vie d'une partie des riverains et donc leur « état de complet bien-être physique, mental et social, lequel définit aujourd'hui le concept de santé ».*

55. C'est particulièrement le cas en Chine où, depuis très longtemps, les morts directes liées à l'extraction du charbon se comptent en milliers par an. Un chiffre officiel (très certainement minoré) publié en 2014 recensait par exemple 1 094 morts sur l'année 2013.

56. Guy Landrieu : « Les impacts des énergies fossiles sur l'environnement ». Entretiens de la Villette. « L'énergie : un concept des usages des enjeux », mars 1994, Paris, France. INERIS-00971900.

57. Les impacts sanitaires des différentes sources d'énergies font l'objet du chapitre 2, Partie 2.

À propos de ces nuisances visuelles, soulignons ici les propos particulièrement sévères que l'on trouve dans le texte du rapport : la « pollution visuelle » (qualifiée également de « défiguration du paysage ») qu'occasionnent les fermes éoliennes avec pour corollaire la dépréciation immobilière des habitations proches génère des sentiments de contrariété, d'irritation, de stress, de révolte avec toutes les conséquences psychosomatiques qui en résultent. Et les impressionnantes perspectives de développement de l'éolien terrestre (l'installation d'environ 500 nouvelles éoliennes dont la hauteur devrait atteindre 200 mètres ou plus est prévue pour les cinq ans à venir !) ne pourront qu'amplifier des sentiments en voie d'être partagés par une proportion croissante de la population française.

1.2.3 *Hydraulique (cas des grands barrages)*

D'une façon générale, l'implantation de grands barrages entraîne des modifications significatives de l'environnement local au sens large : inondation de grands espaces terrestres (terrains agricoles, forêts, zones d'habitation, etc.), changements parfois importants de la faune et de la flore, fragmentation des écosystèmes, bioaccumulation de métaux lourds (mercure en particulier) dans certains cas, phénomènes d'érosion des terrains, altération des régimes hydrologiques (pouvant par exemple conduire en aval à des remontées de nappes d'eau salées ou à des assèchements de zones humides), perte de patrimoine immobilier ou archéologique, modifications du climat local (mais parfois bénéfiques !). À cet égard, on peut citer l'un des exemples les plus spectaculaires qui est le barrage des Trois Gorges en Chine. C'est aujourd'hui le barrage le plus puissant au monde avec ses 22,5 GW (presque un tiers de celle du parc nucléaire français !). Il a entraîné le déplacement définitif de plus de 1,8 million d'habitants (15 villes et 116 villages ont été rayés de la carte) et l'engloutissement de 1 300 sites historiques et archéologiques.

Un autre exemple célèbre est celui du haut barrage d'Assouan en Égypte, d'une puissance de 2,1 GW, qui a donné naissance à un immense lac de retenue, le lac Nasser, long de 550 km et d'une largeur moyenne de 10 km. Une des conséquences néfastes les plus connues est la perte définitive de dizaines de sites archéologiques et monuments antiques. Toutefois, quelques-uns d'entre eux voués à la disparition sous les eaux, ont pu être sauvés en les déplaçant, mais au prix d'énormes travaux (financés en partie par la communauté internationale). D'autres effets parfois inattendus ont été constatés : développement accru de dangereuses parasitoses (bilharzie), accélération de l'érosion des rives du Nil, pénétration d'eau salée dans les terres proches du delta du Nil, rétention en amont du barrage de limons fertilisants (remplacés par des engrais chimiques polluant le delta du Nil) et flux d'éléments nutritifs, augmentation importante du taux d'évaporation des eaux (chiffré à 14 % du débit du Nil), etc. Par ailleurs, une grande partie de la population de la province de Nubie a été déplacée.

En France, même les plus grands barrages n'ont pas eu d'impacts aussi marquants, mais certains effets environnementaux des barrages hydroélectriques sont évidemment présents sur notre territoire dans lequel on recense 96 centrales hydroélectriques de lac (pour une capacité de production de 9 300 MW). Ainsi il existe

plusieurs exemples de disparition de villages, le plus connu étant celui du « Vieux-Tignes » (barrage du Chevril), dont le cimetière a même été déménagé, et dont certains habitants ont dû être expulsés par la force.

Selon la Commission mondiale des barrages, entre 40 et 80 millions de personnes ont été déplacées dans le monde à cause des barrages construits au cours du siècle dernier. Plus largement, 472 millions de personnes ont été affectées par les impacts en aval des barrages, tels que la diminution des terres fertiles et des ressources halieutiques, la baisse de la qualité de l'eau, qui entraîne des maladies, ou encore la déforestation.

À ces effets directs, il convient d'ajouter l'impact environnemental lié à la mise en œuvre de quantités parfois considérables de matériaux pour la construction des ouvrages, en particulier du béton armé pour ceux qui font appel à ces matériaux. Il faut également noter que la décomposition de grandes quantités de matières organiques à la suite de la mise en eau de vastes étendues de terrains libère dans certains cas des quantités non négligeables de gaz à effet de serre (méthane et CO₂ en particulier). C'est le cas par exemple en Amazonie avec le gigantesque barrage de Tucuruí (8 300 MW) situé au nord du Brésil, pour lequel une étude a montré que, pendant les premières années du remplissage du lac (2 500 km²), le dégagement de gaz à effet de serre était équivalent à celui de centrales électriques à énergie fossile de même puissance.

Face à cela il faut néanmoins noter que l'implantation de grands barrages peut avoir des effets très positifs tels que la régulation des débits de cours d'eau ou de fleuves qui évitent les grandes crues (parfois meurtrières), l'essor de la navigation, le développement de la pêche dans les retenues d'eau, le développement du tourisme, et même le stockage d'énergie (via les STEP). L'hydraulique est en cela la seule forme de production massive d'énergie dont les conséquences peuvent être aussi bénéfiques pour les activités humaines.

1.2.4 Nucléaire

Les centrales nucléaires produisent ce que l'on appelle des « effluents radioactifs » liquides ou gazeux, dont certaines quantités sont rejetées dans l'environnement. Ces rejets contrôlés s'effectuent, en France, dans le cadre de limites réglementaires très strictes formulées dans des décrets spécifiques et ils sont soumis à des procédures particulièrement exigeantes. Celles-ci sont mises en œuvre et supervisées notamment par l'Autorité de sûreté nucléaire en liaison avec divers organismes chargés de la protection de l'environnement. Il en est de même des éventuels rejets de substances chimiques. Ces autorisations sont évidemment délivrées après des études fouillées sur l'impact environnemental et sanitaire de ces rejets dans atmosphères ou dans les milieux aquatiques terrestres et marins. Les impacts dosimétriques varient, selon le type d'installation et les habitudes de vie des groupes de référence retenus, mais ils atteignent au grand maximum des niveaux qui correspondent à *un centième* de ceux qui résultent de la *radioactivité naturelle*.

Au niveau mondial, il est bon de rappeler ici le résultat obtenu par les études UNSCEAR qui chiffrent l'impact radiologique global à environ 130 H.Sv, soit moins de un cent-millième de celui de la radioactivité naturelle. Notons enfin que toutes ces dispositions et ces mesures font l'objet d'une très large information du public (via par exemple les commissions locales d'information auprès des installations nucléaires) et d'un contrôle permanent d'associations indépendantes.

Certains sites de réacteurs nucléaires sont implantés sur les bords de grandes rivières afin de se servir de leur débit d'eau important comme source de refroidissement permettant de condenser la vapeur issue des turbines qui génèrent l'électricité (via l'alternateur couplé à ces turbines). Ce processus entraîne un réchauffement artificiel de l'eau s'écoulant en aval, ce qui peut perturber localement certains écosystèmes (notons au passage que ces phénomènes existent également avec la même intensité pour les centrales thermiques « à flamme », utilisant les combustibles fossiles, qui produisent de l'électricité via des turbines à vapeur). Cette pollution thermique peut par exemple favoriser la prolifération d'algues, ce qui a pour effet d'altérer les autres formes de vie aquatique en réduisant l'oxygène disponible.

En France, il existe là aussi des limites réglementaires à ne pas dépasser pour ne pas favoriser un réchauffement trop important des eaux des fleuves ou des rivières. Ces autorisations définissent, en fonction des caractéristiques de chaque centrale et de son environnement, les conditions de prélèvements de l'eau, les limites de rejets en effluents radioactifs, chimiques et thermiques. Elles imposent à l'exploitant de réaliser une surveillance régulière de l'environnement, d'en rendre compte aux pouvoirs publics et d'en informer largement le public.

Mais la question majeure soulevée par l'énergie nucléaire sur le plan environnemental est celle des *déchets radioactifs* qu'elle génère. C'est un sujet amplement documenté qui fait l'objet de multiples études mais aussi de nombreuses controverses. On se contentera ici de souligner les quelques points suivants :

- L'objectif majeur assigné à la gestion des déchets radioactifs est la protection de l'environnement et de la santé publique.
- Pour atteindre cet objectif, cette gestion est soumise en France à des procédures très rigoureuses et selon des processus étroitement réglementés et contrôlés, y compris au niveau législatif. S'ajoutent à cela des directives européennes qui couvrent tous les aspects de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé, depuis leur production jusqu'au stockage de long terme. Certaines pratiques s'inscrivent également dans un cadre international via une convention commune établie sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), dont certaines dispositions ont un caractère juridiquement contraignant.
- L'énergie nucléaire en France est à l'origine des deux tiers (en volume) des déchets radioactifs. Le reste est issu d'autres activités industrielles et surtout médicales.
- Sauf incident majeur (qui ne s'est jamais produit en France), les opérations de gestion de ces déchets (conditionnement, transport, entreposage...), préalables à leur stockage définitif, ne portent **aucune atteinte à l'environnement**.
- Le **stockage définitif des déchets ultimes**, une fois conditionnés de façon appropriée, est réalisé en France dans des centres spécialement conçus pour

recevoir les différentes catégories de déchets selon leurs caractéristiques propres, notamment leur nocivité potentielle en fonction du temps. Pour les déchets de très faible activité ou de faible et moyenne activité « à vie courte » (période radioactive inférieure à 30 ans) qui représentent 90 % du VOLUME des déchets radioactifs, de tels centres sont aujourd'hui opérationnels et leur **impact sur l'environnement est négligeable, voire non détectable**. Pour les déchets de moyenne activité ou haute activité « à vie longue », qui concentrent 98 % de la radioactivité totale des déchets, des études sont en cours pour leur stockage définitif dans des formations géologiques profondes (projet CIGEO en France). Un consensus international s'est établi aujourd'hui (formulé notamment au sein de l'OCDE⁵⁸) sur le haut niveau de sûreté de ces installations et sur leur **très faible impact environnemental**, à court terme comme à très long terme.

1.2.5 **Solaire photovoltaïque**

Comme pour les autres énergies, on se limite ici à la seule phase d'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque, sans se préoccuper des impacts éventuels en amont (ici l'industrie de fabrication, depuis l'extraction des matières premières jusqu'à l'expédition sur site des différents éléments constitutifs des systèmes photovoltaïques) ou en aval (devenir des divers composants de ces systèmes en fin d'utilisation). Nous reviendrons sur ce sujet dans le § 1.3 de ce chapitre.

D'une façon générale, l'impact environnemental lié à cette forme de production d'électricité est relativement faible, y compris lors de l'étape des travaux préparatoires aux installations. Ainsi, la mise en place des panneaux ne nécessite pas en principe de lourds travaux de génie civil ni même de fondations importantes du fait d'une faible prise au vent. De même, les tranchées nécessaires au passage des câbles de connexion entre les différentes branches de modules, les organes de transformation et le point de livraison n'ont pas besoin d'être très profondes ni très larges compte tenu que le rapport entre tension et puissance du courant à évacuer d'une part, les distances à parcourir d'autre part, ne nécessitent pas des câbles de grande section.

Néanmoins, les quantités mises en jeu peuvent être très importantes pour des installations dépassant la centaine de MW. Ainsi, pour la centrale de Kamuthi en Inde, qui est actuellement la plus puissante au monde (648 MW), dont la production a démarré en mars 2017, on peut citer les chiffres suivants : 1 000 ha de surface, 2,5 millions de panneaux solaires, 27 km de structures porteuses, 30 000 tonnes d'acier galvanisé, 576 onduleurs, 154 transformateurs, 6 000 km de câbles.

58. Voir par exemple *"The Environmental and Ethical Basis of Geological Disposal of Long-Lived Radioactive Wastes - A Collective Opinion of the Radioactive Waste Management - Committee of the OECD Nuclear Energy Agency"* ou le rapport publié par le même organisme en 2000 intitulé *"Geological disposal of radioactive waste in perspective"*.

Quant à l'impact visuel global, il n'est pas nul mais il est loin d'être aussi marqué que pour des grands parcs éoliens, bien que l'empreinte au sol des centrales photovoltaïques soit nettement plus important. La première raison est tout simplement le fait que leur structure visuelle horizontale et non verticale avec une hauteur maximale de quelques mètres les rend peu visibles pour un observateur au sol, même se trouvant à proximité. La deuxième raison est l'absence de mouvement attirant l'œil et donc l'attention.

1.3 Impact de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production d'énergie : cas de la production d'électricité

1.3.1 *Approche générale de l'évaluation des impacts*

Nous nous référons ici à une des études les plus fouillées sur ce sujet, réalisée au Canada par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie (CIRAIG)⁵⁹. Nous ne présentons ici que quelques-uns des résultats les plus pertinents, qui permettent de bien discerner les impacts environnementaux des différents moyens de production d'électricité, lorsque l'on englobe toutes les composantes du cycle de vie.

Avant cela, il faut noter que cette étude distingue cinq grandes phases du cycle de vie : acquisition des ressources (extraction, transformation), fabrication (assemblage, emballage), distribution (entreposage, manutention, transport), utilisation (entretien, réparation, réutilisation), gestion de fin de vie (collecte, recyclage, valorisation, enfouissement). Il faut également préciser que la démarche adoptée dans cette étude a conduit à une sélection de **sept indicateurs** d'impacts environnementaux pour lesquels un nombre suffisant de données était disponible :

- **Le changement climatique.** Les principales substances ayant un effet sur cet indicateur sont le CO₂ et le CH₄ qui sont les deux principaux gaz à effet de serre (GES). Ils proviennent avant tout de la combustion d'énergies fossiles telles que le charbon, le fioul et le gaz naturel, mais aussi de la combustion de produits renouvelables (biomasse et biogaz). Il s'exprime en grammes de CO₂ équivalent par kWh d'électricité produite.
- **La destruction de la couche d'ozone.** Cet indicateur mesure la diminution de la couche d'ozone stratosphérique, se traduisant par l'augmentation des rayons ultraviolets (UV) qui atteignent la Terre. Ceux-ci ont plusieurs incidences sur la santé humaine (tels que le développement de cataractes et les cancers de la peau) et peuvent également affecter la vie animale et les écosystèmes terrestres et aquatiques. Les substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) contiennent

59. « Comparaison des filières de production d'électricité et de bouquets d'énergie électrique » – Rapport technique CIRAIG, novembre 2014.

généralement du chlore, du fluor, du brome, du carbone et de l'hydrogène dans des proportions variables, et sont souvent regroupées sous l'appellation générique d'hydrocarbures halogénés. L'indicateur s'exprime en kilogramme équivalent de trichlorofluorométhane (kg éq. CFC-11).

- **L'acidification.** Les substances acidifiantes peuvent causer divers impacts aux sols, aux eaux souterraines ou de surface, aux organismes, aux écosystèmes et aux biens matériels. Le potentiel d'*acidification* d'une émission à l'air est calculé en kilogramme équivalent de dioxyde de soufre (kg éq. SO₂). Des facteurs de caractérisation sont utilisés pour convertir les kilogrammes de différentes substances acidifiantes en kilogramme équivalent de SO₂.
- **L'eutrophisation.** Il s'agit de la dégradation d'un milieu aquatique due à un apport excessif en substances nutritives. Bien qu'un processus d'eutrophisation très lent existe de façon naturelle, l'indicateur *Eutrophisation* fait référence aux substances ayant la capacité d'accélérer le processus de manière artificielle. Les principales substances nutritives en cause sont l'azote (provenant surtout des nitrates agricoles et des eaux usées) et le phosphore (généralement issu des phosphates dans les eaux usées), dont une augmentation des concentrations a pour effet d'entraîner une production importante d'algues et d'espèces aquatiques, conduisant à une « asphyxie » du milieu aquatique et une réduction de la biodiversité. Le potentiel d'eutrophisation d'une émission est calculé en kilogramme équivalent de phosphate (kg éq. PO₄).
- **La toxicité humaine.** Cet indicateur concerne les substances ayant des effets toxiques sur l'environnement humain. Il est exprimé en kilogramme équivalent de 1,4-dichlorobenzène (kg éq. 1,4-DB).
- **L'oxydation photochimique.** Ce phénomène, appelé aussi « smog d'été », est lié à la formation de substances réactives (principalement l'ozone) qui sont néfastes pour la santé humaine, les écosystèmes et les cultures. Il est exprimé en kilogramme équivalent d'éthylène (kg éq. C₂H₄).
- **L'utilisation des ressources.** Cet indicateur regroupe deux sous-indicateurs environnementaux qui concernent l'épuisement des ressources : le premier concerne l'*extraction des ressources minérales* de la croûte terrestre (métaux, minerais, etc.) et le second l'*utilisation d'énergies fossiles* (pétrole, gaz naturel, charbon). Contrairement aux autres indicateurs environnementaux, qui sont liés aux émissions de substances dans l'environnement, les indicateurs d'épuisement des ressources sont associés aux matières consommées tout au long du cycle de vie des filières de production électrique.

L'indicateur *extraction des ressources minérales* est mesuré en kilogramme équivalent d'antimoine (kg éq. Sb) par kilogramme extrait⁶⁰, afin de tenir compte des réserves existantes, du taux d'extraction et de l'« épuisement » de chaque substance minérale. L'indicateur *utilisation d'énergies fossiles* (correspondant à la consommation d'énergie non renouvelable) est mesuré à l'aide du contenu énergétique des res-

60. Le sens précis d'une telle référence ne peut être appréhendé qu'en examinant dans le détail l'approche méthodologique retenue dans cette étude : voir le document CIRAIG cité au début.

sources extraites⁶¹. La capacité calorifique de chaque carburant fossile est exprimée en mégajoules (MJ) par unité de volume ou de masse.

Il convient de noter qu'au sein d'une même filière, certains résultats peuvent varier assez fortement selon les technologies et les combustibles considérés, en particulier pour les filières thermiques et à biomasse. De plus, les résultats obtenus pour un même indicateur dépendent des méthodes appliquées pour les évaluations.

1.3.2 Indicateur de changement climatique

L'ensemble des résultats concernant l'indicateur « changement climatique » est illustré par la figure 1 où sont portées les valeurs médianes et les barres de variabilité de ces résultats (segments).

Sans surprise on constate sur cette figure que **les énergies qui émettent le plus de GES** sont, de très loin, les énergies fossiles avec **en tête le charbon** et le fioul. À noter que pour le charbon, la valeur minimale de 93 g CO₂/kWh indiquée dans le tableau, très éloignée de la valeur médiane de 879 g CO₂/kWh, provient certainement de calculs réalisés en supposant une capture complète (suivie d'une séquestration) du CO₂ produit par la combustion du charbon ce qui n'est réalisé aujourd'hui qu'à titre expérimental dans quelques rares centrales à charbon parmi les milliers de centrales existantes.

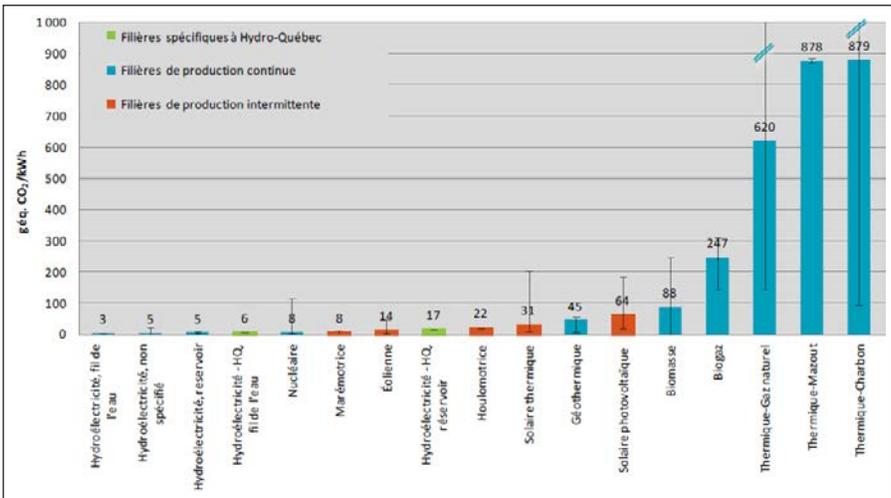


Figure 1 Comparaison des résultats de l'indicateur Changement climatique par kilowatt-heure généré avec différentes filières de production électrique.

61. Même remarque que la précédente pour ce sous-indicateur.

On observe ensuite un deuxième groupe de filières énergétiques, auquel appartient le solaire photovoltaïque, qui ont un facteur d'émission nettement inférieur à celui des énergies fossiles, mais qui reste tout de même encore significatif compte tenu de leur impact au stade de la fabrication des composants des installations qui produisent l'énergie (par exemple l'extraction et le traitement des matériaux qui servent à fabriquer les panneaux solaires). Un dernier groupe de filières électrogènes, auquel appartiennent l'énergie nucléaire et l'hydraulique à réservoir, n'émet que très peu de GES ($< 10 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$). Ainsi, pour cet indicateur, on constate qu'il existe un facteur 100 entre l'énergie nucléaire et le charbon, en faveur de l'énergie nucléaire (facteur encore supérieur en faveur de l'hydraulique).

1.3.3 *Autres indicateurs*

Pour éviter de trop alourdir ce document, nous ne présentons pas ici le détail des résultats pour les autres indicateurs, mais un bref résumé des enseignements que l'on peut en tirer pour chacun d'eux. Nous présenterons ensuite une synthèse globale permettant d'intégrer dans un seul indice tous les indicateurs.

- **Destruction de la couche d'ozone.** Pour cet indicateur, exprimé en $\mu\text{g éq CFC-11}/\text{kWh}$, on observe une valeur médiane élevée de 107 pour le fioul et assez élevée de 61 pour le gaz naturel. La valeur affichée pour le nucléaire est moindre mais elle reste tout de même significative avec un chiffre de 19. Cela est dû aux émissions lors de l'extraction, de la production et du transport des combustibles. D'autres filières énergétiques telles que le photovoltaïque et le charbon présentent des impacts assez nettement plus faibles pour cet indicateur (indices respectifs de 13 et 6).
- **Acidification.** Pour l'impact lié à ce critère, le rapport distingue quatre groupes de filières en termes de performances : le groupe des filières thermiques utilisant le fioul, le charbon, et le gaz, qui présentent les impacts potentiels les plus élevés (valeurs entre 1 et 6 g éq. SO_2/kWh) et la plus grande variabilité dans les résultats (due aux différentes technologies de traitement en cheminée ou bien à l'origine du combustible utilisé), le groupe des filières à biomasse, qui présente des valeurs autour de 1 g éq. SO_2/kWh , un troisième groupe présentant des valeurs entre 0,1 et 0,4 g éq. SO_2/kWh , constitué des filières renouvelables (solaire, géothermique) et un dernier groupe présentant des valeurs inférieures à 0,1 g éq. SO_2/kWh , composé des filières éolienne, nucléaire et hydroélectrique. Ici encore, le mauvais score des énergies fossiles provient essentiellement du processus même de combustion des matières, qui génère des émissions acidifiantes.
- **Eutrophisation.** On retrouve ici une hiérarchie des impacts assez similaire à la précédente (acidification), avec, en gros, un impact élevé pour les énergies fossiles et faible pour les énergies telles que l'hydraulique, l'éolien et le nucléaire. Il faut cependant souligner ici la *performance médiocre du solaire photovoltaïque* pour lequel l'indicateur (mg éq. PO_4/kWh) est proche de 200, soit deux fois

supérieur au gaz naturel par exemple (102) et seulement deux fois inférieur au fioul (412). Cela est dû aux émissions de substances azotées lors de la fabrication des matériaux constituant les panneaux photovoltaïques.

- **Toxicité humaine.** Mis à part l'hydraulique qui affiche là encore d'excellentes performances sur ce critère (8 g eq. 1,4 DB/kWh), les autres grandes sources d'énergie électriques se situent dans une plage assez étroite de valeurs pour cet indice, avec un chiffre qui varie en gros de 50 (pour l'éolien) à 100 (pour le charbon). Le photovoltaïque, le fioul et le nucléaire (indice respectivement égal à 64, 65 et 71) se situent dans la moitié inférieure de cette plage de variation.
- **Oxydation photochimique.** On peut distinguer trois grands groupes de filières pour ce critère : un premier, qui présente les valeurs les plus élevées, est composé par des filières basées sur la combustion (charbon, fioul, gaz naturel et biogaz). Viennent ensuite, les filières biomasse, solaire et éolienne, qui présentent des valeurs dix fois plus faibles, et dont les impacts proviennent de la consommation d'énergie des activités secondaires. Finalement, le troisième groupe, composé de l'hydroélectricité et du nucléaire, présente des valeurs cent fois plus faibles que le premier groupe.
- **Épuisement des ressources.** Pour le premier sous-indicateur « extraction des ressources minérales », l'énergie *photovoltaïque* est *de très loin la plus mal placée*, avec 9 mg éq. Sb/kWh. Bien que cela ne soit pas écrit dans le rapport, ce très mauvais résultat provient sans aucun doute de la consommation importante de terres rares et métaux dont les ressources sont limitées (par exemple le cuivre utilisé pour les câbles et surtout l'argent⁶²) pour la fabrication des panneaux⁶³. L'éolien n'est pas très bien placé non plus avec un indice de 0,29 mg éq. Sb/kWh qui le situe cependant très loin par rapport au photovoltaïque (facteur 30). Pour le deuxième sous-indicateur, qui concerne cette fois l'utilisation de ressources fossiles, il va sans dire que les énergies fossiles elles-mêmes sont très mal placées. Les autres filières se placent au moins un ou deux ordres de grandeur en dessous pour cet indicateur.

1.3.4 Synthèse

Pour les besoins de ce document, nous avons recherché un indicateur capable de classer les différentes énergies sur une échelle globale de performance mesurant l'impact sur l'environnement, à partir des résultats discutés précédemment pour

62. On peut se référer à ce propos aux chiffres cités dans un rapport de l'ANCRE de juin 2015, intitulé « Ressources minérales et énergies » qui rapporte des valeurs de plusieurs tonnes à plusieurs dizaines de tonnes d'aluminium ou de cuivre par MW installé (chiffres qui sont en fait très variables selon les technologies employées).

63. Citons ici une étude récente (2015) réalisée sous l'égide de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie de l'OCDE), sur le cycle de vie des systèmes photovoltaïques, intitulée « *Life cycle inventories and life cycle assessment of photovoltaic systems* ».

chaque grande filière de production d'électricité. Pour cela, nous avons procédé de la façon simple suivante :

1. Pour chacun des indicateurs, y compris l'indicateur « changement climatique », calcul des parts respectives en % de chaque filière de production d'électricité (la valeur retenue pour l'indice associé à chaque indicateur est la valeur médiane). Ce type de calcul est légitime car les indices sont additionnels (ce sont des quantités par kWh d'énergie électrique produite).
2. Pour chaque filière, somme de ces pourcentages sur tous les indicateurs. Le chiffre obtenu est la part cumulée d'une filière sur tous les indicateurs. Cela revient à accorder un poids identique pour chacun d'eux (indices d'émission de CO₂, de SO₂, de CFC-11, de PO₄, etc.). Ce mode d'évaluation présente évidemment un caractère assez arbitraire, mais il serait tout aussi contestable de procéder à une pondération en attribuant un poids relatif à chaque indice d'émission (même si on est tenté par exemple de surpondérer les émissions de CO₂ qui restent une préoccupation majeure en matière d'impact sur l'environnement). En tout état de cause, nous allons voir que les écarts sur les valeurs ainsi obtenues pour les différentes filières sont suffisamment grands pour donner un sens à ce type d'évaluation.
3. On ajoute ici l'indicateur de « surface occupée » par kWh produit (qui n'est pas considéré dans l'étude CIRAIG) car cet aspect d'occupation des sols fait bien partie des facteurs à prendre en compte lorsque l'on s'intéresse aux impacts sur l'environnement des divers modes de production d'énergie.

On obtient donc ainsi un pourcentage global par filière de production d'électricité. Plus ce pourcentage global est faible, plus l'impact environnemental est faible. Les résultats sont rassemblés dans le tableau 2.

Tableau 2 Synthèse des valeurs des 7 indicateurs pour les différentes énergies et traduction de ces valeurs en pourcentages pour chaque indicateur.

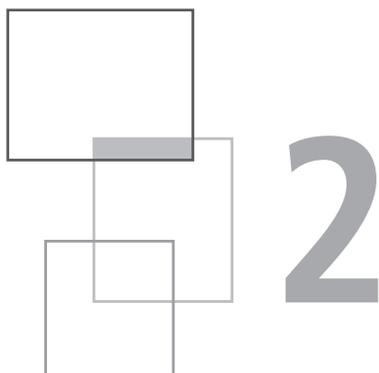
	g CO2/ kWh	% du total	µg éq CFC- 11/kWh	% du total	eq. SO2/ kWh	% du total	mg éq. PO4/ kWh	% du total	g eq. 1,4 DB/ kWh	% du total	mg éq. Sb/ kWh	% du total	MJ énergie non- renouv.	% du total	Surface (ha/ kWh)	% du total	Somme des %
Hydroélectricité	5	0	0.23	0	0.013	0	6	0	8	2	0.019	0	0.04	0.12	8000	33.7	37
Eolien	14	1	0.7	0	0.054	1	11	1	52	14	0.29	3	0.21	0.61	14000	58.9	79
Charbon	879	39	6	3	2.2	22	525	41	106	29	0.033	0	13.00	37.98	50	0.2	172
Photovoltaïque	64	3	13	6	0.3	3	198	16	64	17	9	95	0.87	2.54	1600	6.7	149
Nucléaire	8	0	19	9	0.047	0	14	1	71	19	0.07	1	0.11	0.32	8	0.0	31
Gaz	620	27	61	29	1	10	102	8	5	1	0.015	0	9.00	26.29	50	0.2	103
Fioul	678	30	107	52	6.3	64	412	32	65	18	0.04	0	11.00	32.14	50	0.2	228
TOTAL	2268	100	207	100	10	100	1268	100	371	100	9	100	34	100	23758	100	800

L'indice global affiché dans la dernière colonne montre clairement que **le nucléaire et l'hydraulique émergent en tête**, avec des scores sensiblement égaux. À noter cependant que l'hydraulique est assez fortement pénalisée par le facteur « surface occupée ». Sans ce facteur, cette forme d'énergie apparaîtrait comme ayant de loin le plus faible impact sur l'environnement. Cette même remarque s'applique à l'éolien,

mais de façon moins prononcée. Cette forme d'énergie arrive ici en troisième position mais sans la prise en compte des surfaces, l'éolien prendrait la deuxième place derrière l'hydraulique, le nucléaire arrivant alors en troisième position, pas très loin de l'éolien.

Ce qui frappe ici c'est la **position assez médiocre du solaire photovoltaïque** qui arrive en cinquième position assez nettement derrière le gaz, à cause des divers impacts environnementaux déjà signalés qui résultent des processus de fabrication des panneaux solaires (incluant les impacts des industries d'extraction et de purification des nombreux matériaux utilisés dans l'élaboration des cellules photoélectriques et des structures).

Pour conclure, ces résultats (ainsi que les éléments fournis au § 2.1, « Charbon et autres énergies fossiles : gaz et fioul ») confirment bien que la production d'électricité à partir de charbon s'accompagne de lourds impacts environnementaux. À côté de cela, **l'énergie nucléaire et l'hydraulique** sont les formes d'énergie non intermittentes qui affichent le meilleur bilan environnemental, et de très loin.



Impact sanitaire des différentes sources d'énergie

L'énergie, sous toutes ses formes, représente un élément essentiel à la vie de nos sociétés. Mais en même temps que les bénéfices qu'elle procure, sa mise en œuvre, à toutes ses étapes, entraîne des répercussions négatives.

À l'heure où une sensibilité grandissante se développe pour maîtriser et réduire les conséquences des activités humaines préjudiciables à l'environnement, la production et l'usage de l'énergie font l'objet d'un examen attentif. De façon analogue, il s'avère indispensable de peser les différentes sources d'énergie impliquées au regard de leurs effets sur la santé publique.

Tel est l'objectif du document rédigé par Roland Masse, « Coût sanitaire de l'énergie », publié sur le site de Sauvons le climat (www.sauvonsleclimat.org). Le présent texte en présente un bilan comparatif global⁶⁴.

64. Note rédigée à l'origine pour « Sauvons le Climat » et publiée sur son site.

2.1 Les accidents sévères dus à la production d'énergie

On considère que les accidents sévères sont ceux ayant entraîné au moins : 5 décès précoces ou 200 évacués ou 10 000 t de rejet d'hydrocarbures ou l'interdiction de produits de consommation locaux. Le tableau 1 donne un bilan pour la période 1970-2008 [1].

Tableau 1 Nombre d'accidents dus à la production d'énergie (1 GWe-an = 8,76 TWh).

Filière énergétique	Pays membres de l'OCDE			Pays non-membres de l'OCDE		
	Accidents	Nombre de morts	Nombre de morts/GWe-an	Accidents	Nombre de morts	Nombre de morts/GWe-an
Charbon	87	2 259	0,157	2 394	38 672	0,597
Charbon Chine de 1994 à 2008				819	11 334	6,169
Pétrole	187	3 495	0,132	358	19 516	0,897
Gaz naturel	109	1 258	0,085	78	1 556	0,111
GPL	59	1 856	1,957	70	2 789	14,896
Hydraulique	1	14	0,003	21	30 069	10,285
Nucléaire	0	0	0	1	31 (a)	0,048
Total	442	8 882	–	2 925	92 672	–

(a) Ne concerne que les décès enregistrés dans les 2 premiers mois

Ces valeurs comptabilisent les décès directs à court terme ; elles doivent être augmentées des effets indirects et retardés dont l'évaluation peut comporter une forte incertitude :

- pour le charbon, en France de 1946 à 1986, la silicose est intervenue dans le décès de 20 % des mineurs de fond, soit de 80 000 à 120 000 personnes [2] ; en Chine, plus de 500 000 mineurs ont été touchés ;
- pour le nucléaire, la majeure partie des décès intervient avec retard, jusqu'à 50 ans pour des pathologies radio-induites (cancers, maladies cardio-vasculaires... jusqu'à 33 000 morts prématurées, valeur maximale estimée à Tchernobyl [3]) et pour des causes de stress et de difficultés d'existence post-accidentels (2 000 morts précoces attribuables à Fukushima [4]).

On possède peu de données concernant l'éolien et le photovoltaïque ; pour ce dernier un ordre de grandeur de 10^{-3} mort/GWe-an est évoqué.

2.2 Les conséquences sanitaires de la production et de l'usage d'électricité

Les études européennes et américaines permettent une synthèse des préjudices sanitaires dus aux différentes sources d'énergie. Le tableau 2 présente, pour l'Europe, ces dommages exprimés en pertes d'années de vie par TWh après 2000 [5].

Tableau 2 Dommages occasionnés par source d'énergie en nombre de pertes d'années de vie.

Charbon	Fioul	Gaz	Nucléaire	Biomasse	Éolien	PV
122	150	32	9	77	6	12

Ces répercussions résultent de nuisances propres à chaque source :

- *l'énergie nucléaire* induit une exposition externe et interne aux rayonnements ionisants, désignée ici par le terme générique de dose. Un excès de dose entraîne notamment l'apparition de cancers ; leur probabilité d'occurrence a été évaluée. Dans les domaines où l'incertitude est importante, les corrélations dose-effet sont formalisées pour permettre l'élaboration de normes et pour établir des estimations ;
- *les énergies carbonées*, y compris la biomasse, émettent du CO₂, cause de réchauffement climatique et de ses contrecoups sanitaires ; elles dégagent également des composés toxiques qui apparaissent en phase gazeuse comme SO₂, les oxydes d'azote NOx et l'ozone ou en phase particulaire, les particules étant classées suivant leur taille (PM10 de diamètre inférieur à 10 µm ; PM2,5 ; particules ultrafines...) ; la pollution par les métaux doit également être prise en compte. Les affections constatées sont de natures diverses, pulmonaires, cardiaques, vasculaires et cancer. Les causalités sont difficiles à établir analytiquement, les bilans épidémiologiques globaux recouvrant notamment les interactions entre polluants ;
- *les énergies renouvelables, éolienne et photovoltaïque*, polluent surtout lors des fabrications des composants et le traitement des déchets, avec recours aux énergies carbonées⁶⁵.

65. Pour plus de détails sur les aspects environnementaux et sur l'impact des composés organiques volatils (COV), on se reportera au chapitre environnement ainsi qu'au rapport de Roland Masse.

2.3 Quelle énergie pour préserver la santé publique ?

L'importance du cadre dans lequel évolue la société se manifeste tout d'abord clairement. L'existence de normes exigeantes et leur respect protègent les populations comme le montre l'écart entre pays de l'OCDE et pays non-OCDE pour la survenue d'accidents et leurs conséquences.

À cet égard, les sources d'énergie peuvent être rassemblées en deux groupes :

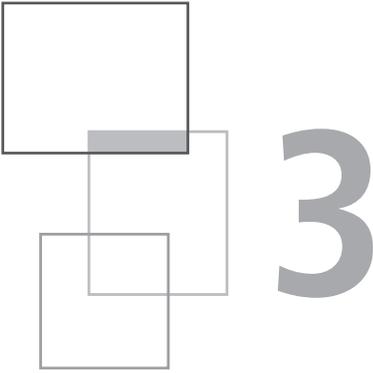
- *les énergies carbonées* dont les effets sanitaires sont les plus nocifs, avec les sources fossiles, charbon, fioul, et gaz mais également avec la biomasse renouvelable ;
- *l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables non carbonées*, hydraulique, éolienne, solaire...

Un facteur de 3 à 10 sur les préjudices sanitaires se dégage entre les deux groupes, mettant en évidence les plus fortes nuisances des énergies carbonées.

L'énergie nucléaire et les énergies renouvelables non carbonées apparaissent ainsi comme les énergies les plus favorables à une limitation efficace des dommages sanitaires. La convergence s'avère totale avec leur position de meilleurs protecteurs de l'environnement, éliminant notamment les émissions de CO₂ génératrices de réchauffement climatique.

2.4 Références

- [1] a. Hirschberg S. *et al.* : *Severe accidents in the Energy Sector*, 1st Edition, Swiss Federal Office of Energy 1998. b. Burgher P., Hirschberg S. Comparative risk assessment of severe accidents in the energy sector. *Energy Policy*, 74, 2014, S45-S56.
- [2] Rosental PA. La silicose comme maladie professionnelle transnationale. *Revue française des affaires sociales* 2008/2 La Documentation française.
- [3] United Nations Scientific Committee on the effect of Atomic Radiations: *Sources and Effects of Ionizing Radiations United Nations 2008.*
- [4] The Japan Times, Feb. 20, 2014.
- [5] Rabl A., Spandaro J. Les coûts externes de l'électricité. *Revue de l'énergie*, 525, 151, 2001.



Les impacts sur l'économie

3.1 Introduction

3.1.1 *La relation entre l'énergie et l'économie*

Toute activité consiste à transformer des intrants en produits, à changer l'état de la matière (y compris sa position ou sa vitesse). Or l'énergie est la grandeur physique associée au changement d'état. L'activité économique est donc fondamentalement liée à la consommation d'énergie [1], et l'extraordinaire développement de la société industrielle depuis deux siècles est fondé sur la maîtrise de l'énergie carbonée, depuis sa prospection, sa transformation et son transport, pour la rendre abondante et peu coûteuse.

La transition énergétique, qui vise notamment à limiter l'utilisation de l'énergie carbonée, pose donc la question de la durabilité de notre système économique. Nous essayons d'apporter dans ce chapitre quelques éclairages sur cette question, sans prétendre être exhaustif.

La science économique a notamment pour rôle de préciser les mécanismes de fixation des prix, grâce auxquels les transactions (achat, vente, investissement) peuvent être réalisées. Le prix comprend les coûts et la marge bénéficiaire, qui incite l'opérateur à investir pour développer son activité. C'est pourquoi il est important de bien connaître les coûts, et la marge qui résulte du fonctionnement du marché, qui permet de supputer la tendance vers une stagnation, un développement ou au contraire une restriction de l'activité.

Dans ce chapitre, nous considérons principalement la production d'électricité, qui subit un changement de son modèle économique. Nous abordons les aspects

économiques liés à la production de chaleur (chauffage et industrie) et à la mobilité. Nous mentionnons comment la transition énergétique peut être appliquée dans l'économie agricole. Nous examinons enfin l'impact de la transition énergétique sur l'économie de l'électricité, avant de considérer l'ensemble de l'activité économique mesurée en termes de PIB.

3.1.2 Contenu des coûts

Le **coût complet** comprend généralement le coût de l'investissement (achat des matières, fabrication des composants, construction, mise en service industriel), le coût de l'exploitation (matières consommables, personnel, maintenance, charges diverses), et le coût du démantèlement et du traitement des déchets : c'est le **coût du cycle de vie**, qui sert à faire des comparaisons économiques. Du fait que les dépenses sont étalées dans le temps, ce coût doit être actualisé (LCOE*⁶⁶). Par exemple dans le cas du parc nucléaire français, on introduit l'amortissement de l'investissement selon deux méthodes :

- 1) Un amortissement comptable, qui évalue la part non encore remboursée du capital investi dans le parc ; en y ajoutant les dépenses d'exploitation et les coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement, soit l'ensemble des décaissements, on obtient le « coût cash » [2].
- 2) La méthode des coûts courants économiques (CCE*) inclut ce que coûterait la reconstruction du parc aujourd'hui, à l'identique. En intégrant le grand carénage, la Cour des comptes aboutit pour le nucléaire français à 38 €/MWh⁶⁷ avec la méthode comptable, et à 54 €/MWh avec les CCE.

Le prix ARENH*, fixé à 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012, couvre les investissements supplémentaires imposés par l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire à la suite des évaluations complémentaires de sûreté initiées par l'accident de Fukushima, mais ne permet pas de remplacer le parc existant [3].

À ces coûts de production, il convient d'ajouter des coûts de transport et de distribution, car l'électricité n'est pas un produit comme les autres : sa production doit couvrir à tout instant et en tout lieu la consommation. Il convient donc de considérer, au-delà la production technique, le coût du système complet, afin d'assurer un service associant la sécurité de son approvisionnement [4].

Pour être exhaustif, il faudrait aussi inclure des **coûts externes**, qui souvent sont négligés, et qu'on appelle de ce fait « **coûts cachés** » : ce sont les coûts des dommages environnementaux, que l'environnement soit naturel (impacté par la pollution), industriel (comme dans le cas des réseaux électriques), économique (quand un excès de subventions fausse le marché), social (quand les choix conduisent à des pertes d'emploi), ou sociétal (quand les choix conduisent à de la destruction de valeur pour la société).

66. Les termes suivis d'un astérisque sont définis en fin de chapitre.

67. 33 €/MWh, d'après la récente réévaluation [2].

3.2 Coûts de production d'électricité

3.2.1 Coûts complets

Le coût des différentes sources d'énergie en France est présenté de façon synthétique sur la figure 1 [5].

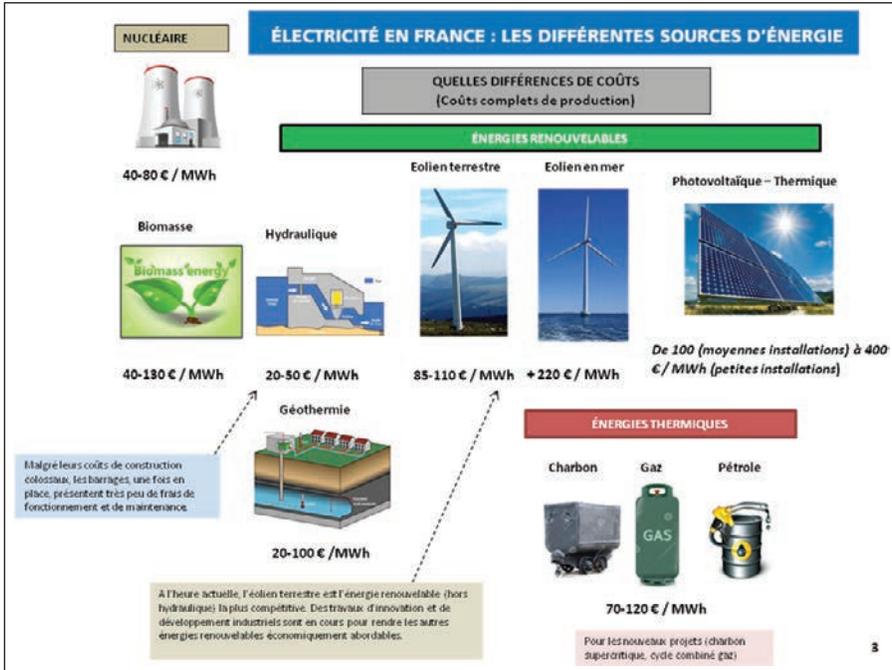


Figure 1 Coût des différentes sources d'énergie en France.

Selon la Cour des comptes et la Commission de régulation de l'énergie, en 2013, le coût complet de l'électricité nucléaire était de 49,50 €/MWh ; pour l'hydroélectrique, entre 15 et 20 €/MWh. Pour les EnRi, le prix payé pour l'éolien terrestre est # 90 €/MWh (avec révision de prix) ; pour l'éolien maritime, 220 €/MWh ; pour le solaire, entre 229 et 370 €/MWh. Des valeurs détaillées sont données dans le tableau 1.

Le prix payé à l'éolien terrestre, fixé au niveau européen, est voisin du coût moyen de l'électricité à base de charbon (entre 70 et 100 €/MWh en tenant compte des coûts externes). Comme EDF ferme progressivement ses centrales à charbon, il est plus pertinent de le comparer au coût des centrales à gaz (entre 50 et 80 €/MWh en tenant compte des coûts externes qui comptent pour plus de 30 % du coût total (traitement et piégeage des gaz à effet de serre, dépollution, frais de recherche et de santé...) [5].

Tableau 1 Synthèse des coûts complets des différentes filières [6]. Dans la première catégorie, nous retenons les coûts de production définis dans le rapport Énergie 2050 du Centre d'analyse stratégique.

	Coût complet (€/MWh)	dont				Hypothèses
		Investissement	Coûts opératoires	Coût combustible	Coût du CO ₂	
Cycle combiné gaz	69	9	2	53	5	Prix 2011 : 31 €/MWh CO ₂ : 14 €/tonne
Charbon	65	16	4	34	11	Prix 2011 : 93 €/tonne CO ₂ : 14 €/tonne 0,766 t CO ₂ /MWh
	Coûts de production en €/MW sur 2011 - 2015	UFE/DGEC (actualisé de 2011)	Energie 2050 (2012)	EDF 2014	Cour des Comptes 2014 et ENR 2013	ENR Corrigé des coûts de substitution par CGC (1)
Energies non intermittentes	Nucléaire	43	56	55	40,5 CCE 2010 59,8 CCE 2013	
	Hydroélectricité	55		40	43 - 188	
	Gaz	61	69	70-100		
	Charbon	66	68	70-100		
	Fioul	86				
	Géothermie					50 - 127
	Biomasse	170				56 - 223
	Méthanisation				61 - 241	
Energies intermittentes	Eolien terrestre	65	73	82	62 - 102	Ajouter 54 – 64 €
	Eolien marine	143	102		87 - 116	Ajouter 48 – 56 €
	Photovoltaïque	317	150	130 - 270	114 - 547	Ajouter 63 – 75 €
	Solaire thermique				94 - 194	Ajouter 63 – 75 €

(1) Hypothèses retenues pour le calcul des coûts de l'intermittence (ou de substitution par un CCG – centrale à cycle combiné gaz) : au coût de production électrique de chaque ENR aléatoire, il convient d'ajouter les coûts fixes totaux plus une partie des coûts variables du CCG.

Filières	Nucléaire existant (1)	Moyens neufs gaz, charbon ou nucléaire (2)	Eolien terrestre (3)	Eolien off-shore (4)	Photovoltaïque (5 & 6)	Hydraulique (7)
Production annuelle en 2014	415 500 GWh	26 400 GWh	16 900 GWh		5 860 GWh	67 500 GWh
Facteur de charge	75,0 %	13,6 %	23,3 %		15,2 %	30,5 %
Coût complet	55 €/MWh	70 à 120 €/MWh	85,2 €/MWh	190 €/MWh	130 €/MWh (4) 270 €/MWh (5)	> 40 €/MWh
Part du coût d'intégration au système	-	-	55 €/MWh	55 €/MWh	55 €/MWh	-

- (1) Parc de 58 réacteurs (2) Définie pour une production de base **continue** (3) Tarif d'achat
- (4) Résultat du premier AO (5) Système au sol avec « trackers » (6) Système intégré au bâti sur petite toiture
- (7) La notion de coût complet pour l'hydraulique est difficile à apprécier compte tenu de la nature très différente des installations et de l'ancienneté des investissements initiaux. La valeur moyenne proposée recouvre néanmoins des coûts très contrastés selon les installations, avec des ordres de grandeur pouvant aller de un à dix.

La baisse des coûts des EnRi* est notable : on peut espérer dans une dizaine d'années des coûts PV* dans le Sud de la France de l'ordre de 40-50 €/MWh ; des offres d'éolien en mer approchent désormais en Europe # 120 €/MWh. Mais ces offres arrivant en surcapacité sur un marché atone, elles subissent la loi des rendements décroissants : l'Europe s'étendant sur deux fuseaux horaires et étant de la taille des perturbations météorologiques, les périodes de production de PV et d'éolien sont concomitantes, l'ajout d'une installation EnRi supplémentaire n'apporte pas d'étalement aux pics de production mais ne fait qu'aggraver l'écart entre périodes de surproduction et de sous-production [4].

3.2.2 **Ordre de préséance économique – Facteur de charge**

L'ordre de préséance économique (« *merit order* ») définit l'ordre d'appel des sources de production d'électricité en fonction du coût d'exploitation, qui inclut principalement le coût du combustible, du personnel, et de la maintenance courante. Le facteur de charge en découle, les modes de production les plus coûteux n'étant appelés qu'en dernier, pour passer les pics de consommation (voir tableau 2).

Les EnRi* (éolien et solaire), n'ayant pas de combustible à payer et peu de personnel d'exploitation, sont appelées en premier. En outre, leur source n'étant pas contrôlable, l'électricité qu'elles produisent est prioritaire. Mais ces sources renouvelables sont intermittentes et, dans les conditions météorologiques de la France, le facteur de charge moyen de l'éolien terrestre n'est que de 23 %, et du solaire PV de 13 %.

L'hydroélectricité est l'énergie renouvelable la moins coûteuse, mais le stock d'eau est géré en fonction de besoins complémentaires de reprise en secours (par exemple, redémarrage de réacteur suite à arrêt automatique) : alimentation en eau des villes et des campagnes (irrigation). Le facteur de charge qui en résulte est # 30 %.

L'essentiel de l'électricité est apporté en France par le nucléaire, dont le combustible est peu coûteux (# 4 €/MWh) et facilement stockable en comparaison des combustibles fossiles importés (1 g d'uranium produit autant d'énergie qu'une tonne de pétrole). Le facteur de charge du parc varie entre 75 et 77 % selon les années, compte tenu du suivi de charge (les réacteurs utilisés en base à l'étranger atteignent des facteurs de 90 %).

Le facteur de charge des turbines à gaz varie selon les besoins, tant en cogénération que lors des pics de consommation.

Tableau 2 *Rendement et facteur de charge de différentes énergies.*

(en %)	Pétrole	Gaz	Charbon	Nucl.	Hydro.	Éolien terr.	Éolien mer	PV	Géoth.	Solaire therm.
Rendement	38	40-60	38	30-33	70-90	50	50	10	70-90	38
FC	1-5	5-47	1-40	82-91	30	23	40	10-17	70-90	30
Commentaire	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)		

Rendement : Rapport entre l'énergie électrique produite (relative au procédé) et l'énergie apportée par la source d'énergie primaire utilisée.

Facteur de charge (FC) : Rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale pendant la même période (lié à la demande en fonction du réseau).

- (1) Pour les énergies fossiles, le facteur de charge dépend de la politique énergétique du pays. En France, ces énergies servent de variable d'ajustement des consommations de pointe et de secours des énergies intermittentes, leur FC est faible.
- (2) Pour le nucléaire, le FC dépend de la gestion en suivi de charge ; il peut atteindre 91 % pour une utilisation en base. Pour l'hydraulique, il s'agit du facteur de charge moyen pour la France, compte tenu du fonctionnement à la demande. On rappelle ici que les réacteurs français ont la capacité de varier leur puissance de 80 % Pn en 30 minutes, ce qui permet de suppléer aux déficiences des EnRi.
- (3) Les énergies renouvelables sont appelées en priorité. Leur FC traduit la disponibilité de la ressource primaire.

3.2.3 *Coût des aléas*

3.2.3.1 Coût des pics de consommation

Les modes de production qui sont les moins appelés (centrales à charbon ou à fioul, dans le cas de la France) doivent cependant faire face à des coûts structurels : maintenance, taxes, etc. même si la production est automatisée à distance, et le personnel réduit, autant que faire se peut. Il en résulte un coût d'appel très important lors des pics de production, et l'intérêt de lisser la consommation, soit en l'étalant (en l'anticipant et en la différant), soit en la supprimant passagèrement (effacement).

C'est en particulier le rôle des réseaux communicants de faciliter le lissage par une connaissance détaillée des besoins de consommation et des possibilités de production fatale (éolien, solaire).

3.2.3.2 Gestion de l'intermittence par les sources renouvelables stockables

Outre l'hydraulique, la biomasse constitue aussi un combustible renouvelable et stockable, qui peut contribuer à passer les pics. L'exploitation des déchets (agricoles, ménagers et industriels) pour produire de l'électricité présente par contre un caractère de flux régulier dans le temps, l'incinération des déchets ayant pour but précisément d'éviter de les stocker.

3.2.3.3 Coût de l'intermittence

Dans le cas des énergies aléatoires et intermittentes, leurs coûts réels doivent intégrer d'autres composantes :

- coût des énergies de secours (3 à 25 €/MWh) ;
- coût du raccordement et renforcement du réseau (2 à 13 €/MWh) ;
- charges fixes des moyens centralisés venant pallier les aléas et intermittences lorsque les sources d'énergie renouvelable ne sont pas à leur valeur nominale (1 à 2 €/MWh) ;
- prix du carbone émis par les énergies de substitution (actuellement de 5 €/tonne de CO₂, mais on vise *a minima* 30 €/tonne en 2030, et 100 €/tonne en 2050).

À titre d'exemple, pour garantir 1 MW à partir d'EnRi sur 8 000 heures en y adjoignant 1 MW de cycle combiné à gaz pour avoir 1 MW garanti, cela augmente le coût de l'énergie intermittente d'un facteur 1,5 à 2.

3.2.3.4 Coût du black-out*

Un effondrement généralisé du réseau européen, fortement interconnecté, est à craindre en cas de sous-production (tempête soudaine en mer du Nord provoquant un arrêt des éoliennes, par exemple). Le coût complet d'un tel accident est énorme (7,6 Md€ par jour⁶⁸), car les conséquences en sont dramatiques, en termes d'accidents notamment (absence de signalisation routière et ferroviaire, pannes d'ascenseurs, etc.). Même si le black-out* qui a affecté en septembre 2016 l'Australie méridionale dotée de 50 % d'EnRi* est dû à une forte tempête et à des inondations qui ont perturbé le transport et la distribution de l'électricité, la répétition des coupures en décembre puis en février de cette année marque les esprits et oblige à imaginer dans l'urgence des solutions de secours pilotables. D'autant que le changement climatique rend les systèmes électriques plus vulnérables aux caprices de la météo.

3.2.4 Prix pour les ménages

3.2.4.1 Décomposition du prix actuel

Au « tarif bleu » qui intéresse environ 26 millions de clients particuliers et 4 millions de petites entreprises en France, le prix moyen de l'électricité, facturé en 2014, 145 €/MWh TTC, se décompose comme suit :

3.2.4.1.1 La fourniture d'énergie

Elle se monte à 53,5 €/MWh (37 % du prix total), dont 42 €/MWh de production selon le tarif ARENH*, et 11,5 €/MWh de commercialisation (facturation, service clients, etc.) sur laquelle une réduction de coût par une utilisation plus importante du numérique est possible.

68. Energie Institut, Johannes Kepler Universität, Linz, Autriche.

3.2.4.1.2 L'acheminement de l'électricité

Il est facturé 44 €/MWh (30 % du prix total) selon le tarif d'utilisation du réseau public de l'électricité (TURPE*) dont le montant est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE*). Il couvre les coûts de transport (RTE*) et de distribution de l'électricité (par Enedis ou par les entreprises locales de distribution – ELD).

3.2.4.1.3 Les taxes ou équivalents

Elles se montent à 47 €/MWh. Elles comprennent :

- **La contribution au service public de l'électricité acheminement de l'électricité (CSPE)**

Elle servait initialement à la péréquation territoriale et à aider les consommateurs précaires ; elle finance désormais essentiellement les subventions aux productions solaires et éoliennes (qui, en 2014, malgré les 7 milliards d'euros de subventions accordées, n'ont représenté respectivement que 1,1 %⁶⁹ et 3,1 % des 540 TWh produits en France). En 2016, elle est devenue TICFE* (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité).

- **La taxe sur la consommation finale d'électricité**

Il s'agit d'une taxe perçue au niveau local par les collectivités communales et départementales. Son montant varie de 0,5 à 9,5 €/MWh selon la puissance souscrite par le consommateur final et en fonction de la collectivité.

- **La contribution tarifaire d'acheminement**

Ce prélèvement sert au financement d'une partie des retraites du personnel des industries électriques et gazières. Il s'élève en moyenne à 2 % de la facture du client.

- **La taxe sur la valeur ajoutée (TVA)**

Ce prélèvement sert au financement d'une partie des retraites du personnel des industries électriques et gazières. Il s'élève en moyenne à 2 % de la facture du client.

3.2.4.1.4 L'abonnement

Pour un compteur bleu HC/HP 12 kVA, il se montait à # 13 €/mois, soit l'équivalent de # 94 kWh/mois.

3.2.4.2 Impact de la LTECV* sur le prix de l'électricité pour les ménages

L'étude [7] montre comment le retrait de la production d'électricité nucléaire à 50 % et les investissements en éolien et solaire PV conduiront à un doublement du prix du kWh pour les ménages, comme c'est déjà le cas en Allemagne, sans la moindre réduction de rejets de CO₂ – au contraire, une possible augmentation afin de suppléer à l'intermittence par des turbines à gaz.

69. L'état oblige EDF à acheter les kWh solaires à un prix garanti 20 ans : 630 €/MWh pour les petites installations, soit plus de 12 fois le prix de production nucléaire. Pour les parcs solaires récents, l'électricité est rachetée aux compagnies environ 100 à 110 €/MWh.

Si l'on examine le coût à investir pour les vingt années à venir selon la PPE* jusqu'en 2023 (voir tableau 3), on voit que l'investissement en 28 GW d'éolien et de solaire supplémentaires coûtera aussi cher que la mise à niveau du parc nucléaire actuel de 63 GW pour une même durée de vie de vingt ans, mais que le nucléaire produira près de 10 fois plus d'électricité, et de plus – quand on en a besoin, et non pas en fonction des caprices de la météo !

Tableau 3 PPE - comparaison des productions selon les investissements

Chiffrage PPE 2023	Éolien + solaire PV	Nucléaire
Puissance suppl.	27,7 GW	0
Investissement / 20 ans	60-70 G€	55-70 G€
Production annuelle	43 TWh/an	415 TWh/an

3.2.5 Impact du taux d'actualisation sur le coût de l'électricité

Les investissements capitalistiques sont très sensibles au taux d'actualisation : passer le taux d'actualisation de 3 à 8 % fait doubler le coût des investissements sur 25 ans d'exploitation (éoliennes, par exemple).

La figure 2 [8] montre les fourchettes de coûts de production en fonction des taux d'actualisation.

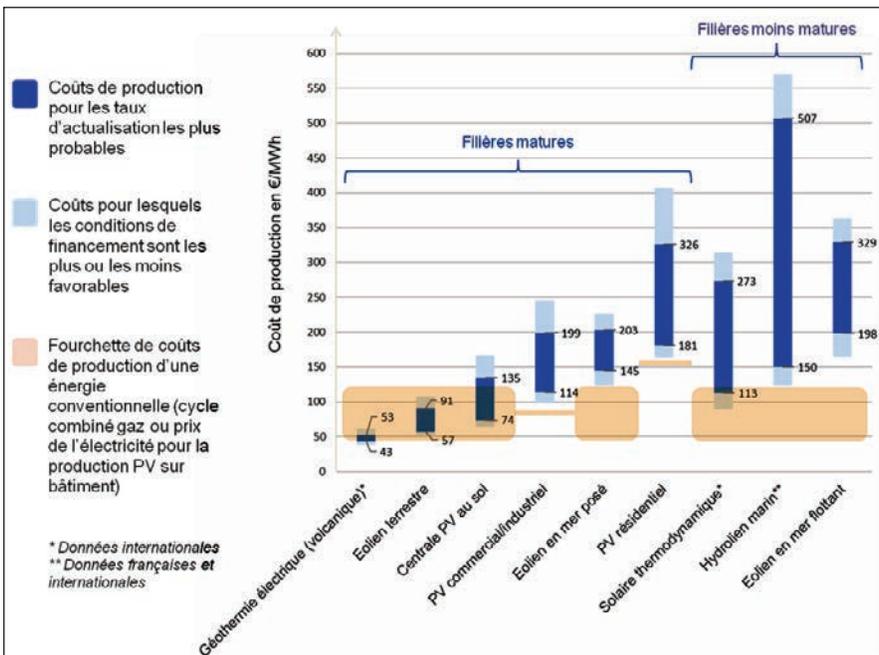


Figure 2 Coûts de production d'électricité à partir de différentes sources renouvelables [8].

3.2.6 *Impact sur la balance commerciale de la France*

En cas de sortie du nucléaire, le supplément d'importations de combustibles fossiles pour compléter les énergies intermittentes serait de 30 Md€ (2011), ce qui alourdirait la facture énergétique de 50 %. A contrario, le marché des équipements et services du nucléaire représente un solde exportateur de 6 Md€ en 2013. L'excédent de production d'électricité, vendu sur le réseau européen, rapporte actuellement plus de 2 Md€, ce qui compense largement les achats d'uranium importé.

3.2.7 *La vérité des prix*

On note en Europe ces dernières années un dysfonctionnement du marché de gros en raison des EnRi : les surcapacités entraînent une baisse des prix de gros, mais l'augmentation des prix de détail.

La cause est le soutien aux énergies nouvelles par des tarifs garantis, échappant donc à toute régulation par le marché, alors que l'électricité ainsi produite arrive prioritairement sur le marché. Elle déstabilise donc le système de prix de gros, et conduit à un gaspillage répercuté sur les consommateurs (voir Annexe 2).

Pratiquer la vérité des prix implique :

- 1) de prendre en compte les coûts des externalités, au premier rang desquelles les émissions de CO₂ ;
- 2) que les marchés envoient les bons signaux aux consommateurs et aux investisseurs, en les incitant à investir là où sont les besoins de décarbonation, ainsi que les besoins d'effacement ou de capacité apte à suppléer les manques de production des sources intermittentes [9].

Afin d'orienter les choix économiques de la décarbonation de l'énergie, il est donc important que les prix reflètent la *valeur* des formes d'énergies procurées. Le risque principal est que des prix de marché artificiellement déprimés n'envoient pas un bon signal aux investisseurs pour le futur, car une usine qui quitte le territoire national émettra dix fois plus de CO₂ à l'autre bout du monde. Or les productions d'énergies renouvelables ne subissent aucun signal-prix, mais en provoquent un très violent pour les autres producteurs.

3.2.8 *Le coût de la tonne de CO₂ évitée*

Le cumul de ces recettes de la CSPE, taxe parafiscale prélevée sur la consommation d'électricité de tous les Français, avoisinait 18 Md€ en 2016 (3,9 Md€ par an pendant la durée des contrats d'obligation d'achat). Depuis 2007, les émissions de CO₂ ont été réduites de 6,1 Mt/an, ce qui valorise le CO₂ à une valeur comprise **entre 350 et 650 €/tonne** (voir Partie 1, Chapitre 4).

Avec 18 Md€, on aurait pu financer à un niveau largement suffisant (15 000 euros par voiture) l'achat de plus d'un million de voitures électriques. Le coût du CO₂ évité aurait été de l'ordre de **130 €/tonne**⁷⁰.

Alternativement, on aurait pu envisager de rénover thermiquement 2 millions de logements pour économiser 20 MWh d'origine fossile par an⁷¹, ce qui aurait permis d'éviter l'émission de 5 Mt/an de CO₂. En supposant un amortissement de l'investissement sur 20 ans, le coût du CO₂ évité aurait été d'environ **190 €/tonne** [10].

3.3 Coût du chauffage

La chaleur représente 40 % de l'énergie primaire consommée en France, il est donc important de la décarboner en priorité. Les locaux (au nombre d'environ 30 millions) se répartissent en gros en 3 tiers : ceux datant d'avant 1948 ; entre 1948 et 1975 ; après 1975. C'est sur les plus anciens qu'il faut intervenir en priorité pour faire des économies substantielles de dépenses énergétiques.

Mais le coût de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les logements sera considérable, environ 30 000 € par logement ancien. Pour réaliser 178 TWh (15,5 Mtep*) d'économies par an (soit # 15 % d'économies), il faut investir 162 Md€ (# 1 €/kWh/an, soit un retour sur investissement de l'ordre de 6-7 ans) ; mais au-delà, les coûts s'envolent (plus du double pour économiser 50 % seulement). Pour réduire la consommation de 50 % des 18,6 millions de logements construits avant 1975, le coût total avoisinera 550 Md€ [11].

Le chauffage le moins cher est le chauffage au bois. La figure 3 montre que ce qui est accessible aux particuliers (à un coût inférieur à 150 €/MWh, qui est le prix actuel du chauffage électrique par effet Joule pour les ménages) est limité aux pompes à chaleur (PAC) ; le solaire thermique coûte nettement plus cher, ce qui explique qu'il soit peu répandu en France. Car, compte tenu de l'investissement à réaliser, l'approche en coût complet ne suffit pas à inciter au passage à l'acte. En effet, le chauffage électrique par effet Joule présente bien des avantages : très faible prix des radiateurs, possibilité de moduler sa consommation par pièce et en fonction des heures de la journée, en profitant des tarifs préférentiels (début d'après-midi pour le photovoltaïque, nuit pour le nucléaire).

Pour les installations collectives et industrielles, viennent également en tête la biomasse et les PAC, ainsi que la géothermie et le solaire thermique. La PPE 2023 fixe comme objectif pour la biomasse collective 13-14 Mtep. Pour la méthanisation (à la ferme), la PPE vise entre 237 et 300 MW, produisant 2 TWh pour un temps de fonctionnement annuel de 7 100 h, soit 0,17 Mtep, ce qui reste marginal.

70. Calcul effectué pour des émissions des moteurs thermiques de 150 g/km et un usage total du véhicule de 200 000 km.

71. Les logements sont supposés chauffés au gaz avec une émission de CO₂ de 234 g/kWh.

Le rapport [3] considère que là où les réseaux de chaleur ne peuvent pas se développer, le biogaz doit être favorisé.

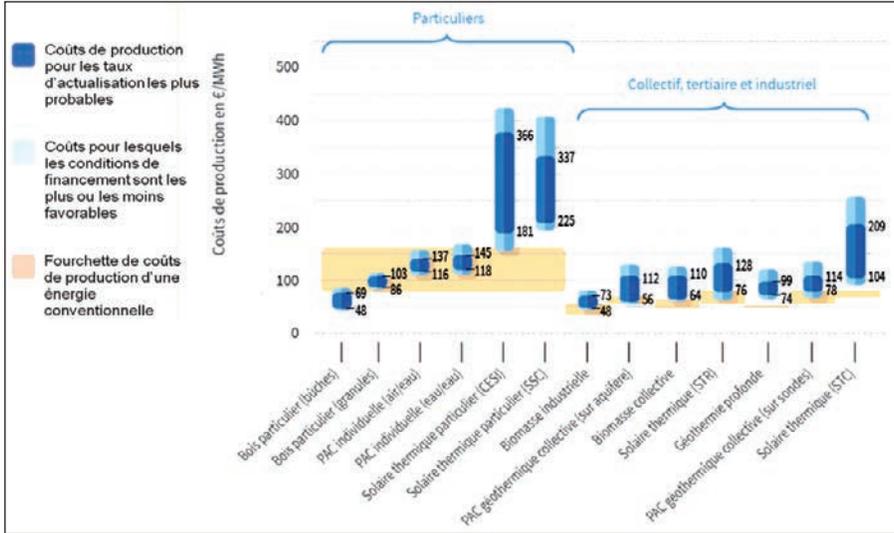


Figure 3 Coût de production de chaleur à partir de sources renouvelables [8].

3.4 Coût du transport

Le transport est le parent pauvre de la décarbonation⁷², alors qu'il représente un tiers de la consommation finale d'énergie et un tiers des émissions de CO₂ en France (voir Partie 1, Chapitre 4). Les modes alternatifs sont :

- L'électricité : on est ramené au problème du stockage de l'électricité, de la masse des batteries, et de leur coût. On estime en 2015 que le coût des batteries équivaut au coût de tout le combustible à acheter pour alimenter le véhicule durant toute sa durée de vie ; la solution proposée par les constructeurs est de louer les batteries (ce qui est rentable pour plus de 1 000 km parcourus par mois).
- L'hydrogène : on ne sait pas encore le produire de façon rentable à partir d'électricité intermittente (les électrolyseurs sont conçus pour fonctionner en mode stationnaire). On estime le coût de revient de l'électrolyse à 2 500 €/kWh, sans inclure toutes les dépenses d'infrastructures [3].

72. Biomasse et biocarburant correspondaient au tiers des fonds en 2007 et à seulement 4 % aujourd'hui.

- Le méthane produit par méthanisation des déchets agricoles : le potentiel est évalué à 180 TWh par an, soit 30 % de la consommation d'énergie des transports.
- La biomasse de 3^e génération (à partir des algues) ne produira pas de carburants renouvelables à une échéance prévisible.

Les progrès importants en cours sur les supercondensateurs en graphène laissent entrevoir que le mode de propulsion électrique pourra être la référence pour les véhicules légers à l'horizon 2040.

3.5 L'économie agricole dans la transition carbone

Les sources diluées comme le vent et le soleil nécessitent beaucoup de terrain, qu'on trouve évidemment à la campagne. Les éoliennes fournissent l'énergie pour l'irrigation, les panneaux photovoltaïques fournissent l'électricité pour piloter le système et ouvrir les vannes, en concomitance avec le besoin d'irrigation. Le traitement de la biomasse fournit le combustible nécessaire au chauffage et éventuellement à l'électricité, les déchets animaux (lisier, etc.) peuvent être reconvertis en engrais tout en produisant du méthane. Au total, un groupement d'exploitations agricoles peut vivre en autarcie et vendre le surplus énergétique renouvelable sur le marché de l'énergie, car le retour sur investissement d'un méthaniseur est excellent, environ 4 ans.

Dans ces conditions, les notions de « renouvelable » et de « durable » prennent tout leur sens. En outre, le développement du biogaz apporterait un soutien aux agriculteurs en leur apportant un complément de revenu indispensable dans la concurrence européenne.

Soulignons que les technologies requises par l'autoconsommation sont celles qui permettront de répondre, par exemple, à la question de l'électrification de l'Afrique.

3.6 La décarbonation de l'énergie est-elle compatible avec une économie de marché ?

En économie de marché, les prix sont fixés par le marché, ce qui suppose que le produit soit disponible. Mais alors, comment faire avec des sources fatales comme le vent et le soleil ? D'autant que notre mode de vie s'est déconnecté, avec les sources d'énergie bon marché, des contraintes de la nature.

Jusqu'à présent, le prix de l'électricité était déterminé par la ressource combustible qu'on mettait en œuvre en dernier pour passer les pics de consommation ; en France, le fioul ou le charbon. Cela permettait d'assurer un équilibre économique, même avec des sources comme l'hydraulique et le nucléaire pour lesquelles

le coût de l'agent énergétique (l'eau, l'uranium) est négligeable par rapport au coût d'investissement. De fait, l'essentiel du coût provient à présent de l'amortissement de l'investissement.

Pour l'instant, les prix découlent de mécanismes de subventions appliqués au niveau européen :

FIT* (Feed-in tariffs) : prix d'achat garantis. L'inconvénient est qu'on perd la référence au prix du marché.

FIP* (Feed-in premium) : l'électricité est vendue au prix du marché, mais une prime permet de compenser les coûts d'investissement. C'est ce vers quoi on se dirige, en Allemagne et en France [12].

Les Britanniques mettent en place le « *contract for difference* ». Il consiste à verser aux opérateurs un montant différentiel couvrant l'écart (prix de vente – niveau de référence) lorsque le prix du marché est trop faible ; à l'opposé, si la conjoncture pousse le prix au-delà du montant de référence, l'opérateur reverse à l'État le profit excédentaire ainsi obtenu. C'est le mécanisme adopté pour les deux EPR de Hinkley Point.

3.6.1 **Marché de capacité**

La loi NOME* de 2010 dispose que chaque fournisseur d'électricité contribue à la sécurité d'approvisionnement en électricité par des capacités d'effacement de consommation, ainsi que par des capacités de production d'électricité. Elle inclut un dispositif transitoire d'accès à l'électricité nucléaire (ARENH), avec un prix fixé par décret (42 €/MWh depuis 2012).

3.6.2 **Est-il encore rentable d'investir dans la production d'électricité ?**

Quand le marché est tendu (avec risque de black-out*), les producteurs peuvent amortir leurs installations avec des prix pouvant dépasser les 500 €/MWh, à comparer aux # 50 €/MWh observés en moyenne. Avec des systèmes ne consommant pas de combustibles, on perd la référence au *merit order* (ordre de préséance économique), et il va falloir au contraire financer les capacités de délestage et de back-up, indépendamment de leur utilisation : quel investisseur privé va se risquer sur un secteur aussi peu sécurisé ? C'est ainsi que la capitalisation boursière d'EDF est passée de 160 Md€ en 2008 à 22 Md€ en 2016, ce qui constitue une destruction de valeur pour la nation. Après une flambée de création d'entreprises exploitant les énergies intermittentes, on note néanmoins que le mouvement s'inverse – avec la mise en place concrète des marchés de capacité – vers une concentration par absorption de ces PME [13].

3.6.3 *Lisser les aléas météorologiques par la production d'hydrogène*

Une idée en vogue est d'utiliser l'électricité excédentaire produite par les EnRi pour produire de l'hydrogène, qui servira ensuite soit pour le transport (en alimentant des piles à combustible), soit pour produire de l'électricité lors des carences en vent et en soleil. L'inconvénient de ce scénario est qu'on n'a pas encore de données économiques pour le valider, et qu'il reste donc spéculatif : 1) Les piles à combustible pour le transport ne sont pas encore suffisamment au point pour être commercialisées industriellement, et la distribution d'hydrogène dans le grand public présente des risques vis-à-vis de la sécurité (explosion) ; 2) les électrolyseurs pour produire de l'hydrogène coûtent cher, ont un rendement médiocre, et vieillissent rapidement quand ils fonctionnent de façon intermittente.

Plutôt que de combler les carences d'électricité en brûlant de l'hydrogène, le CEA [14] propose de garder les réacteurs nucléaires en capacités pour suppléer aux carences des EnRi, et de les utiliser pour produire de l'hydrogène aux moments où l'électricité intermittente est abondante.

L'hydrogène serait produit alors de façon plus continue par électrolyse, voire directement par réaction thermique à haute température. Ce scénario, techniquement plus robuste, rencontre deux écueils :

- 1) que le fonctionnement des réacteurs nucléaires soit poursuivi, alors que la transition énergétique a été associée médiatiquement à une dénucléarisation plutôt qu'une décarbonation ;
- 2) que le coût du système reste compétitif, ce qui n'est pas démontré dans la période actuelle d'exploitation du pétrole et du gaz par des techniques non conventionnelles, qui ont pour résultat de faire baisser les prix de ces carburants.

3.6.4 *L'électricité vendue comme un service ?*

À partir du moment où l'électricité fatale ne vaut plus rien (l'Allemagne pratique des prix négatifs lors de fortes surproductions éoliennes), il est nécessaire de changer de modèle économique pour assurer la fourniture d'un bien considéré comme indispensable et accessible à tous, du moins dans les pays riches. Par ailleurs, les États poussent aujourd'hui à l'autoconsommation du solaire chez les particuliers, avec des batteries pour stocker l'électricité produite dans la journée.

Après la Californie, l'Allemagne voit ses producteurs d'électricité se séparer des activités de production, et même de transport et de distribution, pour se concentrer sur les services. Il a fallu la faillite d'Enron, et plus récemment les black-out à répétition en Australie méridionale, pour relancer les investissements en production pilotable d'électricité, mais la construction de nouvelles capacités pilotables prend de l'ordre d'une décennie [8].

Lorsque la marge procurée par l'écart entre le prix de revient marginal et le prix de revient moyen ne permet pas de couvrir les coûts fixes, dont l'amortissement des

investissements, la solution habituelle consiste à faire souscrire aux consommateurs un abonnement couvrant les coûts fixes, comme c'est le cas pour les fournisseurs d'accès à internet. L'abonnement en fonction de la puissance souscrite, qui existe déjà, prendra une proportion plus importante dans la facturation. Ceci évitera que les autoconsommateurs ne se comportent en « passagers clandestins » vis-à-vis du réseau, en laissant les frais de maintenance du réseau à ceux qui n'ont pas la possibilité de produire de l'électricité.

Cette approche conditionne l'essor à venir du stockage de l'électricité, puisque le stockage – indispensable à la poursuite de la transition énergétique au niveau de l'Union européenne – sera lui-même marqué par l'intermittence et le besoin de financer des capacités mobilisables à la demande.

3.7 Les énergies renouvelables permettent-elles de maintenir un développement durable ?

L'étude de l'Université catholique de Louvain [1] met en évidence les points suivants :

- 1) Le taux de retour énergétique (TRE*) baisse avec la raréfaction des énergies fossiles carbonées.
- 2) Le TRE* des EnRi* est inférieur à celui des énergies carbonées (voir figure 4), et il baisse avec leur implantation, selon la loi des rendements décroissants (l'implantation de ces énergies se fait sur des sites de moins en moins favorables) : on constate sur la figure 5 que le TRE* chute rapidement lorsque la production annuelle d'énergie mondiale augmente.
- 3) De ce fait, il faut plus de capitaux pour produire de l'énergie, ce qui crée un effet d'éviction des investissements des secteurs non énergétiques, en particulier celui produisant les biens d'équipement.
- 4) L'économie serait alors susceptible de connaître un scénario caractérisé par une baisse sévère (voire un effondrement) de la production et de la consommation.

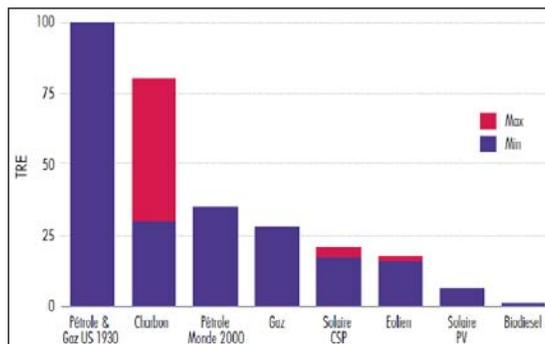


Figure 4 Valeur du TRE pour différentes sources d'énergies carbonées (à différentes époques) et d'énergies renouvelables

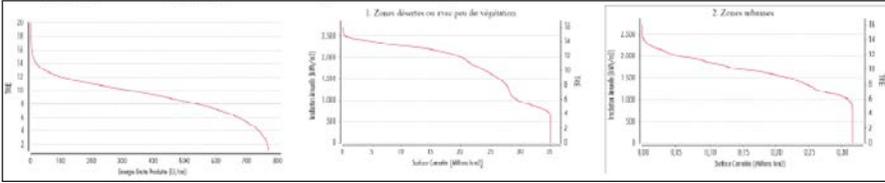


Figure 5 a : TRE éolien en fonction de l'énergie brute produite (EJ/an) ; b : TRE photovoltaïque 1) en zone (quasi)désertique ; 2) en zone urbaine en fonction de la surface cumulée (en millions de km²).

Le TRE* photovoltaïque est proportionnel à l'irradiation annuelle (en kWh/m²) ; pour 1 700 kWh/m² comme dans le Sud de la France, le TRE* est # 10.

À noter que si on cherche à stocker l'énergie éolienne produite sous forme d'hydrogène, le potentiel global est alors divisé par deux et le TRE* est considérablement impacté : le TRE* maximal estimé chute de 22 à 7,5.

Depuis le 1^{er} choc pétrolier (1973), l'évolution du PIB* des pays développés laisse apparaître une décroissance continue de l'intensité énergétique de 11 à 7 MJ par US\$ (voir figure 6), soit une baisse de 36 % en 50 ans. Il ne faut pas trop se leurrer sur cette apparente croissance de l'efficacité énergétique, due en partie à la délocalisation des secteurs énergivores ; d'ailleurs, cette tendance tend à se stabiliser depuis l'an 2000.

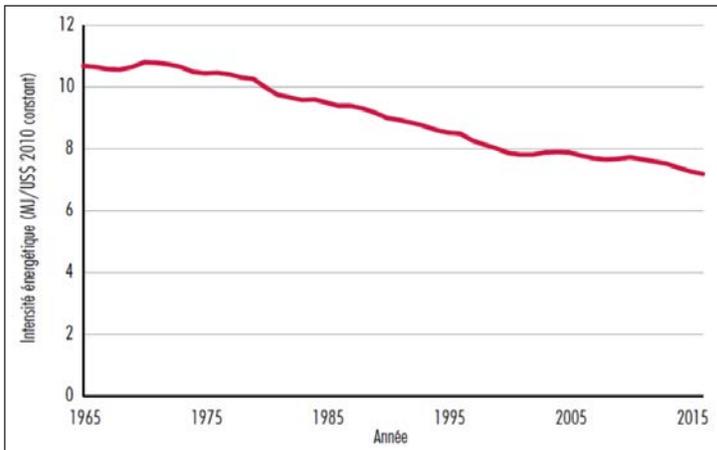


Figure 6 Décroissance de l'intensité énergétique (MJ/US\$₂₀₁₀) entre 1965 et 2015.

La baisse du PIB avec l'introduction des EnRi dépend de différents facteurs. Elle est d'autant plus forte que :

- le stock initial d'énergie non renouvelable est élevé ;

- les potentiels de progrès technique au sein des secteurs énergétique et final sont faibles ;
- les déséconomies d'échelle (rendements décroissants) dans l'exploitation des énergies renouvelables, dues à l'effet « localisation », se font rapidement observer ;
- l'élasticité de substitution entre capital et énergie est faible (autrement dit, plus il est coûteux de remplacer un équipement énergivore par un autre plus économe en énergie, à production donnée) ;
- les agents économiques ont un taux de préférence pour le présent élevé (ils tendent à privilégier le court terme).

En revanche, la transition peut se faire en douceur, sans contraction ni du PIB, ni de la consommation, si l'élasticité de substitution entre capital et énergie est suffisamment élevée, et si les déséconomies d'échelle sont suffisamment peu marquées. Mais le paramètre fondamental est certainement d'avoir une stratégie économique progressive et constante sur le long terme.

3.8 Annexe I : Coût complet de l'électricité

Les coûts des différentes étapes du cycle de vie moyen comprennent :

- Les coûts passés de l'existant tels que les constructions des ouvrages, les subventions et la R&D.
- Les coûts de production moyens supportés par un investisseur sur toute la durée de vie de son installation.
- Les coûts d'investissement futurs relatifs à l'amélioration du fonctionnement (sécurité, réduction des pollutions...) et du démantèlement.
- Les coûts de gestion future des déchets, englobant aussi ceux produits par les ENR.

À ce coût comptable techniquement fidèle, il faut ajouter, en fonction du moyen de production considéré, les coûts des choix d'orientation politique :

- Les coûts pondérés des services réseaux prenant en compte les ressources nécessaires pour assurer le maintien de la tension et de la fréquence du réseau national.
- Les futurs investissements et R&D comme le stockage massif d'électricité qui permettrait une certaine déconnexion entre l'offre et la demande et une meilleure gestion des réseaux.
- Les coûts du CO₂ pour les énergies carbonées et les coûts d'énergie de substitution pour les filières à faibles taux de charge tels l'éolien et le photovoltaïque.

L'ensemble constitue le coût courant économique (CCE*).

3.8.1 Coût complet du nucléaire [3, 15]

La Cour des comptes a chiffré en 2012 le coût complet comptable à 33,4 €/MWh. Le coût du combustible nucléaire n'y représente que 5,7 €/MWh, soit un peu plus que 10 %. Il se partage à parts égales entre l'approvisionnement en uranium (importé) et son enrichissement et son traitement (réalisés en France).

La Cour des comptes note qu'entre 2010 et 2013, le coût courant économique (CCE*) de l'électricité nucléaire⁷³ subit une augmentation de 21 %, passant de 49,6 €/MWh à 59,8 €/MWh en € courants, dont les causes sont les suivantes :

- Doublement des dépenses de maintenance (conséquences de Fukushima).
- Plan de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans.
- Augmentation des provisions pour charges futures de démantèlement et gestion des déchets.
- Augmentation du taux de rémunération du capital investi.
- Augmentation des dépenses d'exploitation.
- Inflation de 4,1 % sur les 3 ans (ce paramètre semble se stabiliser depuis la date de l'analyse).

Pour contrer cette dérive des coûts, EDF a mis en place une politique volontariste pour diminuer le coût du grand carénage incluant les mesures post-Fukushima, pour maîtriser les dépenses d'exploitation, et gérer de façon industrielle les actions de démantèlement. Sur la base des économies annoncées par EDF fin 2016, l'I-tésé ramène le coût cash à 33 €/MWh pour une durée de vie des centrales de 50 ans [2].

Alors que la Cour des comptes considérait en 2014 que les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets, étaient provisionnées à 43,7 Md€, soit la moitié du total revalorisé de 87,2 Md€, les postes importants sont désormais bien connus [2] :

- Dépenses de gestion future des combustibles usés ; les provisions se montent fin 2016 à 9,0 Md€ pour des charges brutes « à terminaison » de 29,6 Md€. Compte tenu du rendement des placements de ces sommes et du planning du projet (prévu pour durer 100 ans), le taux de couverture de ces provisions est dès à présent de 100 %.
- Les données publiques les plus récentes (PNGMDR* 2016) constatent que le montant estimé par EDF des charges brutes pour le démantèlement du parc nucléaire français en exploitation se monte à 19,6 Md€ fin 2015 (soit 337 M€ par réacteur, estimation validée par le retour d'expérience des opérations de démantèlement en cours).

Pour les EPR qui doivent entrer en service ou sont en projet, le CCE* de l'électricité est près du double : # 100 €/MWh pour l'EPR de Flamanville et 109 €/MWh pour les EPR anglais de Hinkley Point.

73. 58 réacteurs nucléaires âgés de 20 à 36 années, excepté les 4 plus récents.

3.8.2 Coût complet des EnRi

Les coûts du PV dans le Sud de la France étaient en 2015 de 68 €/MWh pour une centrale PV et 85 €/MWh pour des panneaux posés sur une toiture industrielle. L'ADEME anticipe leur baisse de 25 % à l'horizon 2025.

Pour l'éolien, le coût actualisé est de 75 €/MWh en 2015 et l'ADEME anticipe une convergence des coûts des différentes technologies (à terre, en mer posé et flottant) dans la gamme 60-70 €/MWh vers 2030.

Les coûts d'intégration au système électrique comprennent :

- Coût de réseau (raccordement, renforcement).
- Coût d'équilibrage (erreur de prévision...).
- Coût de back-up*.
- Coût de moindre utilisation des centrales pilotables.

Compte tenu que le système électrique français est déjà très flexible (hydroélectricité, nucléaire), l'ADEME considère que le développement des EnRi jusqu'à 2030 ne nécessite pas de développer le stockage de façon significative en métropole. Ce n'est qu'au-delà de 25 GW de PV qu'il faudrait prévoir 20 % de capacité de stockage par GW de PV installé.

3.8.3 La rémunération par la flexibilité

Pour suivre les besoins de la consommation, le parc nucléaire a effectué en 2015 plus de 140 variations d'amplitude supérieures à 5 000 MW – contre moins de 60 en 2008, ce qui constitue une exception mondiale [16].

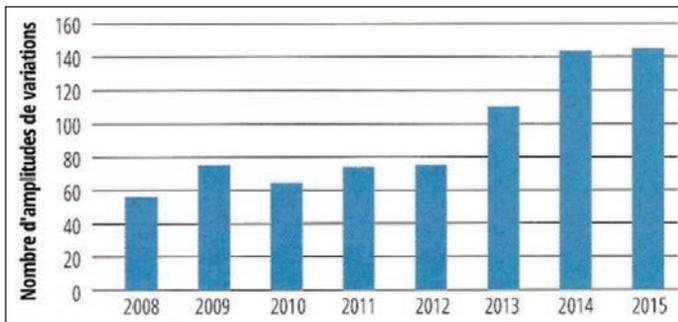


Figure 7 Évolution du nombre de variations du parc nucléaire français d'amplitude supérieure à 5 000 MWe.

La baisse de 10 % de taux de charge moyen qui en résulte fait perdre chaque année 55 TWh, soit **2,3 Md€** (au prix ARENH* de 42 €/MWh). Le service rendu par un tel fonctionnement demande une juste rémunération, d'autant que c'est pour

permettre à des producteurs intermittents de toucher des subventions et de casser les prix du marché lorsque le vent souffle ou que le soleil brille.

3.8.4 Coût du démantèlement des éoliennes

Alors que l'arrêté du 26 août 2011 prévoit le provisionnement à hauteur de 50 000 euros par éolienne, le retour d'expérience du démantèlement semble indiquer un coût réel 8 fois plus important, dépassant 400 000 € pour une machine (hors enlèvement du massif en béton, qui est pratiquement infaisable).

On passerait alors pour le démantèlement de 0,54 €/MWh à 4,3 € par MWh produit, à comparer aux 1,8 €/MWh pour le démantèlement d'un réacteur à eau pressurisée en considérant la fourchette haute, et 0,9 €/MWh pour la fourchette basse.

NB-1 : Cette comparaison ne prend pas en considération la différence de service rendu entre un MWh disponible à la demande et un MWh intermittent qui n'est pas garanti.

NB-2 : Les propriétaires des terrains sur lesquels les éoliennes sont implantées risquent d'en faire les frais en cas de disparition de l'exploitant : ils seront responsables du démantèlement des machines et de la dépollution des sols [17].

3.9 Annexe 2 : Les transferts financiers dans le cadre de la production intermittente d'électricité

Le schéma en figure 8 [17] fait apparaître les points suivants :

- 1) Les producteurs d'électricité conventionnelle (hors éolien et solaire) subissent une perte en valeur de 2,7 Md€ en raison de la baisse du prix de gros, à laquelle s'ajoute une perte (manque à gagner) de 0,2 Md€ du fait d'un appel moindre de leurs centrales ; à cela s'ajoute un transfert de recettes de 1 Md€ au profit des producteurs d'électricité renouvelable (éolien et solaire), lesquels peuvent d'ailleurs être pour partie des producteurs d'électricité conventionnelle. Au total, le transfert supporté est donc de 3,9 Md€.
- 2) Les consommateurs d'électricité supportent une charge supplémentaire de 3,6 Md€ prélevée via la CSPE*, somme qui revient directement aux producteurs d'électricité renouvelable (éolien et solaire).
- 3) Au total, ces deux catégories d'agents (les « perdants ») supportent un transfert (subvention croisée) de 7,5 milliards d'euros.
- 4) Les producteurs d'électricité renouvelable (éolien et solaire) bénéficient de deux types de transferts : un transfert de recettes via le marché de gros de 1 Md€ (vente de leur électricité au prix du marché), et un transfert de 3,6 Md€ via la CSPE soit un transfert total de 4,6 Md€.

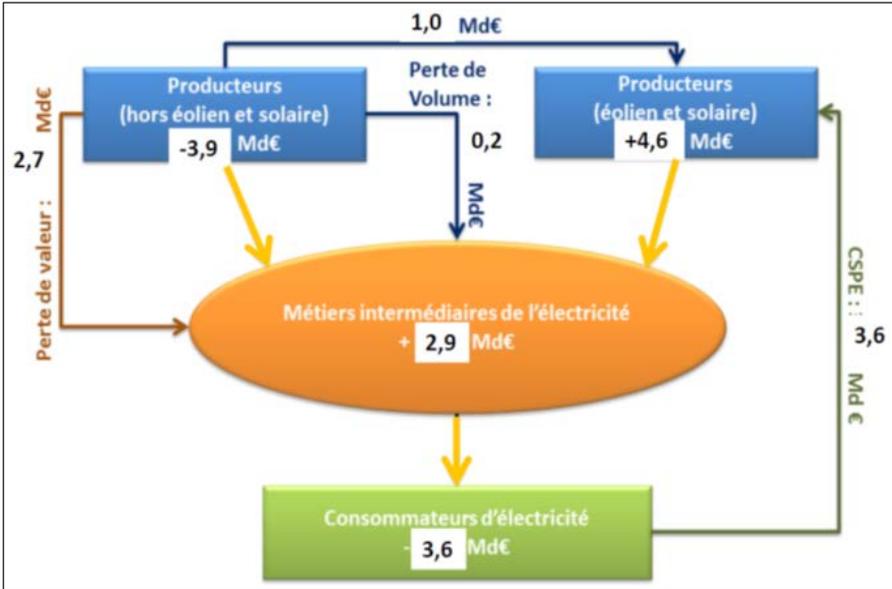


Figure 8 Description des flux financiers et des flux physiques pour la fourniture d'électricité incluant des EnRi.

- 5) Les grossistes et fournisseurs (intermédiaires) bénéficient d'un transfert de recettes de 2,9 Md€ qui correspond au manque à gagner des producteurs d'électricité conventionnelle. Comme les prix de gros ont baissé, ces opérateurs (grossistes et fournisseurs) achètent moins cher l'électricité qu'ils revendent à leurs clients. Cette rente peut pour partie être conservée par ces intermédiaires si la baisse du prix de gros n'est pas répercutée sur le client (cas du client domestique alimenté au tarif réglementé de vente) et pour partie être récupérée par le client si celui-ci bénéficie d'un contrat en offre de marché dans lequel le prix de vente est indexé sur le prix de gros. Dans ce cas le client récupère « de la main gauche » une partie de la CSPE qu'il a payée « de la main droite ». Mais cette rente peut aussi être conservée par l'intermédiaire.
- 6) Au total ces deux catégories d'agents (producteurs d'EnRi et intermédiaires), qui sont les « gagnants », bénéficient d'un transfert de 7,5 Md€, ce qui correspond bien évidemment au transfert supporté par les « perdants ».

In fine, on peut donc considérer que le surcoût « complet » des renouvelables est égal à la différence entre ce chiffre de 7,5 Md€ et la valeur réelle des EnRi au prix du marché soit 1 Md€, ce qui donne 6,5 Md€.

Le chiffre de 6,5 Md€ ne peut être compris comme une « perte nette » supportée par la collectivité en 2015, mais ce chiffre est un indicateur qui montre que le coût induit par les aides apportées aux renouvelables ne se limite pas au seul montant de la CSPE payée par le consommateur final domestique.

En résumé, pour apprécier l'impact qu'une injection d'électricité renouvelable subventionnée hors marché exerce sur l'économie, il ne suffit pas de calculer le surcoût entre le prix d'achat garanti et le prix de marché (surcoût couvert par la CSPE *). Il faut tenir compte de deux autres effets :

- l'effet d'éviction, qui se traduit par la baisse du facteur de charge des moyens de production conventionnels ;
- la baisse du prix du marché.

Pour autant, cette baisse du prix du marché ne profite pas au consommateur, puisqu'il doit payer la prime dont le montant s'accroît avec le différentiel entre le prix de gros et le prix garanti.

3.10 Définition des acronymes et abréviations utilisés dans le présent chapitre

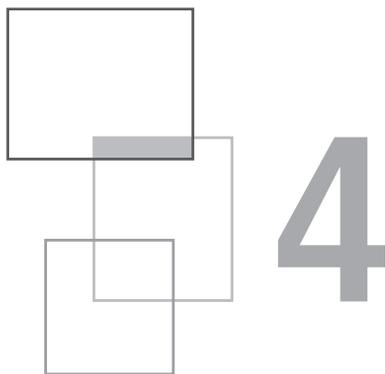
ARENH :	Accès réglementé à l'électricité nucléaire historique
Back-up :	Soutien, renfort, recours
Black-out :	Disruption générale du réseau électrique
CCE :	Coût courant économique
CSPE :	Contribution au service public de l'électricité
EnRi :	Énergie renouvelable intermittente (en pratique actuellement : éolien et solaire photovoltaïque)
FIP :	<i>Feed-in premium</i> (prime à l'achat, couvrant en partie l'écart avec le prix du marché)
FIT :	<i>Feed-in tariff</i> (prix d'achat garanti)
LCOE :	<i>Levelized cost of energy</i> (coût complet actualisé, sur le cycle de vie)
LTECV :	Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la Transition énergétique pour la croissance verte
Mtep :	million de tonne-équivalent pétrole (soit 11,6 TWh)
NOME :	Loi « Nouvelle organisation du marché de l'électricité »
PIB :	Produit intérieur brut
PV :	(Solaire) photovoltaïque
RTE :	Réseau de transport de l'électricité (haute tension)
PNGMDR :	Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs
PPE :	Planification pluriannuelle de l'énergie (plan quinquennal de mise en application de la Loi LTE-CV)
TICFE :	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
TRE :	Taux de retour énergétique (Énergie brute/Énergie investie)

- TRI : Taux de rentabilité interne, exprimé ici en Temps de retour sur investissement
- TURPE : Tarif d'utilisation du réseau public de l'électricité

3.11 Références

- [1] Transition énergétique et (dé)croissance économique ; Regards économiques. Institut de Recherches économiques et sociales (Université catholique de Louvain), novembre 2017, n° 135.
- [2] Jean-Guy Devezeaux de Lavergne. « Les coûts du nucléaire existant ». La lettre de l'I-tésé, n° 32, automne 2017.
- [3] Rapport Énergies 2050, Centre d'analyses stratégiques, Premier ministre, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, 2012.
- [4] Jan Horst Kepler *et al.* « Compétitivité des systèmes de production d'électricité au sein des réseaux : application au nucléaire et aux énergies renouvelables variables ». RGN n° 1 janvier-février 2017, p. 29-33.
- [5] Gilbert Bruhl. « Éléments de comparaison des différents modes de production d'électricité », Conférence 1^{er} décembre 2016 : « Quelles énergies pour les générations futures ? Les défis à relever », www.energethique.com
- [6] Marc Novaro. « Relation coût-prix de l'électricité en France », www.energethique.com, article n° 48.
- [7] Jean-Pierre Pervès *et al.* « La transition énergétique et la production d'électricité : la face cachée de la loi LTE-CV », <http://www.sauvonsleclimat.org> ; janvier 2015.
- [8] David Marchal (ADEME), « Coût des énergies renouvelables en France », Présentation à SFEN/GR21 le 18/05/2017.
- [9] Jean Bizet, Sénateur, rapport d'information fait au nom de la Commission des affaires européennes sur la coopération énergétique franco-allemande. Enregistré à la Présidence du Sénat le 14 mai 2014.
- [10] Hervé Nifenecker, <http://www.sauvonsleclimat.org> ; 2017.
- [11] Jean-Pierre Pervès. « Les énergies actuellement disponibles et leur gestion ». Conférence 1^{er} déc. 2016 : « Quelles énergies pour les générations futures ? Les défis à relever », www.energethique.com
- [12] Jacques Percebois. « Les contraintes d'une électricité renouvelable variable sur la gestion du mix électrique », RGN n° 1 janvier-février 2017, p. 14-18.
- [13] Anne Feitz. « Énergies vertes : la course au rachat de PME est lancée », *Les Échos*, 21/07/2017.

- [14] Camille Cany. « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France », thèse présentée à l'université Paris-Saclay, 2017.
- [15] « Les coûts de production des différentes sources d'énergie en France », Rapport de la Cour des comptes, juillet 2013.
- [16] « Introduction accrue d'énergie renouvelable dans le système électrique : quelles conséquences sur le parc nucléaire ? » Camille Cany *et al.*, CEA/DAS/I-tésé - CEA et université Paris-Saclay ; RGN n° 1 janvier-février 2017, p. 36-40.
- [17] Jean Pierre RIOU. « Étude comparée des démantèlements nucléaire et éolien », lemontchampot.blogspot.fr, 1 juin 2017.
- [18] Jacques Percebois. « Nucléaire et renouvelables : Vers la « paix des braves » ? », conférence SFEN, Aix-en-Provence, 23 mai 2017.



Les impacts sur la société

4.1 Introduction

L'énergie (le « feu ») est l'un des quatre éléments fondamentaux de la nature⁷⁴, et c'est par la maîtrise de l'énergie (sous ses formes thermique, mécanique, radiative, chimique...) que la société humaine a pu évoluer, et dépasser notamment le stade de l'esclavage.

L'énergie se conserve (c'est une loi fondamentale de la physique), mais elle change de forme : certaines formes sont plus risquées pour l'homme, d'autres plus impactantes pour l'environnement (voir Partie 2, Chapitre 1).

Comme on l'a vu au Chapitre 3 de cette Partie 2, l'introduction des énergies⁷⁵ renouvelables intermittentes (EnRi) déstabilise l'économie. Nous montrerons dans ce chapitre qu'elles déstabilisent également la société : la CSPE*⁷⁶ est détournée de son rôle social au profit de subventions pour les nouvelles énergies ; les emplois sont délocalisés au profit de l'importation d'aérogénérateurs et de panneaux photovoltaïques ; la durabilité du modèle est mise à mal, en raison du prélèvement de métaux, et des déchets que ces nouvelles énergies génèrent. Enfin, la baisse du taux de retour énergétique réduira les investissements pour la satisfaction des besoins intellectuels, car les besoins primaires de subsistance devront être satisfaits en priorité.

74. Chez les philosophes grecs présocratiques, les 4 éléments fondamentaux sont : la terre, l'air, l'eau, le feu.

75. Selon l'usage vernaculaire, on utilisera le terme « énergie » pour désigner indifféremment des sources d'énergie.

76. Les termes suivis d'un astérisque sont définis en fin de chapitre.

« Le pire n'est pas toujours sûr » : c'est en prenant conscience des dangers, plutôt que de les cacher « sous le tapis », que la société française, au sein de l'Europe, parviendra à maîtriser la décarbonation de l'énergie, avec les grands défis que sont le chauffage et le transport.

Ce sont ces questions de société que nous nous efforcerons d'aborder dans ce texte.

4.2 Le développement humain et son impact sur l'environnement

4.2.1 *L'indice de développement humain (IDH)*

Le Programme des Nations unies pour le développement a créé en 1990 un indice statistique composite pour évaluer le développement – non pas seulement économique – mais humain, l'indice de développement humain (IDH), qui se fonde sur trois critères majeurs : l'espérance de vie à la naissance, le niveau d'éducation, le niveau de vie.

4.2.2 *Développement et consommation énergétique*

La courbe de la figure 1 montre qu'au-delà de 3 Tep*/H/an, l'IDH* n'augmente plus guère : Italie, France, Belgique, États-Unis, Islande sont au même niveau de développement, légèrement supérieur à 0,9, pour des consommations énergétiques qui varient du simple au quadruple (respectivement : 3,1 ; 4,9 ; 6,4 ; 8,4 et 12,3 Tep/H/an).

Entre la France et les États-Unis, le rapport des consommations moyennes d'énergie par habitant est de 1,7 alors que l'IDH de chaque pays est très voisin. Par contre, il apparaît clairement sur la figure 1 qu'en dessous de 1 Tep/H/an, l'IDH est étroitement corrélé à la consommation moyenne d'énergie par habitant.

On définit la **sobriété énergétique** comme la capacité à atteindre un indice de développement donné pour une dépense énergétique minimale.

4.2.3 *Développement et rejets de gaz à effet de serre (CO₂*)*

La figure 2 montre que, pour un niveau de développement comparable, la France, l'Allemagne le Japon et l'Amérique du Nord émettent respectivement 6, 8, 10, 20 t(CO₂)/H/an. Entre la France et les États-Unis, le rapport est de 3,4.

On définit l'**efficacité énergétique** comme la capacité à atteindre un indice de développement donné pour une émission de gaz à effet de serre (GES, exprimé en équivalent-CO₂) minimale.

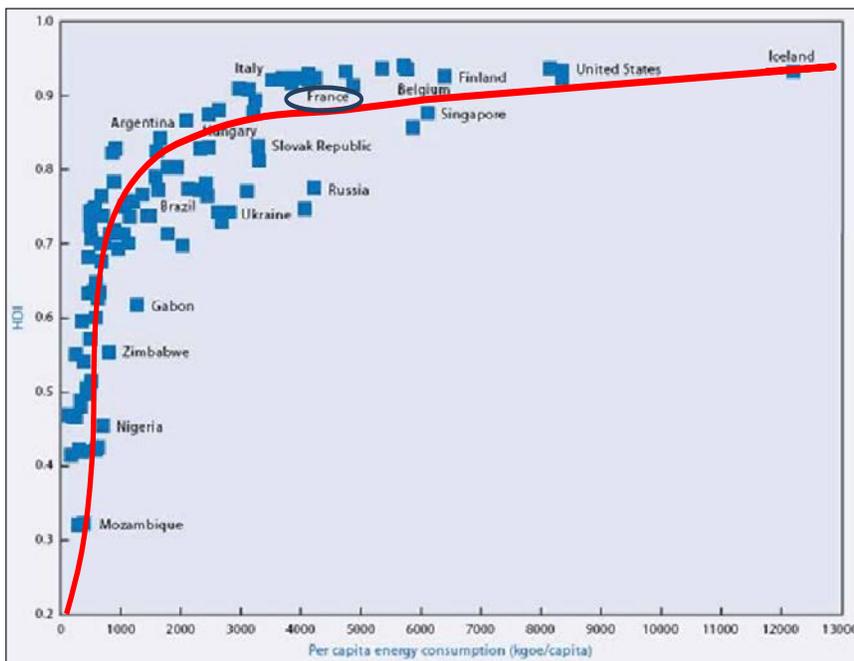


Figure 1 Évolution de l'IDH en fonction de la consommation énergétique (en kg éq. pétrole par habitant et par an) [1].

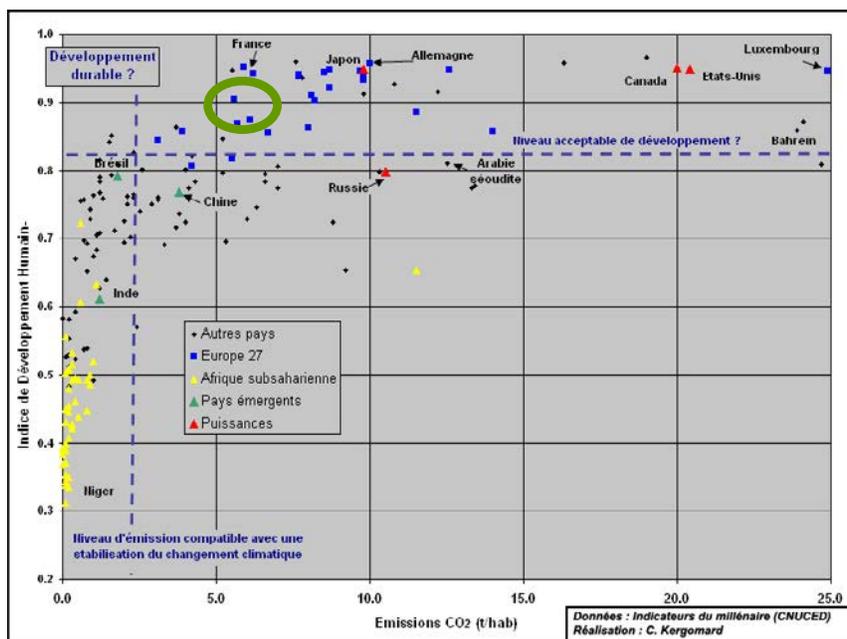


Figure 2 Évolution de l'indice de développement humain (IDH) en fonction des émissions de CO₂ (t/H/an) [1].

Pour assurer un développement durable sur la planète, il faut que les rejets par habitant et par an soient inférieurs à 2 tonnes de CO₂, ce que ne réalisent pour l'instant que les pays sous-développés, mais avec un IDH inférieur à 0,8.

Soulignons le bon positionnement actuel de la France, parmi les pays développés et avec une population importante, grâce au nucléaire ; dans le cas d'une sortie du nucléaire, les émissions de CO₂ augmenteraient de 100 Mt/an [2].

4.2.4 Développement et empreinte écologique

L'empreinte écologique est exprimée ici en nombre d'hectares nécessaires par habitant. La figure 3 montre que pour un niveau de développement comparable, la France, le Canada le Danemark et les États-Unis consomment en espace respectivement 4,9 ; 7,2 ; 8 ; 9,7 ha/H. Entre la France et les États-Unis, le rapport est de 2.

Pour assurer un développement durable de l'humanité dans le cadre des ressources limitées de la planète, on estime qu'il faut que l'empreinte écologique soit inférieure à 2 ha/H. Cuba respecte cette limite avec un IDH supérieur à 0,8.

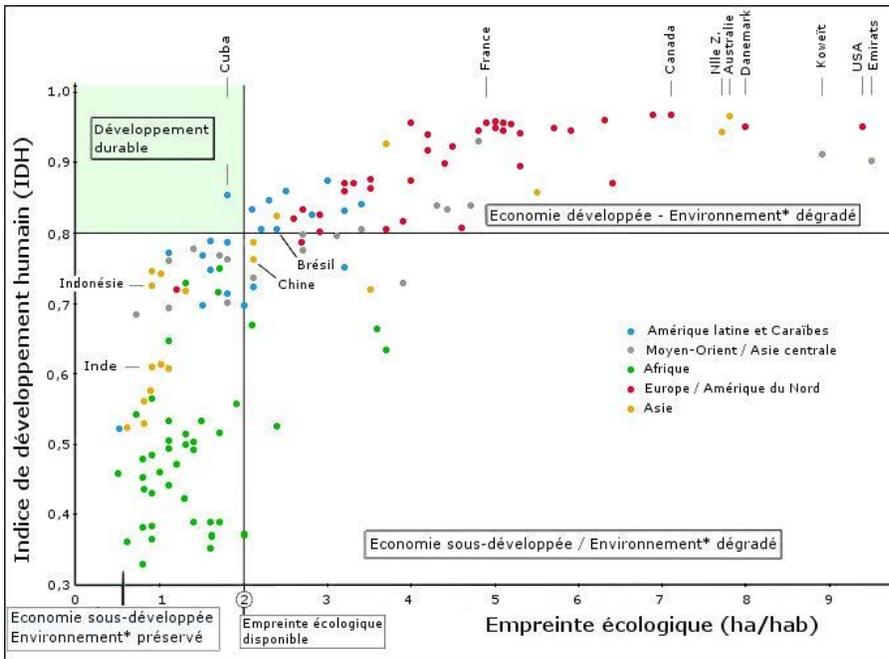


Figure 3 Évolution de l'indice de développement humain (IDH) en fonction de l'empreinte écologique (ha/h) [1].

4.2.5 Pyramide des besoins énergétiques

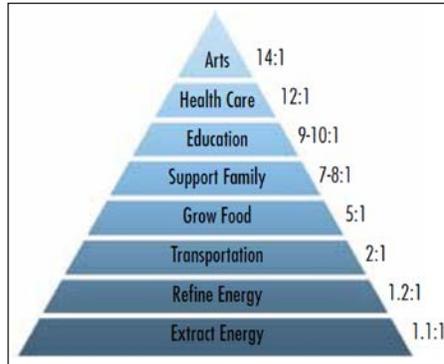


Figure 4 TRE* nécessaires pour satisfaire la pyramide des besoins.

Par analogie à la pyramide des besoins de Maslow, Lambert *et al.* ont développé une pyramide des besoins en relation avec le TRE* [3].

Par exemple, pour développer un système de santé, une société a besoin d'un TRE de 12, alors que la production alimentaire nécessite un TRE de 5.

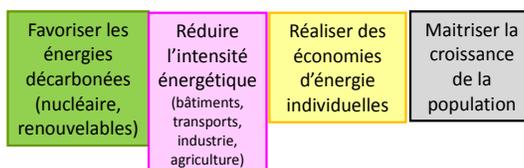
Pour satisfaire un échelon, il faut que tous les échelons inférieurs soient satisfaits, d'où l'augmentation du TRE avec les échelons.

Par exemple, pour pouvoir développer l'éducation puis les soins de santé, il faut avant tout avoir suffisamment d'énergie disponible pour l'extraire, la transformer, la transporter et assurer les besoins alimentaires et de logement.

Autrement dit, plus une société mobilise facilement de l'énergie (haute valeur du TRE), plus elle peut consacrer de l'énergie à des activités moins primaires.

4.2.6 Conclusion

Les pays développés (IDH de l'ordre de 0,9) consomment beaucoup d'énergie, avec un impact environnemental excessif tant en ce qui concerne les rejets de GES que la consommation d'espace. Pour assurer à tous les humains un développement durable sur la planète, des efforts importants doivent être réalisés pour réduire cet impact sur l'environnement. Cet effort est d'autant plus nécessaire qu'il doit servir d'exemple aux pays en voie de développement. Pour ce qui concerne le CO₂, principal GES émis par les activités humaines, il est pratique de décomposer les quantités émises en 4 facteurs :



$$\text{CO}_2 = \frac{\text{CO}_2}{\text{TEP}} \times \frac{\text{TEP}}{\text{PIB}} \times \frac{\text{PIB}}{\text{POP}} \times \text{POP}$$

Emissions de CO₂ = Contenu en CO₂ de l'énergie x Intensité énergétique de l'économie x Production par personne x Population

CO₂: émissions de CO₂
TEP: énergie utilisée
PIB: produit intérieur brut
POP: Population

Figure 5 Équation de Yoichi Kaya [1].

En termes d'émission de CO₂, le découpage de facteurs de rejet selon cette égalité, dite « équation de Yoichi Kaya » (Figure 5) permet d'identifier les paramètres d'action : favoriser les énergies décarbonées, réduire les dépenses énergétiques par l'efficacité des systèmes et des procédés, viser la sobriété individuelle et collective (en réduisant les besoins). Mais tous ces efforts seront vains sans une maîtrise de la croissance de la population mondiale.

En dehors de l'industrie et de l'agriculture, les grands postes de consommation d'énergie en France sont : la production d'électricité, les transports et le chauffage (voir Partie 1, Chapitre 2). Transports et chauffage relèvent également de l'efficacité et de la sobriété, ils seront donc traités séparément dans ce document. En matière de décarbonation de l'énergie, nous traitons donc ci-dessous les aspects liés à la production d'électricité.

4.3 Les enjeux sociétaux liés à la décarbonation de l'électricité

Le sujet de l'impact des énergies sur l'environnement est traité dans ce document plus complètement dans la Partie 2, Chapitre 1. On évoque ci-dessous la façon dont la société les perçoit en 2017.

4.3.1 Les interrogations vis-à-vis du nucléaire

La France a développé depuis le deuxième choc pétrolier (1973) une production d'électricité décarbonée à base de nucléaire, mais en 2017, il subsiste des questions qui font encore débat :

- 1) **L'évacuation après un accident grave**⁷⁷ : quitter la terre de ses aïeux pour un agriculteur ou un viticulteur est un crève-cœur ; le retour pose des problèmes de

77. On définit comme accident grave un accident provoquant une fusion du cœur.

réorganisation des structures sociales abandonnées (mairie, école, hôpital, etc.), comme le montre la gestion post-accidentelle de la zone évacuée de Fukushima.

La réponse est dans la conception des réacteurs (les réacteurs de Génération III comme l'EPR sont conçus pour confiner les produits radioactifs, même en cas d'accident grave) et les mesures d'intervention mises en place en France après l'accident de Fukushima, afin d'éviter l'évacuation durable de la population avoisinante :

- noyau dur, permettant d'assurer les fonctions de sûreté essentielles (refroidissement du cœur, confinement des produits radioactifs), en cas d'accident majeur touchant l'ensemble du site ;
- force d'action rapide nucléaire, permettant d'assurer la présence permanente de personnel qualifié pour gérer la situation accidentelle jusqu'au retour à l'état sûr.

L'efficacité de ces mesures de prévention, à la fois techniques et organisationnelles, n'aura, espère-t-on, jamais à être démontrée. Des exercices de crise impliquant les populations avoisinantes, y compris au *débriefing*, peuvent contribuer à regagner la confiance de la population vis-à-vis de la prévention et de la gestion des crises.

- 2) **La gestion des déchets nucléaires.** Contrairement aux mensonges des opposants qui ressassent « il n'y a pas de solution », il est rappelé en Partie 2, Chapitre 2 que la gestion des déchets nucléaires est assurée dans le cadre de la loi de 2006, sans aucun impact sur l'environnement ni sur les populations. Soulignons dans ce domaine les spécificités françaises : 1) les combustibles usés sont retraités, selon les principes du développement durable, alors qu'à l'étranger ils sont considérés comme déchets ; 2) les déchets de très faible activité (TFA) sont triés, conditionnés et évacués au travers de filières dédiées (Centre de stockage de l'Aube, CSA) ; alors qu'à l'étranger ils sont remis dans le circuit industriel banal si la mesure de leur radioactivité est inférieure au seuil de libération.

4.3.2 *L'acceptation des énergies alternatives*

Les **éoliennes** sont bruyantes, elles émettent des éclairs lumineux (pour se signaler de la circulation aérienne). Le débat porte notamment sur l'éloignement des habitations (500 m, ou 1 000 m au minimum pour les plus hautes) (voir Partie 2, Chapitre 2).

Les **panneaux photovoltaïques** enlaidissent les toitures, et ne sont favorisés en France que s'ils sont intégrés au bâti. Comme leur densité énergétique par unité de surface est faible (par an, de l'ordre de 200 kWh/m² soit 2 000 MWh/ha)⁷⁸, les centrales photovoltaïques ne peuvent être installées que sur des territoires sans valeur agricole ni touristique.

Les **hydroliennes** occupent les fonds des chenaux maritimes où les courants sont les plus forts, et donc *a priori* les plus poissonneux. Le partage du milieu maritime

78. Au prix de 50 €/MWh, la production serait valorisée à 1 000 €/ha/an, ce qui est faible.

soulève des questions, que ce soit pour les hydroliennes ou pour les éoliennes en mer (zones de pêche et trafic maritime).

La **géothermie** est une source peu visible et apparemment peu polluante. Cependant, la géothermie profonde met en œuvre des techniques de fracturation de la roche qui sont en France interdites pour l'exploitation du gaz de roche-mère. La géothermie de surface ne peut être mise en place que pour des constructions nouvelles. En bord de mer, la **thalassothermie** permet de climatiser les espaces résidentiels en fournissant une eau tempérée l'hiver et fraîche l'été, qui permet d'utiliser des pompes à chaleur eau-eau avec une grande efficacité.

En matière de **transport**, les solutions évoquées sont les batteries électriques et l'hydrogène. Les batteries, dont la durée de vie est limitée (de l'ordre de 3 ans – ou un millier de recharges), nécessitent un traitement de recyclage pour ne pas augmenter les déchets. L'hydrogène, quant à lui, est un gaz dangereux⁷⁹, certes utilisé industriellement, mais qui ne pourra être distribué au grand public qu'après une sensibilisation aux risques.

4.3.3 *L'exemple des éoliennes*

L'étude sociologique [4] réalisée en Bretagne par le ministère de l'Environnement et du Développement durable fait apparaître le doute, voire l'opposition, au développement des éoliennes. Doutes sur leur utilité, dans la région de Plovezet près de Penmarc'h (Finistère Sud), quand les éoliennes ne sont pas toutes en mouvement alors qu'il y a du vent. Sentiment de saturation pour les habitants de Mohon, encerclés par trois parcs éoliens, dont les éclairs lumineux ne leur laissent pas de répit, même la nuit. La seule acceptation, sans être inconditionnelle, est celle des habitants du Méné, dont les éoliennes s'inscrivent dans le cadre d'une opération plus vaste d'autoconsommation énergétique, avec une forte implication des élus locaux.

Alors que les « rurbains » fraîchement implantés, venus chercher le calme de la nature, sont « vent debout » contre les éoliennes, les ruraux sont plus favorables à l'implantation de ces nouvelles machines : ils ont tellement vu leur environnement changer depuis les années cinquante !

De fait, ces formes d'énergie diluées et nécessitant du terrain, comme les éoliennes et les panneaux PV*, peuvent constituer un apport complémentaire de revenus pour les paysans, qui souffrent de la concurrence européenne.

Curieusement, alors que des manifestations énormes sont organisées contre l'implantation de centrales nucléaires (Creys-Malville, Plogoff), de réservoirs pour l'irrigation (Sivens), ou de sites de transport (aéroport de Notre-Dame-des-Landes), la privatisation de la mer, espace public commun à tous, ne fait l'objet d'aucune protestation : ce qui montre que l'acceptation d'une nuisance est très relative, et dépend beaucoup de l'activisme des associations relayées par les médias, parfois très complaisants.

79. Il explose avec l'oxygène de l'air moyennant un faible apport énergétique ; voir notamment les explosions des structures des réacteurs de Fukushima.

4.3.4 Les énergies nouvelles et la consommation des ressources naturelles

On note par exemple que les groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires fonctionnent 4 fois plus longtemps à la puissance nominale que les alternateurs des éoliennes, et ont une densité de courant dans le cuivre 4 fois supérieure. Donc, pour une production donnée, la quantité de cuivre immobilisée dans les éoliennes est 16 fois supérieure à celle immobilisée dans le nucléaire.

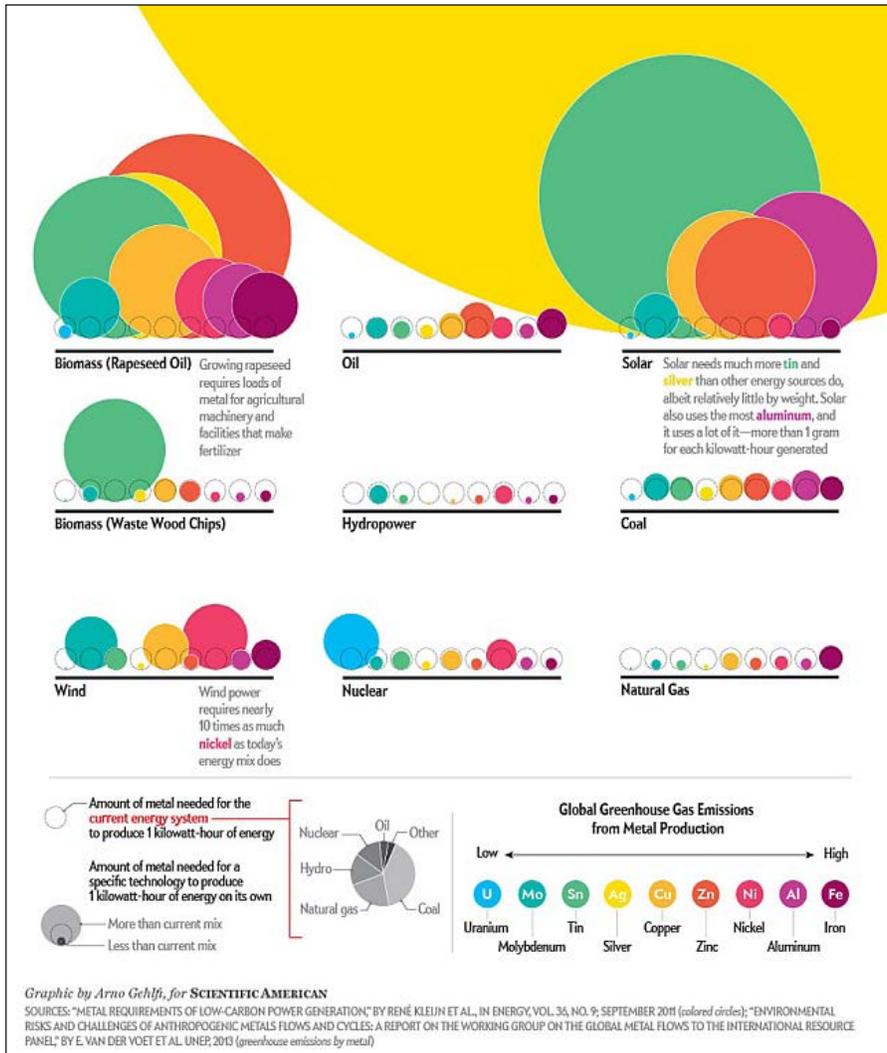


Figure 6 Besoins en matières premières pour développer le programme mondial d'énergies renouvelables [6].

De même, les aimants permanents des éoliennes nécessitent des terres rares (néodyme, erbium, dysprosium) qui se trouvent principalement en Chine. Au résultat, les éoliennes sont maintenant principalement importées de Chine, ce qui impacte la balance commerciale de la France. À noter que la Banque mondiale s'est récemment émue que le développement des énergies renouvelables nécessitera d'extraire d'énormes quantités de minerais, ce qui constituera un impact majeur sur l'environnement [5] (voir figure 6). On peut simplement espérer que pour les générations suivantes de matériels, une grande quantité des matières utilisées dans les équipements de première génération seront recyclées, mais les procédés restent à développer, notamment pour le photovoltaïque, le plus gros consommateur de métaux (argent, notamment) par MWh produit.

À noter que dans le nucléaire, la France a fait le choix du cycle fermé du combustible, contrairement à d'autres pays (notamment les États-Unis), en mettant en œuvre le traitement et le recyclage du combustible usé. Cette stratégie permet potentiellement de réduire de 25 % les importations d'uranium naturel (en pratique, la totalité de l'uranium issu du traitement n'est pas réutilisée de sorte que l'économie de matière première est aujourd'hui de l'ordre de 17 %). De plus, on récupère ainsi l'uranium-238 et le plutonium-239, qui seront les combustibles des réacteurs de 4^e génération, offrant à notre pays une réserve de combustible de plusieurs centaines d'années. Ainsi, ce qui est ailleurs considéré comme des déchets de très haute activité est valorisé en France dans le cadre d'une vision durable de la technologie nucléaire.

4.3.5 Le développement des « smart grids » ; la fronde anti-Linky

Afin d'accepter sur le réseau de distribution basse tension l'électricité produite par les petits producteurs, il est nécessaire de mailler le réseau, comme l'est le réseau de transport haute tension, et de bien connaître à tout instant les sources et les puits de consommation d'électricité : c'est ce qu'on appelle les « *smart grids* », ou réseaux communicants. En France, le système se construit à partir de l'élément de base que constitue le compteur individuel électronique communicant dénommé Linky, qui permet de connaître à tout instant la consommation – et éventuellement la production – des ménages.

Mais la communication vis-à-vis du public du gestionnaire de réseau Enedis sur cette politique de changement de compteurs fait craindre aux utilisateurs une intrusion dans leur vie privée, ce qui entraîne une fronde dans les petites communes⁸⁰. En Europe, la Grande-Bretagne et l'Italie sont équipés de tels compteurs, mais pas l'Allemagne ni la Belgique : car pour la gestion du réseau, il n'est nul besoin de descendre à ce niveau de granulométrie, l'information gérée au niveau du transformateur

80. Fronde lancée par Stéphane Lhomme, connu par ailleurs comme activiste antinucléaire.

de quartier suffit. Ceci illustre l'utilisation dévoyée d'arguments énergétiques à des visées commerciales autres que la simple réduction de la consommation.

4.3.6 Conclusion : la perception du risque est relative

Dans les années cinquante, il n'était pas de semaine sans qu'un coup de grisou fasse en France des blessés, voire des morts. Aujourd'hui, grâce à la prévention des accidents au travail, la fréquence des accidents a notablement diminué, mais la peur, qui sert à motiver l'intérêt du public, continue d'être instillée par les médias sans référence aux risques réels.

Il serait souhaitable de développer des échelles de risque objectives et indépendantes des intérêts commerciaux : ce serait à l'État de montrer l'exemple, en faisant appel à des comités de sages, issus par exemple des académies, et de défendre leurs évaluations devant le public. Car les hommes (et femmes) politiques sont en général trop dépendants de leur électorat local pour se placer à contre-courant de l'opinion publique.

4.4 Les conséquences sociales de la transition énergétique

Un développement humain durable n'est pas nécessairement compatible avec la société consumériste actuelle, qui sous-tend le comportement des agents économiques, producteurs et consommateurs. Il faudra des crises importantes pour faire prendre conscience à la population de la nécessité d'un changement de paradigme : crise technique, avec des black-out* comme en Californie et en Australie ; crise financière, avec la destruction de valeur boursière des sociétés de production d'électricité ; crise environnementale, avec des inondations suite à des ouragans sur les terres, ou des tempêtes accompagnant la montée des niveaux des mers ; ou des crises de pollution extrême, comme le smog de Londres qui a tué des milliers de personnes en 1952.

4.4.1 L'impact sur les emplois

L'étude [2] fait apparaître une certaine compensation en nombre : les emplois gagnés dans le domaine des énergies renouvelables compenseraient les emplois perdus dans l'électronucléaire. Il faut cependant souligner les différences en termes qualitatifs : moindre technicité des emplois, localisation de la production à l'étranger (seul le montage étant réalisé sur le territoire national), remplacement d'emplois de

l'économie marchande par des emplois subventionnés. Jacques Percebois⁸¹ exprime les mises en garde suivantes :

- 1 On ne lâche pas la proie pour l'ombre en sacrifiant une filière énergétique française d'excellence, comme le nucléaire.
- 2 Les seuls emplois industriels durables sont ceux créés par une activité non subventionnée, en visant le marché mondial, sinon on détruit ailleurs plus d'emplois qu'on n'en a créés.
- 3 Les transitions que cette nouvelle donne industrielle implique devront être accompagnées de manière anticipée par une réorientation de l'effort de formation des professions concernées.
- 4 On ne crée pas une filière industrielle en la fondant prioritairement sur le marché intérieur. Mais photovoltaïque et captation-stockage du carbone (CSC) sont des technologies appelées à un fort développement mondial, il serait absurde de ne pas les considérer si l'industrie française peut y exceller (ce qui est le cas).

4.4.2 L'impact sur le niveau de vie

L'énergie est un poste important de consommation des ménages puisqu'il représente en moyenne 8,4 % de leurs dépenses en 2006 : 4,8 % pour leur résidence et 3,6 % pour leur moyen de transport individuel. En 2006⁸², chaque ménage débourse ainsi en moyenne 2 300 € par an pour payer l'énergie de son logement, et le carburant. À noter cependant que la part allouée aux dépenses d'énergie dans le budget d'un ménage est près de deux fois plus faible dans l'agglomération parisienne (5,7 % en 2006) qu'en zone rurale (11,3 %).

Par ailleurs, un ménage dont le logement est chauffé au fioul dépense environ 28 % de plus au mètre carré qu'un même ménage ayant choisi l'électricité, du fait notamment des normes d'isolation auxquelles le bâtiment doit alors satisfaire. Le Centre d'analyses stratégiques a fait une étude dont il ressort que la sortie du nucléaire pourrait amener une perte de 1 % sur le pouvoir d'achat des ménages et une perte de 0,9 % sur le PIB* [Réf. 2].

4.4.3 L'impact sur les déplacements

Comme on l'a vu dans la Partie 1, Chapitre 2, le transport représente 31 % de la consommation d'énergie finale en France. La décarbonation des transports passe actuellement par le recours à l'électricité, ou à un carburant non carboné qu'est l'hydrogène.

81. Jacques Percebois, Doyen honoraire de l'université de Montpellier, dirige le Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN).

82. Ces données, qui datent de plus de 10 ans, sont données à titre d'illustration. Les ordres de grandeur n'ont guère évolué depuis 10 ans.

La motorisation électrique des transports en commun date de plus d'un siècle. Le retour à une plus grande part pour les transports publics dans les déplacements est un moyen de réduire globalement les importations de combustible carboné. Le mode de vie actuel est néanmoins basé sur plus de déplacements et de fluidité pour répondre à des emplois plus diversifiés et fractionnés, ce qui induit des transports individuels fréquents.

Une première mesure pour réduire les déplacements serait de développer la télématique et notamment le télétravail, d'une part pour en réduire le nombre, d'autre part pour pouvoir en maîtriser les horaires hors des pics de circulation. Un investissement prioritaire au plan national est donc de multiplier les lignes informatiques à haut débit.

Par ailleurs, outre la pollution chimique et sonore qu'ils induisent, une nuisance importante des véhicules individuels est la surface qu'ils prennent dans les villes, tant dans les avenues et les voies rapides que pour leur stationnement. Les solutions de partage, en attendant que se généralise la conduite autonome, permettent de limiter la place accordée à la voiture, et de la restituer aux modes doux (piétons, vélos) et aux deux-roues électriques. Dans l'immédiat, il est facile de réaliser une économie d'énergie à un coût modéré : la réduction de la vitesse de 10 km/h sur autoroutes et routes nationales amènerait plus de 10 TWh d'économies d'énergie.

En conclusion, la décarbonation des transports ne pourra se faire qu'avec une transformation fondamentale de l'image mentale qu'on a des déplacements : abandon du « tout bagnole », avec la liberté d'horaires et la jouissance d'un objet personnel qu'elle induit. L'aversion contre la pollution et le mal vivre dans les bouchons seront des incitations puissantes pour changer de paradigme.

4.4.4 *L'impact sur le chauffage et l'isolation des bâtiments*

4.4.4.1 L'état des lieux

Comme cela a été décrit dans la Partie 1, Chapitre 2, le résidentiel-tertiaire représente 42 % de la consommation d'énergie finale en France. Il comprend principalement le chauffage et le refroidissement (pour 62 %), l'eau chaude sanitaire et la cuisson (pour 16 %) ; le reste concerne la ventilation et l'éclairage.

Le chauffage électrique (13 %) est rentable pour des bâtiments bien isolés, car il ne requiert pas d'investissement à la construction. Le chauffage au bois est également significatif (21 %), notamment dans les campagnes où la ressource est quasiment gratuite. Le chauffage au pétrole reste à un niveau significatif (19 %) : compte tenu du coût de l'investissement, ce n'est qu'à l'occasion d'une panne entraînant un changement de chaudière qu'il est rentable de remplacer le pétrole par du gaz, ou par une pompe à chaleur.

4.4.4.2 La précarité énergétique

C'est une réalité qui touche plus de 3 millions de ménages : 3,8 millions en précarité monétaire (ménages consacrant plus de 10 % de leur revenu disponible au chauffage de leur logement) ; 3,5 millions qui ont souffert du froid pendant plus de 24 heures. Quelque 621 000 ménages souffrent aujourd'hui du froid et dépensent plus de 10 % de leur revenu pour chauffer leur logement [Réf. 2]. C'est donc ces ménages qu'il faut aider en priorité pour isoler leur logement et remplacer leur mode de chauffage par un système plus efficace.

4.4.4.3 Le chauffage électrique, une spécificité française

Les antinucléaires n'ont cessé de critiquer le chauffage électrique, alors que les autres pays européens se chauffent principalement au gaz : pertes thermiques du rendement de production d'électricité (environ 33 %), pic de consommation le soir après le retour au foyer. En fait, le chauffage électrique est modulable – voire effaçable – dès lors que la tarification est incitative et l'isolation du logement satisfaisante. Ce n'est donc pas fatalement un usage de pointe mais au contraire un moyen de stocker de l'électricité intermittente à l'échelle de la journée, sous forme d'eau chaude sanitaire, et en utilisant des radiateurs à inertie.

4.4.4.4 L'isolation des locaux et l'investissement en efficacité thermique

L'isolation des locaux est constamment rappelée comme la panacée, tant pour faire des économies d'énergie que pour favoriser des emplois non délocalisables. L'étude réalisée par l'UFE⁸³ met en avant les priorités (isolation des combles, et des parois par l'extérieur ; remplacement des chaudières au fioul par des chaudières à condensation à gaz, ou des pompes à chaleur). Au total, ce sont environ 33 TWh qui pourraient être épargnées grâce à des investissements rentables (TRI* # 7 ans), soit 6 % de la production d'électricité annuelle ou 2,7 % de la consommation d'énergie finale, mais avec un coût du CO₂ épargné très lourd : 2 000 € par tonne, alors que les taux d'échange actuels sont de quelque 10 €/tonne !

Sur le plan du comportement, il faut tenir compte que vivre dans des bâtiments fermés et dotés d'une aération mécanique nécessite un apprentissage, qui peut atteindre plusieurs années dans des bâtiments publics comme les écoles.

4.4.4.5 Structuration de la filière et formation du personnel

Pour 2,3 Md€ de crédits d'impôts consentis par l'État, seulement 10 000 rénovations globales environ ont été réalisées, principalement par effet d'aubaine. Car le particulier souhaitant rénover doit s'improviser maître d'œuvre et coordonner de nombreux corps de métier qu'il ne connaît pas. Seule une politique publique de

83. Union française de l'électricité ; http://ufe-electricite.fr/IMG/pdf/ufe_etude_1_.pdf.

rupture, basée sur un signal réglementaire clair, et organisée sur une période longue, pourra permettre d'atteindre les objectifs annoncés :

- 125 TWh d'économies d'énergie ;
- 25 Mt/an de baisse des émissions de CO₂ ;
- 450 000 créations d'emploi directs et indirects sur une période de 15 ans, et pérennisés sur la période 2030-2050 [7].

L'enjeu réside dans la structuration d'une filière encore très morcelée et artisanale, dont la segmentation ne permet pas la bonne circulation des compétences. Car pour trouver des clients, il faut :

- 1) être capable d'annoncer un résultat (dépense énergétique épargnée, temps de retour sur investissement) ;
- 2) prouver qu'on pourra le tenir (contrôle qualité, coûtéance, personnel formé et compétent). C'est donc un gros effort de formation que la nation devra réaliser, mais c'est un investissement rentable à terme pour toute la vie économique du pays.

4.4.4.6 Du chauffage individuel au chauffage collectif

Pour l'instant, contrairement aux idées propagées, les emplois créés par l'isolation thermique des bâtiments sont peu nombreux (30 000, soit 1 % des sans-emploi en France en 2016) pour un coût de 95 000 € par emploi créé. En ce qui concerne l'impact des actions d'efficacité énergétique sur la balance commerciale nationale, seules les filières « solaire thermique » et « bois énergie » présentent un solde positif. Les autres contribuent à la dégradation de la balance commerciale française : les chaudières à condensation (pour 173 M€) et l'isolation thermique des parois opaques et vitrées (pour 213 M€) sont importées des pays du nord de l'Europe, les pompes à chaleur (pour 479 M€) sont importées d'Asie.

Dans l'évolution actuelle, la rénovation des bâtiments pousse au chauffage collectif, du fait de l'importance des investissements (géothermie) ainsi que pour limiter la pollution : les cheminées individuelles non filtrées des chauffages à bois polluent autant en particules fines que des moteurs diesel, et actuellement l'investissement ne peut être amorti et optimisé dans son fonctionnement que par le chauffage collectif. Il s'agit là d'une inversion de mentalité qui prendra du temps à se concrétiser.

4.5 Conclusions

La nature du mix énergétique n'est pas sans conséquences pour la prospérité et la cohésion d'un pays. En effet, les erreurs en la matière sont longues à réparer compte tenu des investissements en jeu. Il est donc important de déterminer si un mix énergétique envisagé pour 2050 est bien accessible et approprié.

Un scénario de mix énergétique peut être apprécié selon les critères suivants : 1) la préservation de l'environnement ; 2) la sécurité d'approvisionnement ;

3) la compétitivité ; 4) la flexibilité. Car un mix énergétique en 2050 ne doit pas être considéré de façon indépendante du chemin pris pour l'atteindre et des hypothèses sous-tendant sa réalisation : une vision énergétique doit privilégier la réversibilité.

4.5.1 *Acceptation et appropriation*

Si la concertation est un point important dans l'acceptation des technologies, des incitations économiques ainsi que des structures de financement plus participatives permettent de redéfinir le lien entre la population et les technologies, en passant d'une notion d'acceptabilité à celle d'appropriation. L'Allemagne et le Danemark en fournissent de bons exemples : la plupart des installations EnRi* y sont détenues par des citoyens (proches des installations), ce qui tend à favoriser l'acceptation des technologies telles que l'éolien sur le territoire. 50 % des investissements dans les énergies renouvelables ont été réalisés par des individus ou des agriculteurs.

4.5.2 *Des critères autres qu'économiques*

Les bénéfices des énergies renouvelables ne peuvent pas tous être quantifiés : détente internationale par une moindre compétition pour les ressources fossiles, impossibilité de détournement de ces énergies à des fins militaires, mise en valeur décentralisée propice à soutenir la démocratie locale [8].

4.5.3 *Dédiaboliser le nucléaire*

Les opposants au nucléaire mettent en avant deux arguments : le risque d'accident grave, et la production de déchets. Si le projet CIGEO répond techniquement au stockage géologique des déchets de haute et moyenne activité à vie longue, les catastrophes de Tchernobyl (1986) et de Fukushima (2011) ont ébranlé la confiance vis-à-vis du risque d'accidents graves. Il est important de souligner que la sûreté ne relève pas seulement de solutions techniques, mais s'appuie avant tout sur une capacité d'organisation rigoureuse. Dans ce domaine, l'État ne valorise pas suffisamment l'évolution importante de l'organisation de la sûreté nucléaire accomplie en France depuis les années 1990, qui s'est traduite par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) votée en 2006.

Au contraire, le nouveau président élu en 2012 a annoncé un objectif irréaliste, à savoir de baisser à 50 % la part de la production électrique d'origine nucléaire à l'horizon 2025, alors qu'il est évident que cela ne pourra pas se faire en assurant le complément avec des sources d'énergie non maîtrisables, sauf en cas de crise économique profonde et durable, ou à condition d'importer des hydrocarbures de pays politiquement instables, en accroissant le déficit commercial et en polluant davantage en CO₂. Par ailleurs, ramener le nombre de réacteurs à une quarantaine ne diminue pas significativement le volume de déchets à traiter. Mais le nucléaire ne

peut se maintenir que dans une société qui a confiance en elle-même. La maîtrise d'autres activités complexes à fort risque, dans l'aéronautique et le spatial, peut servir d'exemple pour restaurer cette confiance.

4.5.4 **Le rôle de l'État**

Les réseaux électriques vont-ils disparaître, avec l'autonomie des producteurs territoriaux ? Que deviendra la péréquation nationale des tarifs lorsque chaque région sera autonome en énergie ? Comment la lutte contre la précarité énergétique sera-t-elle prise en compte ?

Si les réseaux disparaissent, il n'y a plus besoin de régulateur, et la notion de service public aura vécu.

Selon que l'on optera ou non pour une taxe carbone, une tarification à la puissance ou à l'énergie, le maintien de la péréquation nationale des tarifs ou son abandon, le partage des coûts de la production d'électricité ne sera pas le même pour les consommateurs.

Ces questions et constats fait par Jacques Percebois n'ont pour l'instant pas de réponse ; car c'est à l'État, et pas seulement au marché qui a une vision de court terme, de dire ce qui est bon pour la collectivité sur le long terme. Mais les travaux et les avis de l'Office parlementaire des choix scientifiques et techniques (OPECST) restent pour le moment encore inconnus du grand public. Il est donc urgent de reprendre le chemin de la décarbonation de l'énergie sur des bases assainies, sans *a priori* ni objectifs irréalistes ; car nous, Français et Européens, avons une grande responsabilité vis-à-vis des pays en voie de développement dans la lutte contre le changement climatique.

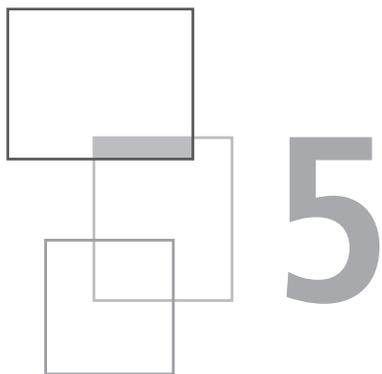
4.6 **Définition des acronymes et abréviations utilisés dans le présent chapitre**

Black-out :	Disruption générale du réseau électrique
CO ₂ :	Gaz carbonique (gaz à effet de serre servant de référence, compte tenu de sa demi-vie dans l'atmosphère)
CSPE :	Contribution au service public de l'électricité
EnRi :	Énergie renouvelable intermittente (en pratique actuellement : éolien et solaire photovoltaïque)
H :	Homme, ou Habitant
IDH :	Indice de développement humain
LTECV :	Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la Transition énergétique pour la croissance verte

Mtep :	million de tonne-équivalent pétrole (soit 11,6 TWh)
MWh, TWh :	mégawatt-heure (= 1 000 kWh) ; térawatt-heure (1 milliard de kWh)
NOME :	Loi « Nouvelle organisation du marché de l'électricité »
PIB :	Produit intérieur brut
PPE :	Planification pluriannuelle de l'énergie (plan quinquennal de mise en application de la loi de transition énergétique)
RTE :	Réseau de transport de l'électricité (haute tension)
Tep :	Tonne-équivalent pétrole (soit 11,6 MW/h)
TRE :	Taux de retour énergétique (Énergie brute/Énergie investie)
TRI :	Temps de retour sur investissement
PV :	(Solaire) photovoltaïque

4.7 Références

- [1] Dominique Grenèche (Conférence).
- [2] Rapport Énergies 2050, Centre d'analyses stratégiques, Premier ministre, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, 2012.
- [3] Transition énergétique et (dé)croissance économique. Regards économiques. Institut de recherches économiques et sociales (Université catholique de Louvain), novembre 2017, n° 135.
- [4] http://www.bretagne.developpement_durable.gouv.fr/IMG/pdf/ETUDE_SOCIO_SRE_web2_cle74161a.pdf
- [5] https://www.lesechos.fr/finance-marches/marches-financiers/030454538803-metaux-les-besoins-colossaux-de-la-transition-energetique-2103122.php#xtor=EPR-7-%5Bmatinale%5D-20170720-%5BProv_%5D-2051043%402
- [6] René Kleijn *et al.* Metal requirements for low-carbon power generation. *Energy*, vol. 36, n° 9, September 2011.
- [7] Performance Énergétique du Bâtiment - Programme de rénovation thermique du parc existant 2015-2050 – The Shift Project – 23 juin 2013.
- [8] Proposition de résolution présentée au Sénat, n° 194 du 4 décembre 2013.



L'impact de l'insertion des EnRi dans le réseau électrique

5.1 Notions fondamentales

Il faut en premier lieu noter l'extrême précision du pilotage du réseau électrique français, encore un des meilleurs du monde grâce au potentiel de suivi de charge de ses deux composantes principales, le nucléaire et l'hydraulique. Le suivi au pas de la demi-heure dans la figure 1 montre la réalité française, y compris lorsque les énergies intermittentes sont quasi absentes (entouré en rouge).

5.1.1 Réseaux électriques : définitions, contraintes

Rappelons qu'il existe **deux réseaux**⁸⁴.

- Le **réseau de transport**, haute (HT) et très haute (THT) tension, relie les *producteurs* d'électricité. C'est un réseau maillé, le courant pouvant être transmis dans les deux sens en fonction des appels de puissance géographiques.

84. Voir www.energethique.com art. n° 35 : « Des smart grids, pour quoi faire ? ».

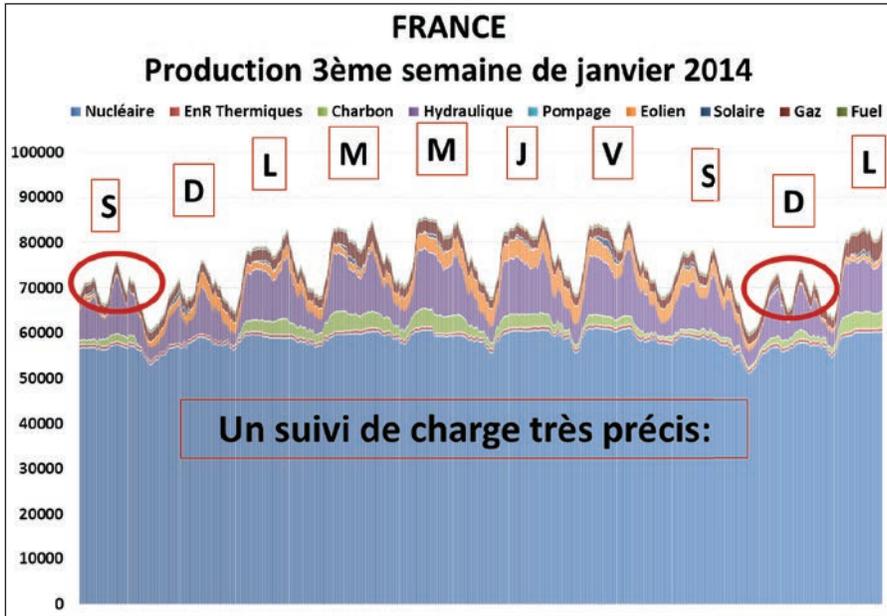


Figure 1 Suivi de charge (MW) pendant une dizaine de jours de janvier 2014.

Il est géré en France par RTE⁸⁵ (Réseau de transport d'électricité). Il est très fortement connecté au réseau européen, la France disposant de plus de 50 interfaces avec ses voisins.

- **Le réseau de distribution**, moyenne (MT) et basse (BT) tension, est un réseau étoilé, globalement conçu pour véhiculer le courant de moyenne tension au petit consommateur local (il n'est pas fait pour redistribuer sur tout le territoire). Il est géré en France majoritairement par ENEDIS.

Cette différence de fonctionnement des deux réseaux est importante, car le réseau de distribution n'a pas été conçu pour véhiculer de très fortes puissances dans les deux sens, alors même que l'essentiel des productions de l'éolien et du solaire n'est pas consommé sur place mais injecté directement sur le réseau (à 90 % environ).

Les réseaux publics sont des outils de mutualisation, d'optimisation, et de solidarité :

- *Techniquement*, ils servent à relier les producteurs aux consommateurs.
- *Socialement*, ils permettent de secourir les zones en déficit de production, comme la région PACA ou la Bretagne.
- *Économiquement*, ils permettent de faire une réduction d'un *facteur 5* de l'investissement, grâce au foisonnement des consommations. En outre, la taille des moyens mis en œuvre est une source d'optimisation des coûts, tant en investissement qu'en exploitation.

85. Les termes suivis d'un astérisque sont définis en fin de chapitre.

Les producteurs, qui alimentent la plaque européenne, sont regroupés au sein de l'ENTSO-E (*European Network of Transmission System of Operators for Electricity*) qui regroupe 34 pays interconnectés, ce qui donne au réseau une grande stabilité. Par contre, un black-out*⁸⁶ peut se généraliser à une grande échelle. La condition de bon fonctionnement du réseau est que l'équilibre production-consommation soit réalisé *instantanément* et *à tout moment* sur l'ensemble du réseau.

Un indice du déséquilibre est la variation de la fréquence, qui est régulée en Europe à 50 Hz. Les marges sont faibles : $\pm 0,5$ Hz en fonctionnement normal, avec des marges ultimes de $\pm 1,0$ Hz⁸⁷. Comment tenir la fréquence à l'intérieur des marges autorisées (figure 2) ?

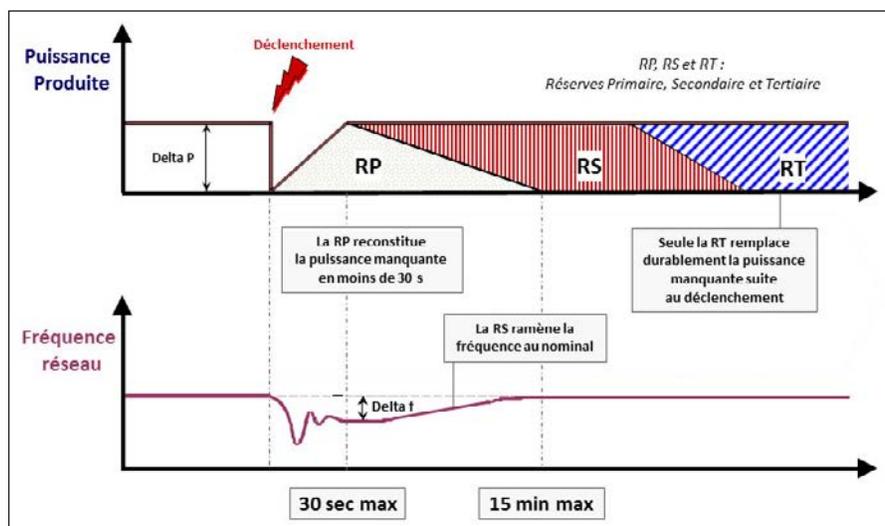


Figure 2 Réactions des réserves primaires, secondaires et tertiaires suite à un incident sur le réseau.

Les premières secondes sont fondamentales pour éviter le black-out ; aussi la **réserve primaire** réagit-elle en moins de 30 secondes, les premières 15 secondes étant cruciales, pour redonner de la puissance. Cette première rétroaction est obtenue par l'inertie des masses tournantes couplées au réseau. (Ce sont actuellement, pour 80 %, les groupes turboalternateurs (GTA) de production d'électricité, mus par la

86. Black-out : le coût d'une journée sans électricité est évalué pour la France à 7,6 Md€ (à comparer au coût de construction d'un EPR optimisé) ; Réf. : Energie Institut, Johannes Kepler Universität, Linz, Autriche.

87. Pour tenir compte de l'introduction des EnRi, l'ENTSO-E étudie la possibilité d'élargir un peu la norme : $\pm 1,0$ Hz en fonctionnement normal, avec un dépassement limité à 30 minutes.

vapeur, le gaz ou l'eau ; et pour 20 % par les récepteurs [moteurs], essentiellement industriels.)

La **réserve secondaire** prend ensuite le relais pour ramener la fréquence à sa valeur nominale de 50 Hz en moins de 15 min ; à ce stade, l'hydraulique est très efficace⁸⁸. Au-delà, la **puissance tertiaire** reconstitue durablement les réserves primaires et secondaires, et permet aussi le suivi des grandes variations de charge ; en France, elle est réalisée principalement par les réacteurs nucléaires (mais aussi en cas de variations importantes par les centrales à gaz ou à charbon).

Rappelons en effet que les réacteurs nucléaires sont aisément pilotables en puissance (contrairement à une idée colportée)⁸⁹ :

- quelques secondes dans une gamme de ± 2 % de la puissance nominale (soit # 1 GW pour le parc) ;
- de ± 5 % en quelques minutes (soit # 3 GW pour l'ensemble du parc).

Les réserves doivent être gérées dans une perspective de robustesse des réseaux français et européens, sous le contrôle de l'ENTSO-E.

• Réglage primaire

La réserve primaire est européenne : puissance de 3 000 MW (groupes récents de 40 MW et anciens > 120 MW), dont 600 MW pour la France. Le régulateur primaire de tension d'un alternateur fixe automatiquement la puissance réactive fournie en fonction de la tension. Régulation locale pour moitié en moins de 15 secondes, et la totalité en moins de 30 secondes.

• Réglage secondaire

C'est un réglage national : entre 500 MW et 1 000 MW (groupes de plus de 120 MW). Des *points pilotes* constituent une référence de tension dans une sous-région. Ces tensions sont mesurées en continu et transmises par le dispatching national. Réactions automatiques entre 100 et 200 secondes après la rupture de l'équilibre. Il résorbe les écarts de tension et les déséquilibres régionaux.

• Réglage tertiaire, par appel téléphonique

Producteurs et consommateurs > 10 MW, Français et étrangers, peuvent participer sur appel d'offres. Réglage manuel et opérations ordonnées par le dispatching. Mobilisé en 15 à 120 minutes.

Pour des mouvements plus amples, généralement programmés, le tableau 1 donne les paramètres de démarrage et de suivi du réseau des divers types de centrales pilotables européennes.

88. Les capacités en énergie hydraulique des lacs sont de 9,1 GWe (15 TWh/an), celles des STEP de 4,3 GWe (5 TWh/an).

89. De fait, des réacteurs nucléaires équipent les sous-marins de la flotte française.

Tableau 1 Capacité d'évolution de divers types de centrales pilotables

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 sec.	Gradient maximal de variation de puissance (%/min)
Turbine à cycle combiné (gaz et fioul)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné	30-60 min	20-30 %	5-10 %/min
Centrale à charbon	1-10 heures(s)	20-30 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	20-30 %	1-5 %/min

5.1.2 Les énergies renouvelables intermittentes (EnRi*) : caractéristiques

5.1.2.1 L'intermittence des moyens électriques éoliens et solaires

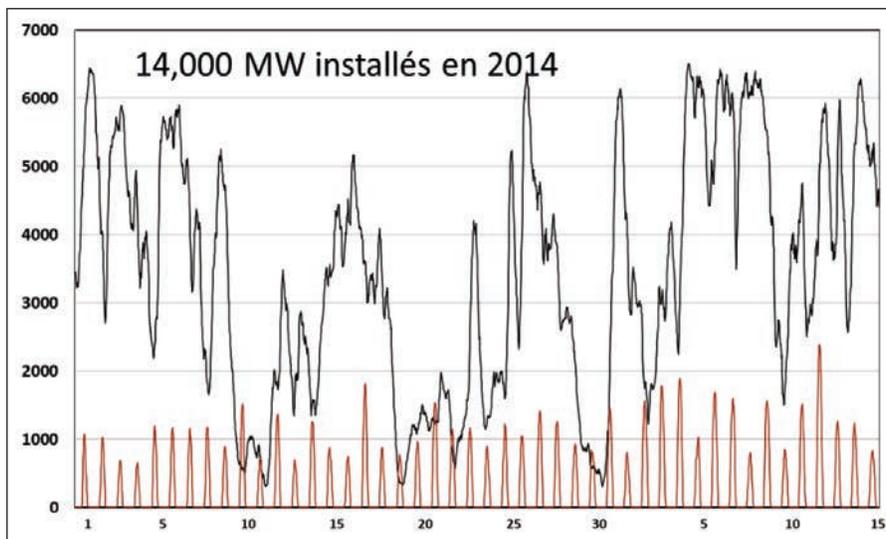


Figure 3 Courbe de production éolienne et solaire en France, typique d'un mois d'hiver (1^{er} au 15 janvier 2014) (Source : RTE)

- **L'électricité éolienne aléatoire**

Le tableau 2 [1] récapitule le nombre de fois où la puissance éolienne tombe à moins de 10 % de la puissance nominale pendant les mois de décembre et janvier, qui sont les mois de plus grande consommation d'électricité : on observe en moyenne 5 épisodes sans vent. Sur le mois, leur durée maximale atteint en moyenne près de 2 jours (43 h), et leur durée cumulée 4 jours (94 h). Et la puissance minimale de ces épisodes sans vent sur l'ensemble de la France continentale peut être aussi faible que 0,5 % – autant dire nulle. Ce résultat n'est pas surprenant : l'Europe n'est pas vaste en comparaison de l'étendue des phénomènes météorologiques ; les dépressions qui viennent de l'Atlantique, ou les anticyclones de Sibérie ou des Açores, la couvrent facilement, et... ne s'arrêtent pas à la frontière !

Tableau 2 *Minima du facteur de charge éolien en France*

Mois/Année	01/2012	12/2012	01/2013	12/2013	01/2014	12/2014	01/2015
Nb de fois FC < 10 %	5	4	4	6	5	5	6
Durée max fois FC < 10 %	≈ 50 h	≈ 15 h	≈ 90 h	≈ 40 h	≈ 25 h	≈ 40 h	≈ 40 h
Cumul mois fois FC < 10 %	≈ 125 h	≈ 40 h	≈ 125 h	≈ 80 h	≈ 90 h	≈ 90 h	≈ 110 h
FC min atteint	≈ 2 %	≈ 9 %	≈ 4 %	0,5 %	≈ 3 %	≈ 0,5 %	≈ 4 %

Il est souvent affirmé que le foisonnement des productions éoliennes permet de lisser les productions et d'éviter ces pénuries. C'est en fait un mythe, comme le montrent les deux exemples suivants :

- En Allemagne, les productions on-shore (avec un taux de charge # 17 %) et off-shore (avec un taux de charge supposé > 30 %) étaient censées se compléter. La figure 4 montre la réalité de l'extrême variabilité de la production éolienne allemande, et un taux de charge off-shore plus faible qu'anticipé⁹⁰.
- Le foisonnement européen, également signalé comme permettant de lisser la production éolienne, est lui-même très limité. La figure 5 présente ce que serait la production éolienne européenne de 6 pays d'Europe de l'Ouest pour une puissance installée de 201 GW, à l'horizon 2025-2030.

90. T. Linnemann, G.S. Vallana. *Windenergie in Deutschland und Europa*; VGB PowerTech 6, 2017, pp. 63-73.

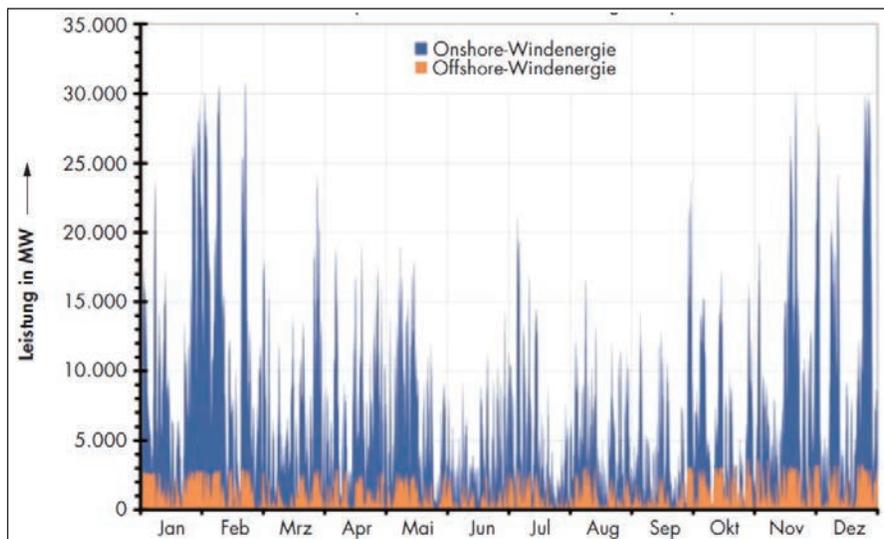


Figure 4 Courbe de production éolienne en Allemagne sur l'année 2016⁶.

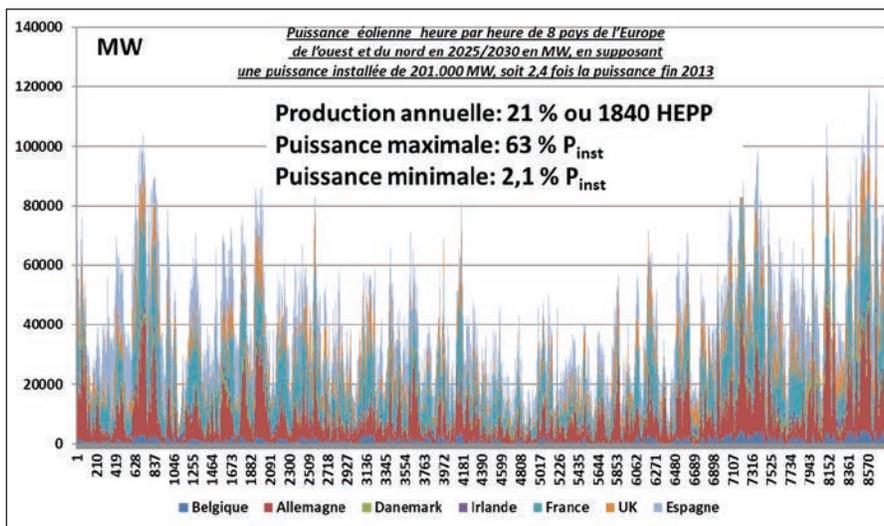


Figure 5 Production éolienne cumulée au pas horaire de 7 pays européens en 2025-2030, pour un climat identique à celui de 2013. (Les puissances installées de chaque pays ont été amplifiées conformément à leurs objectifs à moyen terme, la puissance totale atteignant 201 GW.)

La situation de la France peut être appréciée plus en détail en comparant les productions relatives de 8 pays (France et 7 pays voisins) à celle de la France seule (voir figure 6). On constate une impressionnante similarité, et très peu de foisonnement des productions. Les périodes venteuses correspondent l'hiver aux perturbations atlantiques. L'été on note l'importance des vents thermiques, même s'ils sont modérés.

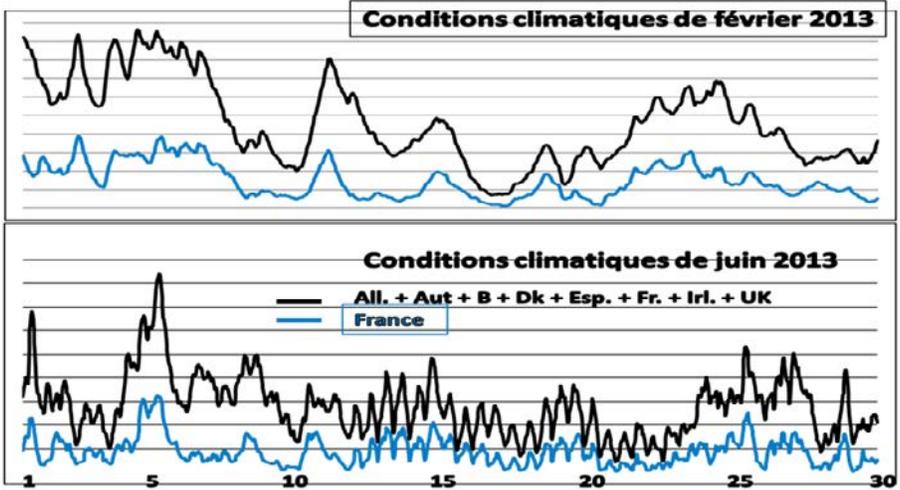


Figure 6 Comparaison des productions éoliennes un mois d'hiver et un mois d'été pour 8 pays européens et pour la France.

Le facteur de charge⁹¹ moyen de l'éolien terrestre en France est de 22 à 24 % selon les années. Il reste limité, même s'il est supérieur à celui de l'Allemagne (16-17 %).

- **L'électricité photovoltaïque, intermittente et aléatoire**

En ce qui concerne le soleil, la notion d'intermittence est plus intuitive : on ne s'attend pas à ce qu'il y ait du soleil la nuit, ni par temps de pluie ou de brouillard ! Si la production horaire des panneaux PV* suit une belle courbe de Gauss par temps ensoleillé, atteignant au midi solaire 100 % de la « puissance-crête » (Pc⁹²), il n'en est pas de même par temps instable ou nuageux, d'occurrence aléatoire.

91. Facteur de charge : énergie produite/énergie potentiellement générée à puissance nominale pendant la même période.

92. Pc : puissance crête : délivrée par une surface photovoltaïque dans les conditions optimales d'ensoleillement.

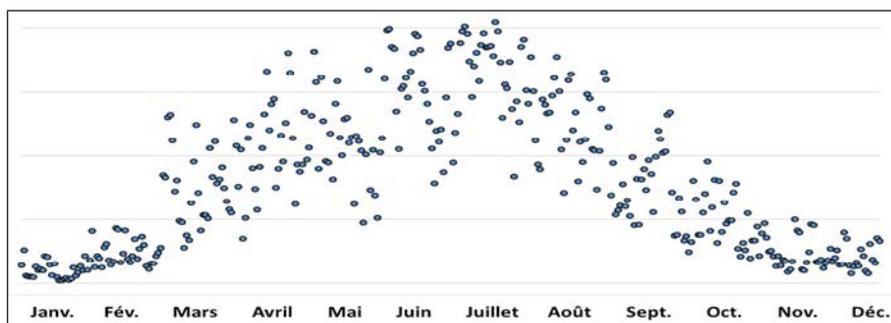


Figure 7 Production journalière d'électricité PV en France continentale en 2015.

La production est en moyenne 4 fois moindre l'hiver que l'été, alors que les besoins de consommation sont à l'opposé. L'écart entre la puissance maximale l'été et la puissance minimale l'hiver est considérable, d'un facteur d'environ 27. La courbe réelle de production solaire en France en hiver est présentée à la figure 3.

Le facteur de charge moyen pour la France est de 13 % (il atteint 17 % dans le Midi) : il faut suréquiper d'un facteur 6 à 9 pour obtenir la production annuelle visée.

5.2 Effet des EnRi sur le réseau

5.2.1 Limites physiques

Les consommations sont prévisibles à partir des lois statistiques (il y aura environ 35 millions de foyers équipés de compteurs Linky communicants en France, qui permettront de mieux gérer encore les consommations, en les rendant plus prévisibles). Les phénomènes météorologiques sont, eux aussi, de mieux en mieux prévus (au moins 48 h à l'avance), mais ils resteront *subis, et ils peuvent entraîner des évolutions très rapides* ; il faudra donc suppléer au manque de production des EnRi, mais aussi faire face à des évolutions considérables, l'été en particulier avec des productions solaires fortes.

Peut-on remédier à la variabilité des EnRi en introduisant de l'inertie ? Pour le PV, la réponse est *non* : il n'y a pas d'inertie propre. Par contre les turbines des aérogénérateurs présentent une certaine inertie, mais elle n'est pas synchrone, contrairement à celle des générateurs classiques. Il faut y ajouter des automatismes pour constituer une inertie artificielle (dite « inertie synthétique »), afin de contribuer à l'inertie globale du réseau.

En tout état de cause, du fait de leur caractère aléatoire, on ne peut compter sur les seules EnRi pour constituer la réserve primaire, qui doit être garantie pendant 15 minutes. C'est pourquoi les pays qui ont développé très rapidement l'éolien

commencent à s'équiper de stockages rapides (batteries au lithium) pour contribuer au réglage primaire.

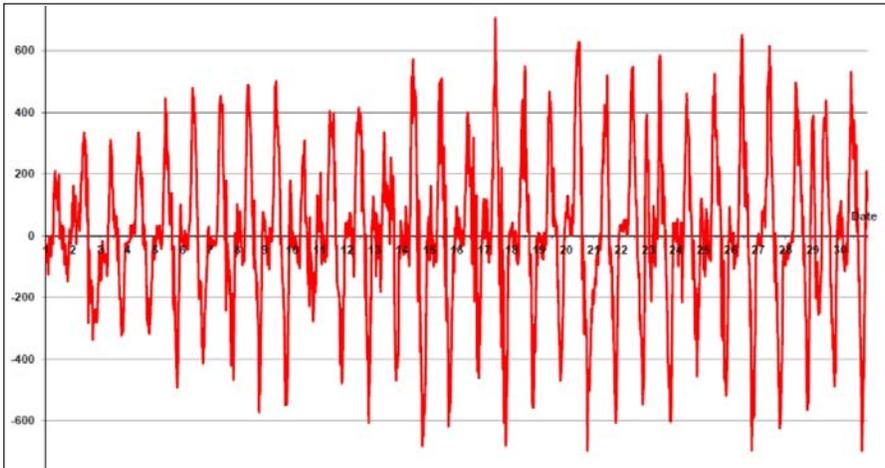


Figure 8 Variation de la puissance cumulée des électricités éoliennes et photovoltaïques, par pas d'une demi-heure, en juin 2016. La variation est de 1 300 MW par heure pour une puissance installée de 17,2 GW (10,7 GW éoliens + 6,5 GW solaires). Sur la journée, la variation de la puissance solaire maximale est de 4 700 MW (72,6 % de la puissance installée).

Plusieurs études ont été réalisées, en utilisant des statistiques de production-consommation au pas horaire.

- Pour la France, l'étude a été réalisée par l'ADEME, sur une base météorologique de 6-7 ans, en visant le 100 % renouvelable en 2050.
- L'institut allemand Fraunhofer a fait une étude incluant 7 pays de l'Ouest européen, à l'horizon 2030, mais sur la base météorologique de la seule année 2011.
- L'étude de loin la plus complète est celle d'EDF R&D, qui couvre l'ensemble des 34 pays de l'ENTSO-E, sur une base météorologique de 30 ans. Elle prend en compte les lois de la physique pour l'équilibre instantané du réseau. Cette étude évalue les conditions de fonctionnement d'un réseau alimenté en 2030 à 40 % par des EnRi, à 20 % par du renouvelable pilotable (hydraulique, biomasse), et à 40 % par les autres sources pilotables (nucléaire, charbon, gaz, telles qu'elles existent dans l'Europe d'aujourd'hui).

Les résultats montrent que **l'insertion de 40 % d'EnRi est possible**, même si elle entraîne une plus grande instabilité du réseau, aux **conditions** suivantes :

- Gérer les surplus d'EnRi, par déconnexion du réseau électrique. Cette déconnexion peut être obtenue par écrêtage (mise à l'arrêt), ou stockage (STEP*, ou production d'hydrogène, par exemple).

- Gérer activement la demande, par effacement et reports de consommation (pratique commerciale qui existe déjà pour les industriels, et qui sera étendue aux particuliers avec les compteurs Linky) ; gérer l'introduction des sources EnRi au niveau des réseaux de distribution (rendre les réseaux « intelligents » : *smart grids*).
- Augmenter les stockages d'énergie (on utilise actuellement principalement les STEP).
- Utiliser l'inertie synthétique des éoliennes pour accroître l'inertie globale du système.
- Renforcer les interconnexions entre pays, pour faciliter l'import-export.

Pour pallier les risques de black-out, le taux d'EnRi admissible (au-dessus duquel il faudra déconnecter les EnRi du réseau) dépend du niveau de consommation. Il est possible d'accepter 35 à 38 % d'EnRi pour une consommation d'électricité de niveau moyen, voire 70 % quand le niveau de consommation est élevé. Mais leur caractère aléatoire limite le taux d'insertion des EnRi à 25 % *en période de faible consommation électrique*, car l'inertie du réseau est alors minimale, ce qui accroît son niveau d'instabilité sous l'effet de l'injection des EnRi.

L'ensemble de tous les investissements nécessaires (moyens pilotables de substitution, extension et complexification des réseaux avec l'introduction « d'intelligence », etc.) entraînera des coûts systémiques très élevés ; mais c'est le coût du stockage-déstockage de l'énergie qui constituerait la principale limitation économique si on voulait remplacer les moyens pilotables par du déstockage d'EnRi préalablement stockées.

5.2.2 Limites du back-up* pour le nucléaire

C. Cany [2] montre qu'on peut atteindre 50 % de production électrique nucléaire avec deux tiers de la puissance nucléaire actuelle (40 GW) et # 20 % d'EnRi. La contrepartie est qu'il faudra compenser en partie la perte de production nucléaire par du gaz, à raison de # 15 % dans le mix. H. Nifenecker [3] arrive à des conclusions assez proches.

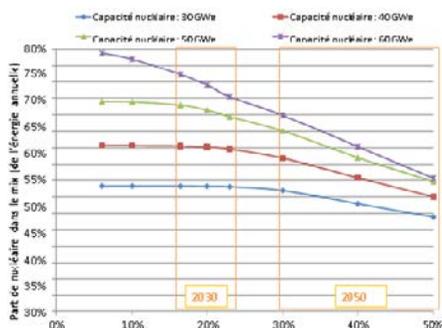


Figure 9 Part de l'électricité nucléaire, en fonction de la part des EnRi.

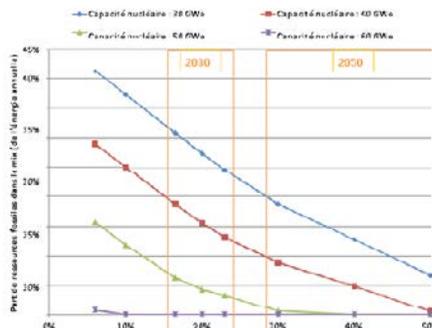


Figure 10 Part d'électricité d'origine fossile, en fonction des parts des EnRi et du nucléaire.

En revanche, vouloir atteindre 50 % d'EnRi obligera à des choix fondamentaux si, en même temps, la capacité nucléaire est fortement réduite (de 63 à 40 GW par exemple). Les réacteurs ne pourront plus assurer le suivi de puissance si la priorité d'accès au réseau est maintenue pour les intermittentes, en raison d'une surcapacité considérable (surinvestissement d'un facteur 4 en éolien et 6 en photovoltaïque), leur production pouvant largement dépasser l'appel de puissance. La conséquence serait une obligation d'arrêts fréquents de réacteurs. Les options sont :

- accepter d'écrêter la production excédentaire, ce qui constitue un énorme gaspillage, contraire aux principes du développement durable ;
- remplacer par des turbines à gaz une partie des réacteurs nucléaires, ce qui est à l'opposé de la politique de décarbonation visant à limiter le changement climatique ;
- utiliser les excédents pour produire de l'hydrogène (pour des usages thermiques essentiellement : injection directe dans les réseaux de gaz ou méthanation), technique qui reste à démontrer tant au niveau du régime d'exploitation qu'au plan économique.

C'est ce qui incite les sénateurs à écrire dans leur rapport [4] en 2^e proposition : *« limiter aux besoins de la recherche appliquée la part de l'électricité obtenue à partir de sources intermittentes, jusqu'à l'émergence de filières de stockage-déstockage permettant de satisfaire les consommateurs finaux dans des conditions économiquement acceptables en l'absence de subventions »*.

5.2.3 L'impasse actuelle du stockage de masse intersaisonnier

Quand on parle de stockage, il faut en définir la durée : par exemple, les batteries, qui ont un rendement énergétique élevé (85 %), conviennent pour une réponse dans une plage horaire jusqu'à la journée. Mais quand il s'agit de couvrir des périodes de la semaine ou du mois, il faut faire appel à des stockages de masse. En France, les STEP représentent une puissance de 4,3 GW, mais il faudrait les multiplier par 20 pour stocker une seule journée de consommation de pointe !

La seule solution à l'échelle des besoins intersaisonniers serait de passer par une transformation chimique (production d'hydrogène). La chaîne de procédés : production d'hydrogène par électrolyse ; stockage ; combustion pour fournir de l'électricité, a un rendement opérationnel qui ne dépasse pas 35 % : il faut donc stocker 3 kWh pour en restituer un seul ! On voit immédiatement le poids économique d'un tel système, qui s'ajoute aux moyens de production primaires.

On peut évaluer le besoin de stockage saisonnier sur le cas réel de janvier 2017. Il y avait une puissance cumulée éolien + solaire de 18,5 GW et une période anticyclonique froide, d'occurrence normale, avec peu de vent et une production solaire normale pour la saison.

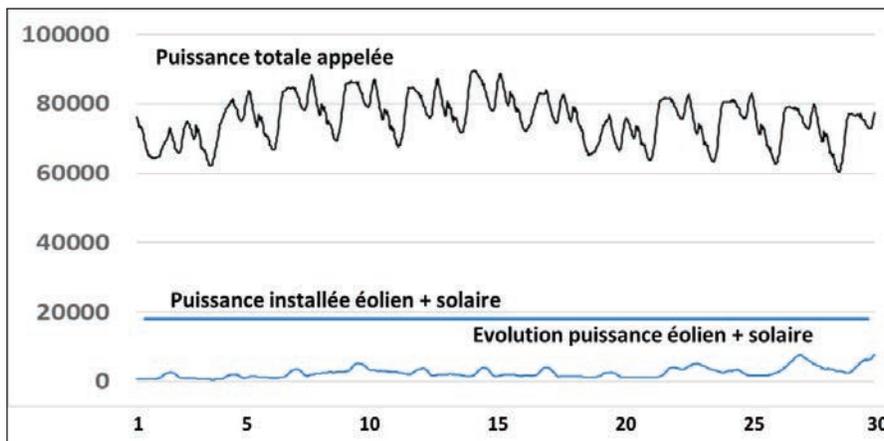


Figure 11 Comparaison de l'appel de puissance et de la puissance délivrée par l'éolien et le solaire en France en février 2017 (éolien 11,7 GW ; solaire 6,8 GW).

En moyenne, l'éolien et le solaire auraient dû produire 1,8 TWh sur 20 jours, la réalité ayant été de 1,1 TWh. Pour compenser le déficit de 0,7 TWh, il aurait fallu 5 500 stockages comme celui installé par la firme Tesla en Australie en 2017, sur la base de batteries. L'investissement se monte à environ 44 milliards €⁹³, les batteries ne servant que quelquefois par an, pour assurer la fonction de garantir la capacité.

Au niveau mondial, la capacité de stockage installée actuellement est représentée sur la figure 12.

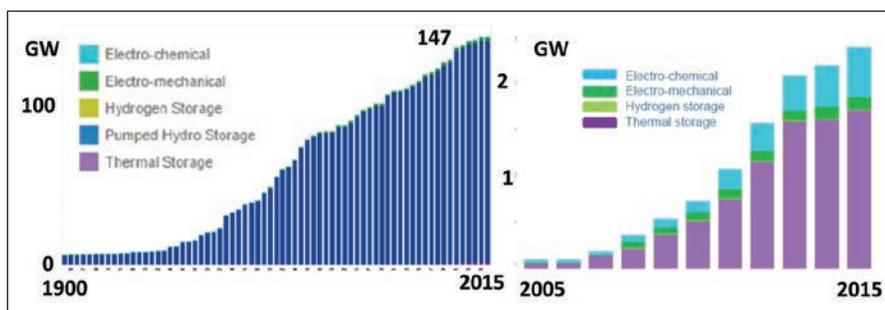


Figure 12 Puissance installée de moyens de stockage dans le monde fin 2015. À gauche : puissance de stockage mondiale totale (147 GW) ; à droite, les stockages autres qu'hydraulique (2,36 GW).

93. 788 x 16 batteries Powerwall à 5 000 \$, soit environ 63 M\$ de batteries + l'infrastructure et le refroidissement, soit environ 100 M\$ pour stocker 126 MWh.

Les STEP représentaient 98,4 % de la capacité de stockage totale en 2016, le stockage thermique 1 % et le stockage chimique seulement 0,2 %⁹⁴.

5.2.4 Impact des surplus des EnRi sur les réseaux de distribution

Une proportion très importante (90 %) des installations éoliennes et solaires est raccordée aux réseaux ENEDIS moyenne (MT) et basse (BT) tension, réseau étoilé, à l'origine conçu pour amener l'électricité du producteur au consommateur, et non l'inverse.

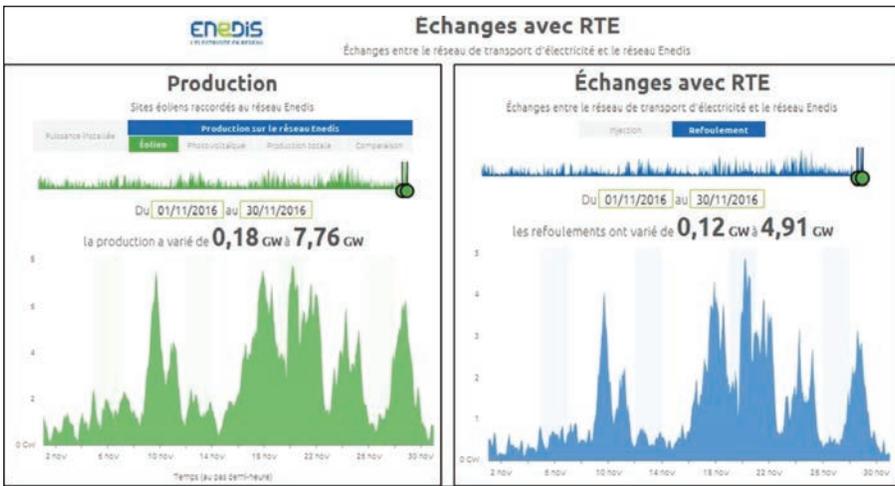


Figure 13 Échanges entre ENEDIS et RTE en novembre 2016.

Il est nécessaire de refouler une partie significative de ces déversements, qui ont des caractéristiques très régionales, vers le réseau HT de RTE pour le distribuer nationalement (solaire au sud et éolien au nord). Il faut aussi redimensionner les réseaux BT et MT d'ENEDIS, non dimensionnés pour véhiculer de telles puissances.

Les déversements inopinés d'EnRi sur les réseaux de distribution provoquent des perturbations telles que : augmentation de la tension locale, inversion du sens du courant qui perturbe les protections, avant que le surplus ne soit refoulé vers le réseau de transport – situation qui n'était pas prévue dans le fonctionnement normal de ces réseaux.

94. Source : DOE Global energy storage database.

5.3 Impact économique

5.3.1 Impact sur le facteur de charge du nucléaire

L'introduction des EnRi a pour but de diminuer la part du nucléaire dans le mix énergétique. La figure 14 montre que le facteur de charge décroîtra d'autant plus que la puissance nucléaire installée restera élevée, pour ne pas avoir à introduire des énergies fossiles émettrices de CO₂, mais cette perte représentera un coût additionnel.

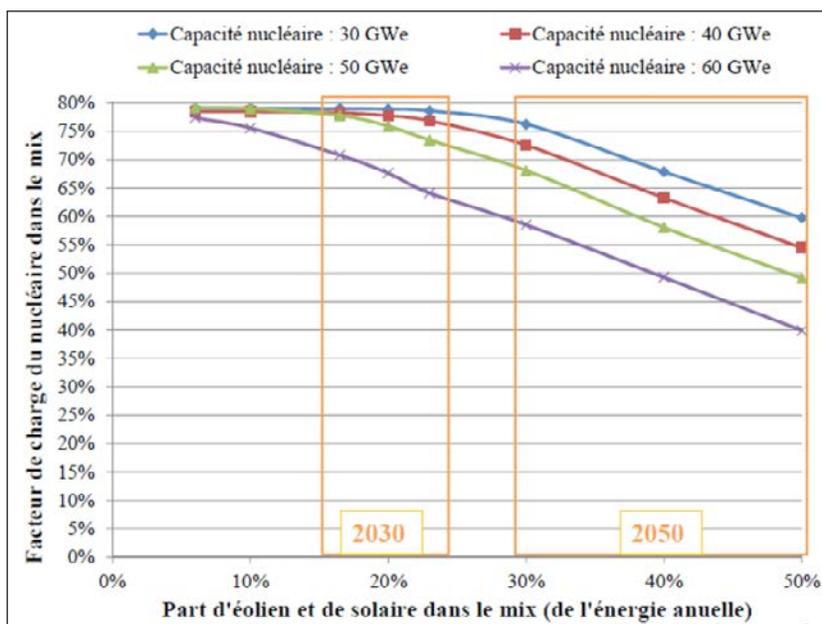


Figure 14 Facteurs de charge annuels du parc nucléaire en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et des capacités nucléaires installées dans le mix électrique français.

Il est cependant possible d'en faire une approche, certes approximative, mais avec un bon ordre de grandeur. En 2035, compte tenu d'hypothèses concernant le coût du CO₂ émis (taxe de 100 € par tonne), la valorisation des excédents de production (20 € par MWh*) et le taux d'actualisation (5 %), le surcoût annuel pour le seul secteur électrique serait, d'après le modèle de Henri Prévot⁹⁵, de 6,9 milliards d'euros par an.

95. Source : Henri Prévot : <http://www.hprevot.fr/calcul-parc-prod-electr.html>

5.3.2 *L'autoproduction - autoconsommation*

Quel peut être l'apport de l'autoproduction et de l'autoconsommation ?

Outre les réseaux fermés de distribution qui existent depuis longtemps pour des sites industriels spéciaux mais pour lesquels les EnRi sont inadaptés du fait de leur intermittence, l'autonomie peut être déclinée au niveau domestique, au niveau d'un réseau local de territoire (îlot résidentiel, grand ensemble urbain, quartier, etc.), voire au niveau régional.

Le premier impact économique tient à la perte de l'avantage du foisonnement de la consommation, qui permet en Europe de réduire d'un facteur 5 l'investissement de production (voir en début de chapitre, § « Réseaux électriques : définitions, contraintes »). Deuxièmement, l'inadéquation entre production PV et consommation électrique pour les latitudes éloignées des tropiques oblige à investir en batteries dont le coût restera élevé, ou à des surpuissances considérables (facteur 4 par rapport à l'appel de puissance crête) associées à une filière hydrogène.

Un inconvénient indirect de l'autoconsommation, si le réseau est conservé en backup, ce qui est le cas général, est que le coût du réseau, fonction de la consommation, sera supporté par ceux qui ne sont pas auto-consommateurs, alors que le réseau est dimensionné non pour l'énergie véhiculée annuellement mais pour la puissance crête : quand il y a ni vent ni soleil et un stockage faible, l'auto-consommateur fait totalement appel au réseau, et se comporte comme un « passager clandestin ». Il faudrait donc changer le mode de facturation du réseau. Sur un plan social, si l'autoconsommation et la régionalisation deviennent importantes, ce sera la péréquation des tarifs qui sera mise à mal, avec toutes les conséquences en matière de précarité énergétique (voir Partie 2, Chapitre 4).

5.4 Quelques réflexions en guise de conclusion

Les énergies intermittentes ne sont pas *a priori* adaptées à une production garantie d'électricité. Il n'est donc pas surprenant que leur insertion dans le réseau électrique soit complexe et coûteuse, mais surtout fragilise l'équilibre des réseaux régionaux, français et européens : en Europe, il faut maintenir une réserve de production pilotable importante pour l'hiver, ce qui revient à doubler en grande partie les investissements. (À titre d'exemple, l'Allemagne dispose aujourd'hui, pour un appel de puissance maximal de 85 GW, d'une puissance intermittente de 100 GW composée d'éolien et de solaire, adossée à une puissance thermique de 99 GW à base de fossile, biomasse et nucléaire.) À noter que le nucléaire français participe activement à la régulation du réseau : un réacteur peut varier de 100 % à 20 % de puissance nominale en 30 minutes, ce qui représente une performance équivalente à celle d'une centrale à charbon. Avec ses 58 réacteurs situés au cœur de l'Europe, la France est un élément majeur de régulation du réseau de transport européen.

Pour autant, 1,2 milliard d'humains ne disposent pas de l'électricité, qu'ils attendent pour remplacer le gaz ou le pétrole dans la vie de tous les jours (éclairage, mais aussi

conservation par le froid, pompage de l'eau, télécommunications, etc.). Il est donc important de poursuivre le développement de ces énergies intermittentes en veillant à la qualité du back-up et au développement de stockages d'un coût supportable.

La France doit prendre en compte ses territoires proches des tropiques, ensoleillés et ventés, et bénéficiant de ressources hydrauliques (y compris stockage), sans accès au nucléaire. Les programmes d'insertion des EnRi devraient porter en priorité sur ces régions. Pour ce qui est de l'Europe, poursuivre la fuite en avant d'insertion des EnRi à marche forcée, en les subventionnant alors qu'elles sont matures, sans avoir développé des moyens de stockage de l'électricité viables, présente des risques évidents sur la sécurité des réseaux, d'autant plus que les politiques de développement sont nationales et ne sont pas coordonnées. De ce fait, on observe, dans certaines conditions météorologiques, une surcapacité considérable, sans qu'un mécanisme de régulation transfrontalier n'ait été mis en place.

5.5 Définition des acronymes et abréviations utilisés dans le présent chapitre

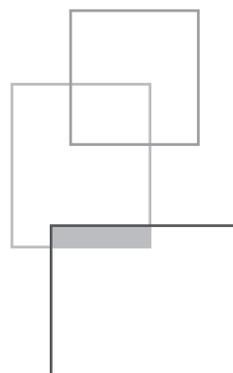
Back-up :	Soutien, renfort, recours
Black-out :	Disruption générale du réseau électrique
EnRi :	Énergie renouvelable intermittente (en pratique actuellement : éolien et solaire photovoltaïque)
Mtep :	million de tonne-équivalent pétrole (soit 11,6 TWh)
MWh :	mégawatt-heure (1 000 kWh)
PPE :	Planification pluriannuelle de l'énergie (plan quinquennal de mise en application de la Loi LTE-CV)
PV :	Solaire (photovoltaïque)
RTE :	Réseau de transport d'électricité (haute tension)
STEP :	Station de transfert d'énergie par pompage

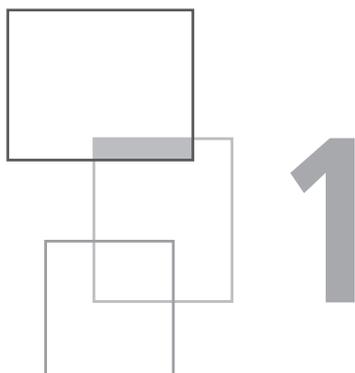
5.6 Références

- [1] Georges Sapy. Contraintes d'équilibre des réseaux d'électricité et intégration des énergies intermittentes (EnRi) ; SFEN/GR XXI ; Conférence du 16 mars 2017.
- [2] Camille Cany. « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France », thèse présentée à l'université Paris-Saclay, 2017.
- [3] Hervé Nifenecker. « Stratégies d'évolution du mix électrique français ». Techniques de l'ingénieur, Réf. : BE6980 V1 ; 10 juillet 2014.
- [4] Claude Kern et Michel Raison : Rapport n° 147 au Sénat de la Commission des affaires européennes sur l'électricité dans l'Union de l'énergie, 7 décembre 2017.

Partie 3

**Une stratégie politique
pour l'énergie**





Les fondements d'une vision énergétique raisonnée

La politique de l'énergie est, dans les sociétés modernes, d'une importance capitale car elle conditionne largement notre mode de vie et la qualité de celle-ci. Elle est orientée par les Autorités responsables de l'État mais très largement conduite par les grandes entreprises du secteur, qu'elles soient nationales ou privées, dans le cadre des réglementations françaises et européennes.

Les objectifs visés par une politique énergétique doivent émerger d'une vision à long terme qui tient compte à la fois de l'état actuel du pays et du monde, et des perspectives d'un avenir dans lequel notre pays prendra place dans son meilleur intérêt.

Cette vision du futur énergétique s'élabore dans un champ de contraintes de différentes natures :

- les règles internationales en la matière (règles du commerce mondial et réglementation européenne) ;
- les contraintes techniques et économiques déterminant le coût de l'énergie fournie à l'utilisateur ;
- la situation politique nationale et internationale, conditionnant la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance nationale vis-à-vis des sources de combustibles ;
- les exigences sociales, environnementales et de santé publique.

1.1 La situation actuelle

La situation actuelle de la France résulte d'une volonté politique, forte et constante, de recherche d'un niveau d'indépendance énergétique acceptable, assurant une fourniture régulière. Elle a été soutenue par les gouvernements successifs du pays depuis la fin de la guerre en 1945.

Disposant de peu de ressources pétrolières, la France, jusqu'aux années soixante, a maintenu un taux d'indépendance satisfaisant, en s'appuyant essentiellement sur les productions nationales hydrauliques (avec des investissements considérables), et la poursuite de l'exploitation du charbon et la biomasse.

Dès les années soixante, la consommation d'énergie s'est envolée, avec le développement économique des trente glorieuses et l'amélioration, considérable, du niveau de vie. Les incertitudes sur l'approvisionnement en pétrole, provenant du Moyen-Orient mais aussi d'une Algérie devenue indépendante, ont conduit à un développement de l'exploitation du gaz (gaz de Lacq), pourtant d'exploitation difficile.

Au début des années soixante-dix, alors que la consommation poursuivait sa croissance (de 85 millions de tep en 1960 à 149 en 1970), survenait le premier choc pétrolier (1973).

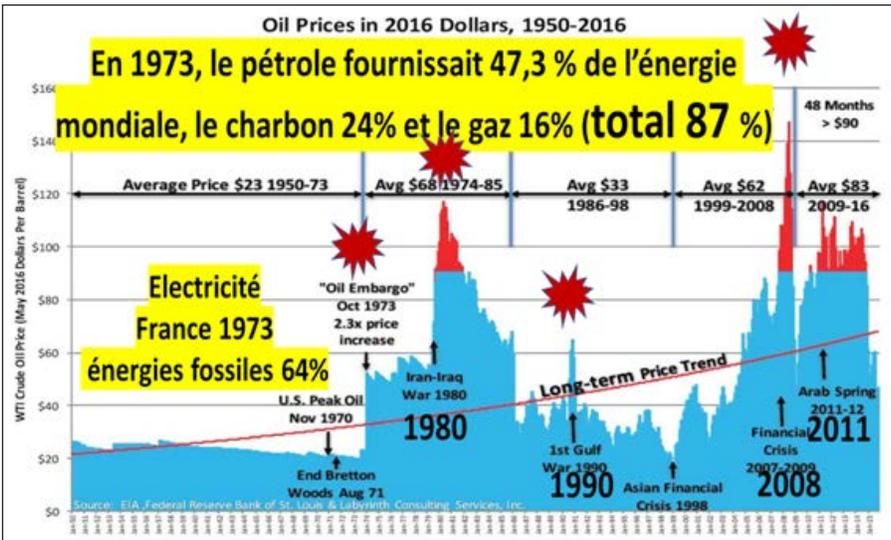


Figure 1 Évolution du prix du pétrole en \$/baril constants de 1950 à 2015 : de la stabilité à l'instabilité.

C'était le début d'une longue succession d'incertitudes sur l'approvisionnement mondial d'énergies fossiles. Dans le même temps, la dépendance du pays au pétrole, puis au gaz, augmentait très rapidement (pour l'industrie, le chauffage et la mobilité en particulier). Et nos réserves de charbon et de gaz s'amenuisaient. Le pétrole devenait très prépondérant, 62 % de notre énergie en 1975.

Tableau 1 *Évolution de notre consommation d'énergie primaire de 1960 à 1975 en Mtep.*

	1960	1965	1970	1973	1974	1975
Pétrole	26,9 (31,4 %)	49,7 (44,7 %)	87,3 (58,9 %)	116,3 (66,5 %)	112,4 (64,0 %)	101,7 (61,9 %)
Charbon	46,8 (54,6 %)	45,7 (41,0 %)	38,1 (25,6 %)	30,50 (17,4 %)	31,60 (18,0 %)	27,50 (16,7 %)
Gaz naturel	2,90 (3,3 %)	5,10 (4,5 %)	9,30 (6,2 %)	15,00 (8,5 %)	16,00 (9,1 %)	17,50 (10,6 %)
Hydraulique	9,00 (10,5)	10,5 (10,5 %)	12,4 (18,3 %)	10,00 (5,7 %)	12,60 (7,2 %)	13,50 (8,2 %)
Nucléaire	–	0,20 (0,17 %)	1,20 (0,80 %)	3,00 (1,70 %)	3,00 (1,70 %)	4,20 (2,60 %)
Total	85,6	111,2	148,3	174,8	175,6	164,4

Le gouvernement décidait alors, en 1973, d'agir dans trois directions principales : le développement du nucléaire pour la production d'électricité, l'efficacité énergétique (la lutte contre le « Gaspis »), et le recours au chauffage électrique.

À partir du début des années quatre-vingt-dix, et en particulier du Protocole de Kyoto en 1997 (COP 3), apparaissent des préoccupations environnementales croissantes, notamment en ce qui concerne le risque de réchauffement climatique lié à l'accumulation dans l'atmosphère de gaz à effet de serre (GES), mais également la pollution atmosphérique. Un bouleversement du contexte énergétique en résulte : le concept d'énergies peu ou pas carbonées s'impose. La France engage dans les années 2005/2015 un développement volontariste des énergies renouvelables, quelques années après l'Allemagne. Sont particulièrement privilégiés l'éolien, le solaire et les bioénergies, nos capacités de développement de l'hydroélectricité étant devenues limitées. Ces stratégies dépassent maintenant le plan national pour s'inscrire dans le cadre de l'Union européenne.

Aujourd'hui on peut afficher pour la France le bilan suivant :

1. La consommation annuelle des différentes sources d'énergie selon les usages

Tableau 2 Bilan de la consommation d'énergie finale en Mtep en France en 2015⁹⁶.

	Charbon	Pétrole	Gaz	Électricité	Renouvelables thermiques	TOTAL	% du total
Industrie	4,9	2,1	9,7	10	1,7	28,4	19
Résidentiel et tertiaire	0,3	9,9	20,4	25,7	10,6	66,9	45,6
Agriculture		3,3	0,3	0,7	0,2	4,50	3
Transports		45,4	0,1	0,9	3	49,4	33
TOTAL	5,2	60,8	30,5	37,2	15,5	149,2	100

Pour les deux tiers, notre consommation finale d'énergie repose sur les combustibles fossiles, importés en quasi-totalité. L'électricité reste le principal vecteur permettant de réduire cette dépendance et de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, grâce à l'utilisation de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables.

2. La production brute d'électricité par sources

Tableau 3 Production d'électricité en TWh en France en 2015⁹⁷.

	Énergie nucléaire	Énergies renouvelables* (dont hydraulique)	Thermique classique** (majorité combustibles fossiles)	TOTAL
Production (brute en TWh)	437	89,5 (60,9)	41,5	568
Part de la production totale (%)	76,9	15,8 (10,7)	7,3	100

(*) : Hydraulique fil de l'eau, hydraulique de barrage, Station de transfert d'énergie par pompage (STEP) et électricité à partir de déchets renouvelables, de biomasse solide et de biogaz.

(**) : Charbon, pétrole, gaz, déchets non renouvelables.

96. D'après le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer/Service de l'observation et des statistiques (document 2015) pour les tableaux 2 et 3 ; les consommations sont ici corrigées des variations climatiques.

97. http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_bilan_electrique.pdf

La stratégie mise en œuvre d'un important programme électronucléaire s'est révélée particulièrement positive selon tous les critères mentionnés :

- indépendance nationale : le combustible nucléaire, bien qu'importé, provient de sources diversifiées et peut se stocker sans difficultés pour couvrir les besoins de plusieurs années. La variabilité du coût de l'uranium naturel, qui ne représente que 7 à 8 % du coût de production de l'électricité, ne présente pas de risque ;
- coût de production du kWh : il s'avère particulièrement compétitif, actuellement 40 à 50 €/MWh pour les centrales nucléaires (rapports de la Cour des comptes⁹⁸) ;
- émissions de gaz à effet de serre du secteur parmi les plus faibles des pays développés :
 - en France, 388 Mt eq. CO₂ émis en 2015 (5,8 t eq. CO₂/an/hab.) dont seulement 23,1 Mt eq. CO₂ pour la production électrique, selon RTE, celle-ci étant décarbonée à plus de 93 %, soit 42,3 g eq. CO₂/kWh ;
 - en Allemagne, souvent citée, à tort, comme modèle, 925 Mt eq. CO₂ émis (11,1 t eq. CO₂/an/hab.) dont 308 Mt eq. CO₂ pour la production électrique, soit 480 g eq. CO₂/kWh.

1.2 Les évolutions en cours

Partant de l'état décrit ci-dessus, les orientations de la politique énergétique des prochaines années se trouvent déjà encadrées :

- par les dispositions légales adoptées sur le plan national :
 - les deux lois « Grenelle 1 » et « Grenelle 2 » de l'environnement de 2009 et 2010 ;
 - puis la loi de Transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) de 2015 et sa déclinaison dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE⁹⁹) de 2016 ;
- par les engagements souscrits au niveau de l'Union européenne (« Paquet énergie-climat » de 2014) qui a défini trois objectifs à l'horizon 2030 pour l'Europe :
 - une réduction de 40 % des émissions de GES par rapport à 1990 ;
 - une augmentation à 27 % de la part des renouvelables dans la consommation énergétique finale brute
 - en cours de révision, le Paquet énergie-climat pourrait porter de 27 à 30 % la part des EnR en Europe et accentuer la réduction des émissions de GES, de la France en particulier, qui verrait son objectif porté à – 37 % en 2030 par rapport à 2005.

98. <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-cout-de-production-de-lelectricite-nucleaire-actualisation-2014>

99. <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20int%C3%A9gralit%C3%A9.pdf>

La France s'est par ailleurs montrée très volontariste dans sa proposition de contribution (non engageante) dans le cadre des COP successives et en particulier la COP 21 de Paris en 2015. La priorité donnée désormais aux aspects environnementaux de la consommation d'énergie, induit deux grandes fragilités dans la vision énergétique future du pays, issue de la LTECV :

- d'une part notre pays pèse très peu dans les émissions mondiales (moins de 1 %) et s'est fixé, dans le cadre européen, des ambitions insoutenables, par exemple en acceptant pour 2030 par rapport à 2005 une baisse de ses émissions comparable à celle de l'Allemagne, alors que celle-ci émet 30 % de plus de GES par habitant¹⁰⁰. Les objectifs européens devraient veiller à une convergence des émissions de GES per capita en Europe, et non à imposer des réductions en fonction du seul PIB par habitant ;
- d'autre part l'impératif qu'il se fixe d'introduire une proportion croissante d'énergies renouvelables intermittentes (EnRi), éolienne et solaire essentiellement, dans la production électrique, associée à une diminution de la part de l'énergie nucléaire à 50 %, sera inefficace pour réduire les émissions de GES, car notre électricité est déjà décarbonée, et coûteux.

Cette réduction des émissions de GES en 2030 sera extrêmement difficile à respecter pour notre pays, voire inatteignable. Elle ne pourra en effet porter, pour l'essentiel, que sur les deux secteurs du transport et du résidentiel/tertiaire (voir Partie 2, Chapitre 3), et dans une bien moindre mesure sur l'industrie et l'agriculture. Il apparaît clairement que le choix européen et français (dans la LTE et la PPE), d'imposer simultanément des obligations sur les moyens à mettre en œuvre pour atteindre l'objectif de limitation de la dérive climatique, peut être considéré comme un carcan qui s'oppose à une programmation efficace de cet objectif principal.

1.3 Des éléments de réflexion pour une politique de l'énergie efficace et cohérente

Il faudrait au préalable définir et *classer les objectifs* que l'on se donne pour cibles. Aujourd'hui, dans le contexte national mais aussi mondial, la limitation du réchauffement atmosphérique, soit une limitation à 2 °C au plus de la température moyenne du globe d'ici la fin du siècle, est devenue fortement prioritaire, même si elle est déjà peu probable (la limitation à 1,5 °C est déjà inenvisageable).

Réduire l'emploi des combustibles fossiles devient donc le premier but à atteindre, avant tous les autres objectifs techniques que sont la part d'EnR ou l'efficacité énergétique.

100. De ce fait, l'Allemagne aura plus de facilités à réaliser ses objectifs, par exemple en basculant du charbon et du lignite au gaz, ce que la France ne pourra faire.

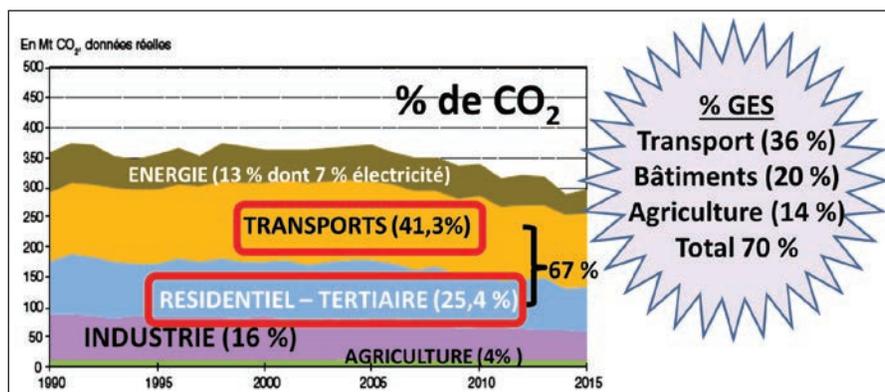


Figure 3 Les émissions de GES par secteurs en France en 2015.

Les secteurs d'activité concernés en priorité ressortent de la figure 3 : d'abord les transports (pétrole), puis le secteur résidentiel/tertiaire pour le chauffage et la climatisation (gaz et fioul).

Les moyens pour réduire les émissions de CO₂ et celles des autres GES (CH₄, N₂O, PFC, HFC, SF₆) sont très différents, mais en n'oubliant pas qu'en France le CO₂ pèse pour environ les trois quarts dans l'impact climatique et le méthane pour 13 %.

- Les options pour réduire les émissions de CO₂ sont diverses puisqu'on peut peser sur la consommation aussi bien que sur une substitution par des énergies non carbonées. Les aspects économiques et sociaux deviennent prépondérants pour définir un équilibre entre ces deux voies. La LTECV et la PPE actuelle ont donné priorité à une réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité, ce qui n'a pas de logique du point de vue climatique et résulte d'une position seulement idéologique.

Cette position présente pour le Gouvernement l'avantage d'être neutre sur un plan budgétaire car le soutien aux énergies renouvelables électrogènes passe par des « contributions » imposées aux clients (la CSPE et la CCE¹⁰¹) et des obliga-

101. L'ancienne contribution au service public de l'électricité est fusionnée avec la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), accise préexistante sur l'électricité qui reprend le nom de CSPE. Son niveau est fixé à 22,5 €/MWh pour 2016 et 2017. Les anciens plafonnements de CSPE disparaissent au profit de taux réduits pour certains types d'utilisation de l'électricité (installations industrielles électro-intensives, transport de personnes et de marchandises par train, métro, tramway, câble et trolleybus...).

Pour freiner la hausse de la CSPE, le développement des énergies renouvelables, jusqu'ici seulement financé par les consommateurs d'électricité, est désormais aussi supporté par les consommateurs d'énergie fossile (gaz, carburants...), au travers de la Contribution Climat Énergie (CCE) qui évoluera de 22 €/t en 2016 à 56 €/tonne de CO₂ en 2020.

tions d'achat par les distributeurs. Elle impose en parallèle des changements de mode de vie, qui dépendent essentiellement de la bonne volonté de la population, incertaine, et surtout d'une ambition démesurée, extrêmement coûteuse, de réduction des consommations.

- Les options pour réduire les émissions de CH₄ seront d'une autre nature : réduction de l'élevage bovin et des consommations correspondantes, et gazéification des résidus agricoles.

Globalement la stratégie actuelle montre clairement ses limites avec des diminutions de consommation très faibles, d'un facteur 3 par rapport aux objectifs fixés :

- Le secteur résidentiel + tertiaire est fluctuant depuis dix ans, au niveau 66 à 68 Mtep, et baisse légèrement, de seulement 0,4 % par an, depuis 3 ans (67 Mtep en 2015)¹⁰². La baisse restera lente car d'une part on ne construit que 1 % du parc chaque année et d'autre part on ne rénove « thermiquement » que 1 % des logements sans évaluation sérieuse des réductions de consommations effectives.
- Le secteur transports a baissé de 0,36 % par an en 10 ans mais est en légère augmentation depuis 3 ans, soit + 0,6 % par an (49,4 Mtep en 2015).
- Le secteur industriel a chuté de 2,2 % par an depuis 10 ans, y compris si on prend en compte le secteur non énergétique (pétrochimie par exemple). Sont principalement en cause la crise économique et la désindustrialisation du pays. La baisse se poursuit, de 1,6 % par an depuis 3 ans (23,56 Mtep en 2015), mais pour le futur il faudra s'attacher à réindustrialiser le pays !
- Le secteur agricole et pêche a baissé de 3 % par an depuis 10 ans et de 1,3 % par an depuis 3 ans, mais reste très minoritaire, soit 4,45 Mtep en 2015.

Bien analyser l'expérience passée : face à cet échec du Grenelle de l'environnement aussi bien que de la LTECV, il est temps de revenir à une évaluation du rapport efficacité/coût économique de la politique mise en œuvre, mais aussi du réalisme des évolutions sociétales envisagées. Économies d'énergie, accroissement de l'efficacité énergétique, choix des filières, sont à peser rigoureusement et complètement, avec leurs coûts directs et indirects.

Il faut se méfier des idées toutes faites qui sont acceptées comme des vérités évidentes, du type « l'énergie la moins chère est celle que l'on ne dépense pas », « l'énergie du soleil et du vent sont gratuites » ; le coût des investissements nécessaires à la réalisation d'une action (par exemple la réduction de consommation énergétique dans l'habitat) peut n'être jamais amorti par la baisse de la facture d'énergie consommée correspondante. Il faut aussi refuser les mesures dogmatiques telles que les normes pour le chauffage des bâtiments neufs (RT 2012) conçues pour favoriser le chauffage au gaz, émetteur de CO₂, au détriment du chauffage électrique décarboné. Les bons marqueurs d'une vision énergétique du futur sont le prix de la tonne de GES évitée et l'efficacité d'usage de l'énergie finale.

102. L'ADEME indique une diminution de 1 % par an depuis 5 ans, non vérifiée dans les statistiques officielles, et un report des énergies fossiles essentiellement vers le bois.

Maintenir l'indépendance nationale vis-à-vis des sources et des technologies énergétiques demeure indispensable. Celle-ci plaide également en faveur d'une réduction du recours aux combustibles fossiles dont la France est dépourvue, en premier lieu du pétrole et du gaz. Sécurité et prix d'approvisionnement se trouvent en effet imprévisibles dans la durée (le prix du pétrole s'envole à nouveau après une période à bas coût qui avait permis à notre déficit commercial sur l'énergie de diminuer de 60 à 35 milliards en 5 ans). Parallèlement, le développement des EnR intermittentes que sont l'éolien et le solaire s'appuie sur des importations massives de matériels, alors même que le coût de l'énergie distribuée résulte principalement de l'investissement.

Recueillir l'assentiment de la société est un élément dont on ne peut plus se dispenser. On a vu le poids pris par les préoccupations environnementales et sociétales, souvent mises en avant par des groupes ou des associations actives dans la société. Il en est de même pour les problèmes de santé publique qui peuvent susciter une contestation, parfois violente ; c'est notamment le cas pour l'énergie nucléaire, pour les éoliennes et leurs nuisances visuelles et auditives, pour les gaz de schistes et leur atteinte aux aquifères, etc.

L'Académie de médecine a ainsi tiré les conclusions d'un colloque sur les impacts sanitaires des différentes sources d'énergie. Elle montre, par exemple, que le charbon est celle qui entraîne le plus de décès par unité d'énergie produite et l'énergie nucléaire le moins. Une information équilibrée des citoyens doit revenir au premier plan des préoccupations du Gouvernement car elle ne peut être laissée à des ONG mondialisées et qui veulent imposer leurs idéologies, avec l'appui des médias.

Savoir s'appuyer sur de réelles expertises : les organismes publics compétents et des instituts apportent souvent à ces questions des réponses reconnues pour leur qualité et leur indépendance, sans pour autant être écoutées. Tel est le cas pour l'Autorité de sûreté nucléaire quand on s'interroge sur la durée d'exploitation sûre des centrales nucléaires. En ce qui concerne la LTECV, les points de vue exprimés par de nombreux organismes¹⁰³ sont clairs et bien argumentés. L'Académie des sciences a ainsi publié en 2017 une étude critique de la loi LTECV montrant les incohérences de certaines mesures concrètes face aux objectifs affichés¹⁰⁴.

103. - Institut Montaigne, http://www.institutmontaigne.org/ressources/pdfs/publications/note_energie_priorite_au_climat.pdf

- IFRAP : http://www.ifrap.org/sites/default/files/publications/fichiers/sc172_dossier_global_0.pdf

- FranceStratégie : http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/transition_energetique_allemande_la_fin_des_ambitions_etienne_beeker_note_n59_aout_2017_0.pdf

- SLC : <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire>

104. Académie des sciences : http://www.academie-sciences.fr/pdf/rapport/lpdv_190417.pdf

1.4 Conclusion

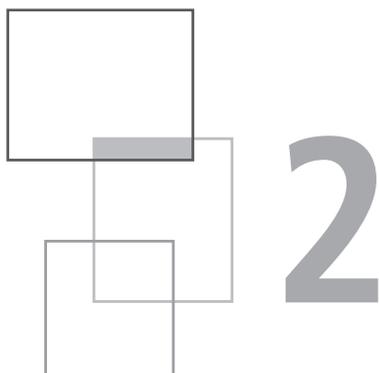
Une politique de l'énergie, cohérente et robuste face aux évolutions du monde environnant, se bâtit nécessairement sur la longue durée. Or le temps politique et le temps industriel ne se déroulent pas au même rythme : un président de la République élu pour cinq ans, des investissements industriels réalisés pour cinquante ans et plus.

Il faudrait que les paramètres pris en compte dans les choix soient bien priorisés et clairs : par exemple, dans l'ordre, le coût de la tonne de CO₂ évitée, le temps de retour sur les investissements consentis, la création d'emplois nationaux, l'évolution des prix pour les familles et l'économie.

L'impact global sur l'environnement d'une technologie doit bien sûr être évalué et comparé à celui de technologies concurrentes (y compris la pollution atmosphérique). Mais cela doit être fait en fonction de normes reconnues et non par application excessive d'un principe de précaution mal défini.

Les Gouvernements futurs devraient bénéficier de la souplesse d'action nécessaire à une bonne gouvernance dans un monde en évolution. Les objectifs techniques (taux d'EnR, niveaux de performances énergétiques des bâtiments par exemple) devraient être indicatifs et pilotés sur la base de plans glissants par chaque pays en fonction de ses atouts. Cette séparation des objectifs essentiels et des objectifs techniques devrait, au titre de la subsidiarité, être exigée de l'Europe, en opposition à la stratégie allemande, fondée sur une opposition à l'énergie nucléaire.

Il est donc indispensable qu'une stratégie énergétique soit construite sur des bases techniques et économiques solides et objectives, dans un esprit non partisan et non idéologique, après des débats ouverts dépassionnés. Ce sont des impératifs incontournables pour que les choix effectués contribuent à satisfaire efficacement les besoins et réduisent au maximum les risques liés aux incertitudes de l'avenir.



La transition énergétique, sortir de l'échec. Quelles priorités et quelles échéances ?

2.1 Une priorité absolue : réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES)

La réduction en France des émissions gaz à effet de serre de 40 % en 2030 par rapport à 1990, mais également de 37 % hors ETS¹⁰⁵ de 2005 à 2030 dans le « Paquet énergie-climat » de l'Europe, sont des objectifs souhaitables, prioritaires, mais nous savons qu'il sera très difficile de les respecter. Les moyens d'y parvenir, ou de s'en approcher, font appel à toute une panoplie de solutions qu'il faudra développer simultanément. Dans la mesure où notre production d'électricité est déjà largement décarbonée, l'effort doit porter sur les émissions de CO₂ des autres secteurs, particulièrement ceux des transports, du bâtiment et de l'industrie où il convient non

105. « European Union Emission Trading Scheme », ou en Français, SCEQE « Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission ».

seulement d'améliorer l'efficacité énergétique, mais aussi de substituer des énergies non carbonées, dont le nucléaire, aux énergies carbonées.

La réduction des émissions des autres gaz à effet de serre que le gaz carbonique (25 % du total) touche à de très nombreux domaines déjà soumis à des réglementations contraignantes et aux habitudes alimentaires du pays. Les progrès ne pourront donc être que plus lents, ce qui renforcera encore le rôle de la décarbonation de notre paysage énergétique.

Nous avons vu dans le chapitre sur la LTECV qu'une réduction aussi rapide des émissions de CO₂ ne pourra être obtenue que par une substitution massive d'énergies non carbonées aux hydrocarbures fossiles. L'apport à l'objectif d'une réduction rapide de la consommation d'énergie finale n'est pas réaliste dans un délai de 13 ans, et hors de prix avec un parc immobilier en large partie ancien. Que faire ?

2.1.1 *La France dans l'Europe*

La France ne pourra pas tenir ses engagements de 23 % d'ENR affichés pour 2020 : elle s'est engagée au-delà des souhaits de l'Europe (20 %) contrairement à l'Allemagne (18 %), ce qui était imprudent.

Le paquet énergie climat européen, voté en juin 2018 présente un ensemble d'objectifs très durcis pour 2030 : gains d'efficacité énergétique de 32,5 %, part des ENR portée à 32 %¹⁰⁶. C'est très irréaliste et pourrait être contradictoire avec l'objectif climatique (ce sera fonction des atouts/faiblesses de chaque pays).

La France ne met pas en valeur ses performances actuelles et colle à l'idéologie « allemande ». Son intérêt serait de se concentrer sur la réduction des émissions de GES et de maintenir le principe de subsidiarité pour tout ce qui concerne les moyens techniques d'y parvenir au meilleur coût (Taux ENR, efficacité énergétique, développement d'énergies non carbonées).

Concernant les diminutions des rejets de GES de chaque pays (hors EU-ETS), la proposition européenne est de les répartir en fonction du PIB par habitant, d'où un effort identique pour la France et l'Allemagne¹⁰⁷ alors que cette dernière émet largement plus : la France devrait proposer qu'on s'oriente vers une convergence des émissions par habitant en 2030 en tenant compte des émissions dans le cadre des ETS.

Il est de plus difficile d'imaginer des progrès substantiels si une fiscalité carbone homogène n'était pas mise en place au niveau européen et vis-à-vis des produits importés. C'est un principe à défendre.

106. Part des ENR de 14 % dans les transports, maximum de 7 % de biocarburants de 1^{re} génération et 3,5 % de seconde, 15 % d'interconnexions des réseaux électriques.

107. L'Allemagne, en basculant du charbon au gaz, diminuera ses émissions à prix raisonnable alors que la France devra faire des efforts très coûteux sur l'efficacité énergétique.

2.1.2 La France et la LTECV et les PPE¹⁰⁸

De même, au niveau français, il n'est pas sain de vouloir accumuler dans la loi des obligations techniques sur le moyen terme (efficacité énergétique, taux d'EnR thermiques ou électriques). Nous sommes en effet dans une période d'évolution rapide des techniques, et une gestion par périodes glissantes, avec révisions périodiques de l'ensemble de ces objectifs, serait de loin préférable.

Après 12 ans de mise en application de la politique de transition énergétique, avec le Grenelle de l'environnement suivi de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), l'heure doit être à un bilan de la réalité des progrès en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Faut-il prolonger pour les dix ans à venir les orientations actuelles, dans le cadre de la mise en place des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) ?

Or trois rapports viennent de jeter un éclairage cru sur ce bilan :

- La Cour des comptes a publié en avril 2018 un rapport sévère sur notre politique énergétique et climatique. Au-delà des critiques de fond, très argumentées, sur les gestions de la LTECV et de la PPE¹⁰⁹, la Cour constate que priorité a été donnée aux énergies renouvelables électrogènes, en substitution au nucléaire décarboné, et non à la lutte contre le changement climatique.
- Le Commissariat Général au Développement Durable (CGDD) dans son rapport d'avril 2018 note un rebond de 4 % des émissions de CO₂ liées à l'énergie en 2017, à climat constant. La facture énergétique annuelle de la France s'envole à 38,6 milliards d'euros (source Douanes).
- Le rapport CAP 2022 de juillet 2018, qui a mobilisé des acteurs majeurs de l'économie française, a identifié la transition énergétique comme un des deux secteurs où les aides publiques semblent particulièrement inefficaces.

En ce qui concerne la fiscalité énergétique, elle devrait désormais être portée exclusivement par les secteurs émetteurs de CO₂ aussi bien que d'autres GES, et non, comme c'était encore le cas jusqu'en 2016 avec la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité), par une électricité largement décarbonée. Si cette fiscalité a été reportée depuis 2017 sur le Compte d'Affectation Spécial Transition Énergétique (CAS TE qui est financé par la TICC la TICGN et la TICPE¹¹⁰), la CSPE a été plafonnée à la valeur 2016, soit 22,5 € par MWh, ou 26,8 €/MWh TTC, et transformée en taxe pérenne qui alimente directement le budget de l'état : elle continue à alourdir de 19 %, sans justifications, le prix de l'électricité pour les ménages, alors que celle-ci est déjà décarbonée.

108. LTECV, loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et PPE programmation pluriannuelle de l'énergie (par périodes de 5 ans).

109. Objectifs industriels devenus secondaires, outils de mesure à construire, objectifs 2020 et 2030 inatteignables, charges importantes et mal évaluées, visibilité limitée, non transparence.

110. TICC, Taxe intérieure de consommation sur les houilles, lignites et coques – TICPE, taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques – TICGN, taxes intérieures de consommation (TIC) sur le gaz naturel.

Les ressources apportées par cette fiscalité carbone devraient être systématiquement fléchées vers les actions en faveur du climat : soutien aux énergies non carbonées, aux réseaux de chaleur, aux transports en commun électrifiés, aux véhicules électriques et hybrides, à l'isolation des bâtiments.

2.2 Un constat accablant sur les 4 années passées

Alors que les actions liées à la LTECV et à la PPE sont pleinement engagées (source CGDD) :

- Après des baisses d'émissions de CO₂ de 1990 à 2011 dues essentiellement à la fin du déploiement du nucléaire, à la désindustrialisation et à la crise des subprimes, les émissions croissent depuis 2014, y compris dans les deux secteurs critiques que sont le bâtiment et les transports.

Tableau 1 *Variation des niveaux de CO₂ par domaine industriel au cours de la période 2014-2017.*

Emission de CO ₂ Mt	2014	2015	2016	2017
Transports	123,4	124,5	124,2	
Résidentiel/tertiaire	68,1	79,5	72,1	
Electricité	27,9	30,2	31,2	
Industrie	52,5	52,0	50,3	
Agriculture	11,1	10,9	10,9	
TOTAL	293,3	303,3	303,9	313,1

L'objectif fixé pour 2023, soit des émissions limitées à 254 millions de tonnes, est de 17 % inférieur à la réalité actuelle : il est inatteignable par la politique actuelle.

- La consommation des combustibles fossiles, supérieure de 18 % à l'objectif 2023, est encore en croissance, en particulier en ce qui concerne le gaz dont l'usage a été favorisé dans la réglementation technique appliquée à la construction (RT 2012), ce qui est désastreux (Tab. 2).

Tableau 2 *Consommation de combustible fossile sur la période 2014-2018 et projection en 2023.*

Mtep	2014	2015	2016	2017	2023
Pétrole	71,1	72,2	69,7	72,3	56,5
Gaz	32,6	35,0	38,3	38,5	32,0
Charbon	9,3	8,8	8,6	9,3	7,5
TOTAL	113,4	116,1	116,5	120,0	97

- La consommation finale d'énergie sur 5 ans n'est que stabilisée alors que la PPE 2018/2023, prévoit une réduction de 13 %, soit au plus 136 Mtep en 2023.

Tableau 3 *Variation de la consommation finale d'énergie sur la période 2012-2017 et projection de la PPE en 2023.*

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2023
Mtep	155,9	155,3	155,0	155,0	153,4	155,4	136

- La part des EnR électriques n'est que de 18 % en 2017, dont 10,1 % pour l'hydraulique, alors que la LTECV ambitionne 23 % en 2020, ce qui est irréaliste.
- Éolien et solaire n'ont fourni que 6,2 % de l'électricité française mais sont responsables d'une augmentation de 21 % du prix de l'électricité hors inflation de 2010 à 2016, y compris l'extension résultante des réseaux.

2.3 Le prix de cette politique est considérable

Le montant annuel de l'ensemble des dépenses de la politique nationale de l'énergie, y compris les versements aux opérateurs, s'élèverait à 16,8 milliards € d'après le rapport CAP 22. Ces aides, directes ou sous forme de niches sociales et fiscales, ne font pas l'objet d'une évaluation systématique et perdurent sans que leur efficacité soit avérée. Sur ce total, les prélèvements affectés en 2018 au Compte d'Affectation Spéciale Transition Énergétique (CAS TE) vont s'élever à 8,5 milliards €¹¹¹.

La Cour des comptes révèle un soutien financier très élevé et déséquilibré. Pour les seules EnR électrogènes (et très minoritairement le biogaz injecté), 26 milliards € ont été engloutis de 2008 à 2017. Quant au futur, comme montré par année à la figure 1, 121 milliards d'euros de plus sont déjà fléchés sur 25 ans sur les seuls projets déjà engagés. Plus surprenant, le poids des investissements programmés à partir de 2018 est très discrètement oublié (courbe en pointillé donnée à titre démonstratif).

111. Jusqu'en 2017 la transition énergétique était financée par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), qui pesait sur la seule électricité, pourtant majoritairement décarbonée. Depuis 2017, pour éviter une poursuite de la croissance du prix de l'électricité, difficilement justifiable, la CSPE a été plafonnée au niveau 2016, soit 22,5 €/MWh. La croissance continue du soutien à la transition énergétique a été reprise par le Compte d'Affectation Spécial Transition Énergétique (CAS TE, qui est financé par la CSPE, la TICC et la TICPE).

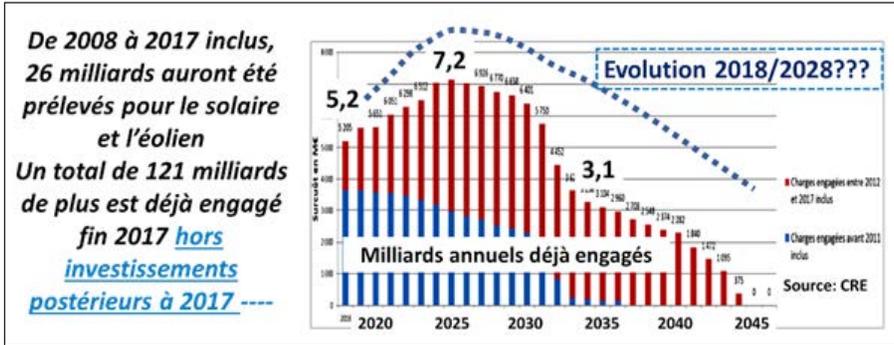


Figure 1 Coût des EnR électriques intermittentes en France (milliards annuels).

La Cour des comptes identifie clairement les faiblesses des choix actuels : « 87 % des soutiens publics est consacré aux EnR électriques sans gains notables sur les émissions de CO₂, ..., et la stratégie française répond à un autre objectif de politique énergétique, consistant à substituer les énergies renouvelables électrogènes à l'énergie de source nucléaire ».

Ces chiffres seront encore considérablement alourdis par les engagements imposés par la PPE 2018/2023, qui prévoit un doublement des capacités renouvelables électrogènes alors que le gouvernement a acté l'impossibilité de réduire le parc nucléaire à cette échéance. L'ADEME propose, ce qui est irresponsable, de poursuivre au même rythme de 2024 à 2028.

La LTECV, en cohérence avec les prospectives 100 % renouvelables en 2050 du ministère (scénarios de l'ADEME), a un objectif clair de sortie du nucléaire. Les efforts de dénucléarisation et, accessoirement, de décarbonation du pays qu'elle préconise ne peuvent donc reposer que sur :

- des contraintes fortes sur l'efficacité énergétique, coûteuses, et qui seront à la charge des familles et des entreprises¹¹² ;
- un développement à marche forcée des énergies renouvelables, surtout électriques, dont les technologies sont massivement importées et sans impact sur les émissions ;
- un recours accru au gaz naturel ;
- des changements sociétaux profonds et imposés.

C'est un programme idéologique, avec des objectifs multiples, parfois contradictoires du point de vue de l'efficacité climatique, sans choix clairs¹¹³, alors que le

112. Diminuer de moitié la consommation énergétique de la moitié des logements existants pourrait représenter un investissement de 500 milliards environ.

113. 2030/2012, réduction des énergies finale et primaire de 20 % et 30 %, EnR 32 % de la consommation finale, rénovation 500 000 logements/an, réduction de 75 à 50 % de la contribution nucléaire.

Président de la République a nettement identifié comme prioritaire la lutte contre le changement climatique. Ce programme est peu soucieux des conséquences économiques et sociales qu'il induira pour notre pays.

Un regard sur la transition énergétique en Allemagne, aux objectifs similaires, montre que depuis 10 ans les émissions de CO₂ du pays (910 Mt), comme de son secteur électrique (310 Mt), sont quasi constantes malgré un investissement déjà réalisé de 400 milliards, un quasi doublement de la puissance installée électrique, un recours assumé au lignite, au charbon et au gaz (51 % de l'électricité) et un développement bien modérément écologique du biogaz et des biocarburants.

Face à cette situation d'échec les actions à mener en urgence doivent être examinées par secteurs.

2.4 Le secteur des transports

Le secteur des transports est responsable à lui seul de 40 % des émissions de CO₂ en 2016 (32 % environ des émissions de GES). Les émissions sont dues essentiellement au transport routier (95 %), dont 58 % pour les véhicules particuliers, 20 % pour les poids lourds et 18 % pour les véhicules utilitaires.

Il faut cependant être très prudent sur la façon d'approcher ce secteur car notre pays dispose d'une industrie puissante et qui a une forte vocation à l'exportation. Or le développement de la mobilité électrique, souhaitable dans les rares pays qui ont une électricité abondante et décarbonée (France bien sûr mais aussi Suède et Norvège), a beaucoup moins d'intérêt dans les pays qui s'appuieront pour encore longtemps sur une électricité à base d'énergies fossiles (Chine, Allemagne, Pologne par exemple).

La commission prospective de la CRE (rapport 2018) estime qu'en France en 2035 la moitié des voitures pourraient être principalement électriques (véhicules électrique VE et hybrides VHR), mais ce chiffre sera considérablement inférieur dans le monde. Les transports aériens devraient s'orienter vers les biocarburants et les poids lourds vers le GNL, moins polluant.

L'usage des biocarburants devrait donc rester limité. La première génération, consommatrice de terres agricoles et ayant des émissions significatives de GES, est désormais limitée à 7 % par l'Europe et devrait disparaître après 2030. La seconde génération peine à faire ses preuves, à tel point que l'ADEME admet une pénétration insignifiante en 2030. L'Europe en espère seulement 3,5 % en 2030. On ne peut donc construire la politique à moyen terme sur les biocarburants, qui restent un sujet de recherche.

Il faudrait mener en parallèle un double développement :

- vers une motorisation à base de pétrole ou GPL à très haute performance, voire de biogaz dans certains pays, qui sera essentielle en France à moyen terme et à l'exportation probablement pour longtemps (peut-on viser une consommation réelle de 3 l/100 km pour les voitures ?) ;

- vers l'électrification des transports, totale (VE) ou partielle via des moteurs hybrides rechargeables (VHR) hautes performances¹¹⁴.

Ce deuxième développement doit cependant être géré avec rigueur. Au niveau national l'introduction de 5 millions de véhicules électriques (VE) ne consommera que 2,4 % de l'énergie consommée annuellement, mais une charge simultanée pourrait requérir 30 GWe de puissance, ce qui ne serait pas gérable (rappelons que la puissance totale installée en France est de 130 GWe pour une production totale de 530 TWh en 2016). En effet la quantité d'électricité à injecter est en hiver d'une quarantaine de kWh pour 200 km (soit 73 TWh en un an pour 5 millions de VE).

- Il s'agit d'un niveau très supérieur à celui qui correspond à la consommation quotidienne d'un logement sans chauffage électrique (environ 4 à 6 kWh) et du même niveau que celle d'un logement tout électrique (30 à 50 kWh). Equipements électriques, et niveau d'abonnements devront être adaptés.
- Une seconde difficulté résulte d'appels de puissance très élevés pour les recharges rapides (puissance à injecter de 40 kW ou plus par voiture) : il faudra privilégier très nettement la recharge lente, de préférence durant les heures creuses, par des contraintes réglementaires et financières.
- Dernière contrainte à intégrer dans la politique de développement du transport électrifié : les batteries de voiture serviront-elles de stockage d'électricité pour un usage global par prélèvement téléopéré par les distributeurs d'électricité ? Cette question est importante car elle va impacter la durée de vie des batteries de voiture et la gestion des recharges en fonction des créneaux de tarification, ceci sans perturber l'utilisation du véhicule. C'est un problème complexe, qui va demander une approche réglementaire et une expérimentation préalable. Il semble plus raisonnable de privilégier au départ la récupération des batteries de voitures pour un second usage comme le stockage d'électricité, avant recyclage. Mais ce ne sera notable que dans plus de 15 ans.
- En revanche, bien gérée grâce à des tarifs incitatifs, la charge des VE peut devenir un moyen puissant de lissage de la consommation et de la production, avec le chauffage par accumulation (chauffage et eau chaude).

Les véhicules routiers ayant des durées d'usage limitées (10 à 15 ans), le déploiement des VE pourrait être rapide si leur intérêt économique était bien préservé. Il faut donc maîtriser le coût de l'électricité et développer rapidement des créneaux tarifaires favorables à la recharge lente.

En ce qui concerne les changements sociétaux qui pourraient intervenir, avec réduction de la circulation automobile (autopartage, circulations douces, transports en commun), il faut également être très prudent. Ils devront être accompagnés en tenant compte de la situation actuelle du logement avec des banlieues étendues et généralement médiocrement ou mal desservies, l'accession à la propriété étant très contrainte par le prix du foncier. Les débats actuels autour de la limitation de la circulation au

114. Bien qu'à la mode ces dernières années, l'hybride non rechargeable présente un intérêt très limité hors usages particuliers (taxis).

cœur des villes, de la disponibilité de parkings relais auprès des transports en commun, de la saturation de ceux-ci¹¹⁵, de la mobilité dans les campagnes, ne peuvent être pris à la légère. L'exclusion de la voiture et des livraisons des centres villes pourrait créer une nouvelle forme d'exclusion d'une grande partie de la population. C'est pourquoi ces modifications sociétales, parfois souhaitables mais certainement très coûteuses en équipements si on veut préserver le lien social, seront probablement lentes.

Globalement le transport routier va porter l'essentiel de l'effort de décarbonation de la mobilité, mais nous disposons d'un milieu industriel puissant et compétent, auquel il faudrait donner plus de responsabilités et offrir une meilleure écoute. Il doit aujourd'hui s'appuyer sur des batteries élémentaires largement importées mais peut, sous réserve de réglementations allégées et de normes adaptées (avec un rôle capital de l'UE), jouer un rôle majeur : amélioration des moteurs thermiques, intégration des batteries pour les adapter aux usages et les piloter efficacement, organisation des réseaux et bornes de rechargement, impact dans le suivi de charge du réseau.

2.5 Le secteur du bâtiment

La LTECV mise énormément sur l'amélioration des performances énergétiques de ce secteur qui représente 40 % des émissions de CO₂ en 2016. Or, si on fait le bilan des 15 dernières années on constate que les usages thermiques, qui représentent 83 % de l'énergie consommée, ont assez peu évolué (- 5 % environ) en raison de l'augmentation de nombre de résidences et bâtiments tertiaires (environ + 30 %). En revanche les usages spécifiques (télévisions, électroménager, informatique, éclairage) ont globalement été en croissance très rapide (+ 95 %) et représentent désormais 17 % de la consommation.

La construction neuve ne représente que 1 % du stock existant de logements, et il s'agit souvent de logements ajoutés. On ne peut donc s'appuyer sur la construction neuve pour réduire rapidement la consommation du secteur. De plus la rentabilité des bâtiments basse consommation (BBC) est suffisante pour ne plus nécessiter des aides, sous réserve, comme indiqué ci-dessous, de réviser profondément la RT 2012 (nouvelle réglementation thermique éditée en 2012). **C'est sur le bâti existant qu'il faudrait faire porter l'effort.**

L'objectif d'émissions du secteur résidentiel et tertiaire en fonctionnement suppose un niveau moyen en 2050, toutes générations de bâtiments confondues, de 3 kg eq. CO₂/m².an¹¹⁶. Le respect de cet objectif suppose un énorme effort de

115. Le cas de Paris, avec ses 2 millions d'habitants et une banlieue de 9 millions d'habitants, est extrême mais se décline dans beaucoup de ville.

116. Or, aujourd'hui, les émissions (chauffage, eau chaude, refroidissement, éclairage, auxiliaires) varient entre environ 5 kg eq. CO₂/m².an pour les bâtiments les plus performants utilisant les énergies les moins carbonées (logements RT 2012), et plus de 145 kg eq. CO₂/m².an pour certains bâtiments tertiaires très émetteurs (bureaux classe G). Pour la construction, les émissions se chiffrent en centaine de kg eq. CO₂/m².

réduction des émissions dues aux bâtiments existants, impossible à réaliser par les seules économies d'énergie, **mais nécessitant une substitution massive d'énergies peu carbonées aux hydrocarbures fossiles utilisés aujourd'hui dans ce secteur.**

Si on examine les sources d'énergies carbonées du secteur, on s'aperçoit qu'elles représentent environ 65 % des apports d'énergie, avec le gaz (43 %), le fioul (13 %) et le GPL (3 %). S'ajoutent pour environ 6 % seulement les parts fossiles du chauffage urbain et de l'électricité.

En détail la pénétration du gaz est sensiblement au même niveau dans les trois usages que sont la cuisson, le chauffage, et l'eau chaude alors que le fioul contribue essentiellement aux deux derniers.

Or, si l'usage du fioul concerne surtout un habitat ancien, souvent mal isolé, le gaz continue à se développer grâce aux effets pervers de la réglementation technique applicable aux bâtiments neufs, la RT 2012. C'est ainsi que le chauffage au gaz a crû depuis 2008 dans le collectif de 28 à 73 % et dans les maisons individuelles de 15 à 27 %.

Ce constat permet de définir très clairement les priorités des 10 prochaines années si on veut progresser au moindre coût et rapidement.

- Modifier profondément et en urgence la RT 2012 pour les constructions nouvelles avec une contrainte unique sur les émissions de GES.
 - Supprimer toutes références à une consommation d'énergie primaire qui a réduit d'un facteur 2 à 3 l'utilisation d'une électricité pourtant presque totalement décarbonée (chauffage et ballons d'eau chaude) depuis une dizaine d'années.
 - Fixer les performances à atteindre en kg de CO₂ par m² et par an, la valeur étant fixée pour interdire le fioul, et le gaz sans pompes à chaleur (PAC).
 - Favoriser le chauffage par biomasse dans des zones modérément peuplées et proche d'une ressource, et dans les réseaux de chaleur dans des zones urbaines denses.
 - Maintenir pour le neuf l'objectif BBC, mais abandonner l'obligation de construction de bâtiments à énergie positive à partir de 2020. En effet il est plus judicieux de développer les énergies renouvelables électriques dans de grandes installations plutôt que sur des immeubles de taille modeste ou des habitations, avec un surcoût très élevé qui est supporté par l'ensemble des usagers.
 - Noter l'importance d'une optimisation de la gestion des apports solaires, des apports de « l'intelligence » dans le bâtiment (gestion active de l'énergie, optimisation de la facture), des questions touchant au confort et à la santé de l'utilisateur (qualité de l'air, confort d'hiver et d'été).
 - Le projet de l'ADEME d'introduire une limite sur les émissions sur la vie entière d'un logement ou bâtiment neuf, incluant sa construction et sa déconstruction, et non sur son fonctionnement, est déraisonnable. Elle impliquera une extrême complexité réglementaire et sera peu efficace à court terme.
- La rénovation des bâtiments existants, du résidentiel comme du tertiaire, bâtiments qui seront encore pour la plupart en exploitation à l'horizon 2030 ou 2050, est le problème le plus massif, celui dont les enjeux financiers sont les

plus lourds. Tout miser sur les économies d'énergie et des rénovations lourdes et coûteuses sera une erreur fondamentale, une rénovation par substitution par une énergie décarbonée étant souvent plus efficace en prix et en émissions de CO₂. Il faut agir simultanément sur une isolation d'un coût raisonnable, un changement d'énergie, une gestion active de celle-ci et sur les usages non thermiques. Ce n'est pas en annonçant des chiffres comme ceux cités dans la LTECV (500 000 logements par an, puis 700 000)¹¹⁷, sans spécifier les objectifs de réduction, qu'on arrivera au résultat.

- Les réglementations devraient traduire une optimisation en €, d'un coût complet intégrant une valorisation normative du CO₂¹¹⁸.
- Établir les diagnostics énergétiques et environnementaux de l'habitat sur la base des émissions de CO₂ pour définir les priorités d'actions, et en second lieu en fonction de l'énergie finale consommée, seule indicative de la qualité d'isolation. En effet des bâtiments utilisant l'électricité, sur incitation forte de l'État pendant 30 ans, se voient désormais infliger une consommation multipliée par 2,5 dans les diagnostics énergétiques préalables à toute vente. Cette valeur n'a rien à voir avec leur qualité d'isolation, alors qu'ils sont très faiblement émetteurs de CO₂.
- Se concentrer en priorité sur les logements et bâtiments tertiaires énergivores (par exemple si la consommation dépasse 250 kWh par m² et par an¹¹⁹), et émettant le plus de CO₂, c'est-à-dire chauffés au fuel, puis au gaz. Ces bâtiments sont ceux qui bénéficieront le plus d'une amélioration de l'isolation¹²⁰ et d'une substitution d'énergie.
- Faire disparaître le chauffage au fioul en le remplaçant dans un premier temps par le gaz et si possible gaz/pompes à chaleur.
- Puis remplacer progressivement le chauffage gaz par des pompes à chaleur¹²¹.
- Décarboner les réseaux de chaleur actuels (ils le sont très peu) en faisant appel à une biomasse réellement renouvelable (déchets verts seulement) ou à un couple géothermie basse température/PAC.
- Valoriser les chauffe-eaux électriques (chauffage heures creuses) et les effacements (via Linky ou équivalent) et les pompes à chaleur.
- Relancer les chauffe-eaux solaires, en particulier dans le sud.

117. La réalité 2016 est de 350 000 logements par an seulement, sans qu'on soit en mesure d'estimer l'efficacité d'après la Cour des comptes. De même la construction de logements neufs BBC, avec une efficacité énergétique réelle également non évaluée, est inférieure de 30 % aux objectifs.

118. Une limite essentielle est celle des rendements décroissants de l'isolation.

119. Essentiellement des logements construits avant 1975 et consommant plus de 250 kWh par m² et par an.

120. Renforcer l'isolation d'un bâti chauffé au fioul ou gaz déjà correctement isolé est d'un coût excessif pour un bénéfice consommation et émissions de CO₂ faible : la substitution d'énergie devrait être la règle.

121. L'expérience allemande montre les limites du biogaz qui est massivement produit chez eux avec un apport de maïs dit « énergétique ». L'efficacité GES du procédé est remise en cause et l'UE veut en limiter l'usage.

- Donner un vrai rôle aux entreprises avec, en particulier, un soutien au développement des technologies climatiques les plus performantes, et en professionnalisant le plus rapidement possible les entreprises de rénovation, le milieu étant très dispersé et peu compétent en général. En effet une rénovation performante fait appel à de multiples corps de métiers et à une numérisation des équipements et systèmes. C'est un milieu potentiellement créateur de nombreux emplois qualifiés.
- Adapter les moyens de financements actuels pour viser un équilibre entre l'impact des investissements et les gains de consommation.

2.6 Le secteur de l'électricité

Ce secteur ne représente que 6 à 7 % des émissions de CO₂ du pays. Suivi de charge, maintenance, intermittence, échanges transfrontaliers, minimisation des émissions de CO₂, garantie de capacité, moyens de stockage, effacements des consommations, gestion saisonnière : l'électricité est un bien à très haute valeur ajoutée, qui a porté une grande partie des progrès technologiques et du confort.

Le développement du programme nucléaire s'est accompagné d'une croissance du chauffage électrique qui a eu pour conséquence une sensibilité saisonnière qui est moins constatée dans les pays voisins¹²². Cet impact a été géré de manière efficace en programmant en saison chaude l'essentiel des arrêts pour maintenance/rechargement en combustible des réacteurs : leur taux de charge moyen passe de 64 % en été à 92 % en hiver.

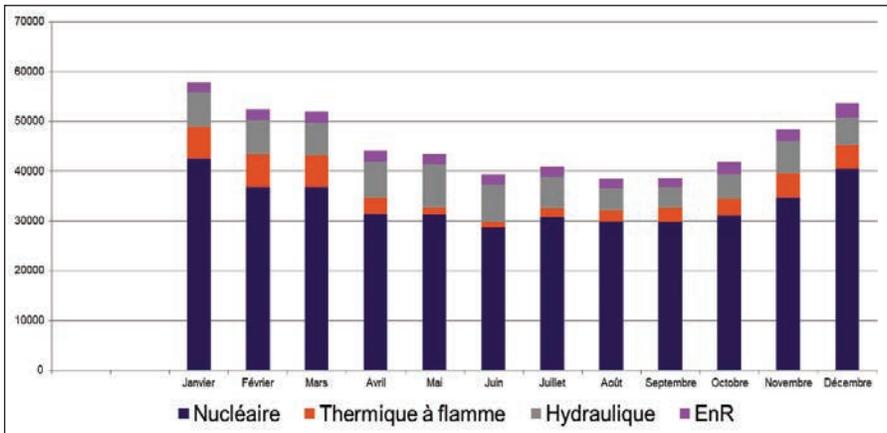


Figure 2 Contribution mensuelle des divers moyens de production en 2014 (puissance moyenne en MW).

122. Cette sensibilité accrue ne peut être attribuée au seul chauffage électrique, les chauffages d'appoint aux chauffages fioul et gaz lors d'épisodes froids ayant très probablement une influence notable, mais qui n'a pas été évaluée par RTE et ENEDIS.

La sensibilité journalière résulte essentiellement du secteur tertiaire et la sensibilité hebdomadaire de l'ensemble tertiaire/industriel.

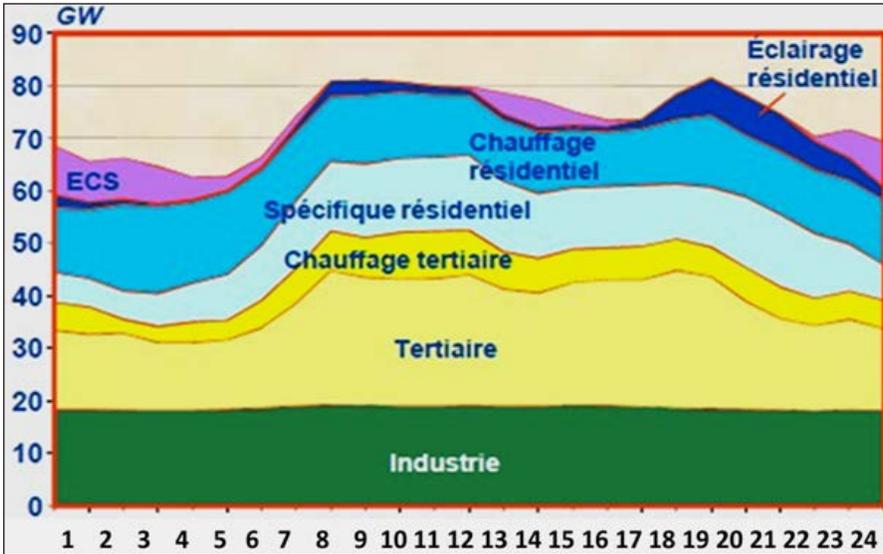


Figure 3 Impact sur une journée des différents secteurs de consommation : importance du tertiaire.

Le mix actuel, hérité d'une décision forte des années 1970, bénéficiait jusqu'à très récemment d'une garantie de fourniture de qualité reposant pour l'essentiel sur le nucléaire (75 %) et l'hydraulique (12 %), avec un appoint important, même si quantitativement mineur (6 à 10 %), des énergies fossiles pour gérer les pointes de consommation.

Or la LTECV vise à modifier profondément cet équilibre en ramenant le nucléaire à une contribution en base et semi-base (50 %), tout en lui imposant un rôle vital de compensation des fluctuations de l'électricité intermittente, ce qui est contradictoire. En introduisant des puissances très importantes de solaire et éolien, il faudra gérer de nouvelles contraintes. À titre d'exemple la consommation horaire française d'électricité en hiver (environ 80 GWh), période la plus critique dans notre climat, peut être comparée à la production horaire de nos 18 GW d'éolien et solaire pendant une période normale de 10 jours (production variant de 300 à 5 300 GWh).

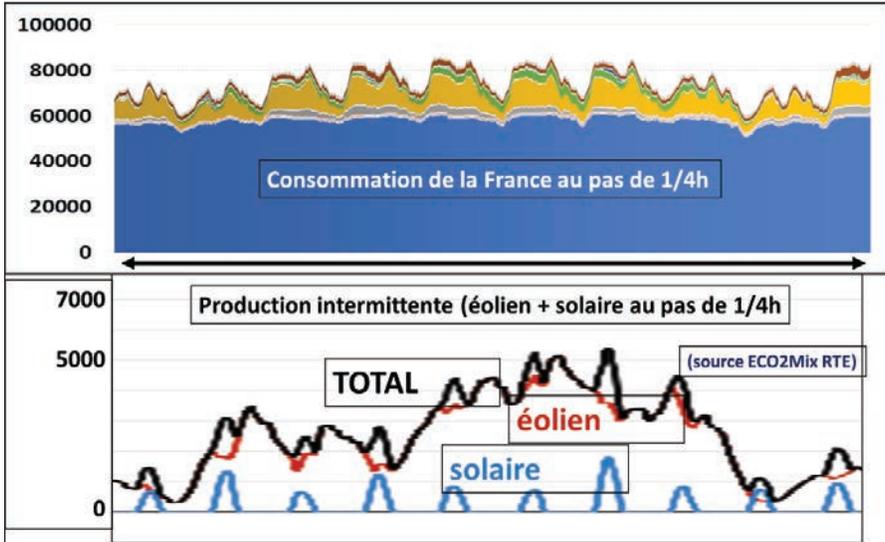


Figure 4 Consommation horaire d'électricité de la France (en haut) et production des énergies intermittentes (en bas avec une puissance installée de 18 000 MW) : MWh horaires pendant une période de 10 jours en hiver.

- Le solaire sera inefficace en hiver, avec une production quotidienne en moyenne 5 fois inférieure à celle de l'été¹²³, et l'éolien très variable et aléatoire toute l'année (de 2 à 70 % de la puissance installée).
- Le solaire introduira des fluctuations journalières de puissance considérables et rapides, qui vont solliciter les centrales pilotables, l'été en particulier.
- La garantie de fourniture ne sera plus assurée du fait du caractère de plus en plus aléatoire de la source de production, sauf en maintenant une puissance presque nominale de moyens pilotables (essentiellement nucléaires si les centrales fossiles sont progressivement arrêtées). Ces moyens pilotables, en concurrence avec une électricité lourdement subventionnée et très protégée, produiront moins et seront plus coûteux. L'effacement pourrait atténuer cette difficulté, mais il restera limité. À titre d'exemple le développement considérable de l'éolien et du solaire n'a pas permis de réduire la puissance pilotable¹²⁴.

123. De plus la fluctuation quotidienne, liée à la nébulosité est d'un facteur 4 environ. Entre un jour hiver maussade et un jour d'été ensoleillé l'écart peut être d'un facteur 20 à 25.

124. En Allemagne fin 2017 la puissance installée électrique est de 202 GW alors que la puissance appelée maximale est de 80 à 85 GW. Cette dernière était seulement de 115 GW en 2002. La puissance des centrales fossiles est passée dans le même temps de 74,6 à 84,5 GW pour compenser la baisse de 12 GW du nucléaire. Le surinvestissement est considérable pour un résultat nul sur les émissions de GES.

2. La transition énergétique, sortir de l'échec. Quelles priorités et quelles échéances ?

- Le développement du stockage de masse de l'électricité, seul susceptible de contribuer aux suivis mensuel et saisonnier, ne peut s'appuyer sur les technologies actuelles (Li-ion, super capacités, systèmes inertiels). Quelles R&D à long terme mettre en place ? Développement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), de batteries Na-ion : des paris sont à faire sur l'avenir avec des financements dédiés à la transition énergétique.
- La voie électrolyse et production d'hydrogène, peu probable à un niveau massif à moyen terme, pourrait devenir un moyen d'écrêtage de la puissance intermittente en convertissant son énergie en excès en hydrogène. Celui-ci serait injecté directement dans le réseau gaz ou sous forme de méthane (méthanation). Se servir de cet hydrogène pour produire de l'électricité dans des PAC ne semble pas d'intérêt vu le mauvais rendement global du procédé.
- (30 à 35 %). Tout reste à démontrer, du point de vue technique comme du point de vue économique.

Il y a donc contradiction entre les orientations à donner à notre politique énergétique, avec une électrification accentuée, et la vision de la LTECV, qui impose une priorité à la réduction de la consommation d'électricité. Les objectifs de la LTECV devraient être révisés profondément :

- Conserver le niveau de puissance du nucléaire¹²⁵ tant que des solutions massives de stockage d'électricité et d'effacement n'auront pas été démontrées, la consommation devant probablement croître si la RT 2012 est modifiée dans l'intérêt climatique,
- Développer le solaire et l'éolien au seul rythme requis par l'augmentation des besoins, une réduction forte du parc nucléaire étant peu probable d'ici 2035, sauf fragilisation de notre réseau, en particulier si les centrales à charbon et les groupes fuels sont définitivement arrêtés vers 2024/2025. Sinon les surinvestissements deviendront insupportables, les capacités intermittentes ne se substituant pratiquement pas aux capacités pilotables et contribuant peu au suivi de charge.
- Le solaire et l'éolien, qui sont potentiellement des apports de ressources pour l'agriculture, doivent d'une part ne pas occuper des terres agricoles et, pour une acceptabilité suffisante, respecter leur voisinage. Les grandes éoliennes ne devraient pas être implantées à moins de 1,5 km d'un habitat, comme recommandé par l'Académie de médecine.
- L'avenir de l'industrie française dans les énergies intermittentes, des entreprises comme Edf et ENGIE ayant des compétences très affirmées dans ces domaines, ne portera probablement pas sur les équipements de base, nacelles éoliennes et modules solaires, déjà totalement importés, mais sur l'ingénierie des centrales et de leur intégration aux réseaux. Son développement reposera essentiellement sur l'exportation car des limites apparaîtront vite à leur développement en France si la maîtrise des émissions de CO₂ devenait réellement prioritaire en France comme en Europe.

125. Sous réserve d'une autorisation de prolongation du fonctionnement des réacteurs par l'ASN.

- Un deuxième domaine d'excellence devrait se développer en France, celui des réseaux intelligents. Il souffre cependant d'une erreur qu'il faudra corriger ; les compteurs Linky (ou équivalents) ouvrent de larges possibilités (temps réel, plus de plages horaires pour optimiser l'équilibre offre/demande) mais rien n'est encore fait pour qu'ils soient reliés au tableau électrique des usagers, afin de leur permettre d'organiser leur consommation. C'est une option à mettre en place le plus rapidement possible car elle seule pourrait faciliter la multiplication des plages horaires et le lissage des consommations.

2.7 Les EnR thermiques

Le potentiel des énergies thermiques renouvelables de notre pays, bien que significatif, restera limité.

Tableau 4 Proportion des énergies renouvelables thermiques entre 2016 et 2023 (en Mtep absolus et en pourcentage de l'énergie finale).

Energies renouvelables thermiques (hors applications non énergétiques)	2016	2023
BIOMASSE SOLIDE dont déchets (renouvelables 1,1 et non renouvelables 1,2)	11,7	13,5
BIOGAZ	0,76	0,8
SOLAIRE THERMIQUE	0,11	0,34
BIOCARBURANTS	2,35	3,3
GEOthermie	0,24	0,45
Pompes à chaleur	2,18	3
TOTAL EnR Thermiques Mtep	17,3	21,4
Pourcentage énergie finale	(11,3 %)	(14 %)

Elles fournissent 11,3 % de notre énergie finale en 2016, essentiellement de la biomasse solide, et pourrait représenter au mieux 14 % en 2023.

Elles présentent deux avantages importants : ce sont des ressources locales et, pour une part d'entre elles (bois, biogaz, biocarburants¹²⁶), un appoint de ressources significatif pour le secteur agricole¹²⁷ et forestier. Pour un usage optimal il faudrait :

- Renforcer résolument le soutien aux EnR thermiques en substitution au fuel et au gaz, aux dépens des EnR électriques. Leur apport supplémentaire à notre

126. L'éolien est aussi source de revenus, mais essentiellement pour les investisseurs qui sont rarement locaux.

127. Ce phénomène est particulièrement remarqué en Allemagne ou, dans certaines régions, l'apport des ENR l'emporte sur les recettes purement agricoles.

fourniture d'énergie de 2005 à 2016 a été triple de celui des EnR électriques pour un soutien public 7 fois moindre (Cour des comptes).

- Veiller à ce que les installations de biogaz soient réparties de manière à se satisfaire d'une ressource locale, sans apports excessifs de plantes cultivées (certains intrants, comme le lisier, en ont besoin).
- Réviser profondément la gouvernance du monde forestier, engager un remembrement (70 % de la forêt appartient à 3,3 millions de propriétaires), mettre en place pour la reforestation un mode de financement adapté à une industrie de long terme.
- Ne pas développer des conflits d'usage, en particulier en ce qui concerne le bois. Un moyen efficace de stocker du CO₂ est de ne pas brûler le bois mais de l'utiliser comme matériau (objets et constructions). Mais le secteur du bois d'œuvre doit être revitalisé et reprofessionnalisé en urgence.
- Renforcer la recherche sur les biocarburants de 2^e et 3^e génération, à émissions réduites et sans recours massifs à des terres agricoles. Ce serait en particulier d'intérêt pour substitution au carburant d'avion. Cette R&D devrait être prioritaire.

2.8 Energies non carbonées, réglementations et précarité énergétique

Le prix de l'électricité en France est en croissance constante depuis une dizaine d'année, en grande partie en raison de la croissance de la CSPE. Dans le même temps la précarité énergétique s'accroît (4 millions de foyers en 2016).

Le coût des EnR est annoncé en décroissance forte. Si ceci se vérifie dans le solaire qui reste cependant très couteux hors grandes installations au sol. La baisse est nettement moins évidente dans les autres domaines, et l'éolien terrestre en particulier (l'éolien en mer reste encore cher même dans des pays très favorables). De plus ces coûts n'incluent pas ceux qui sont associés à la mise en place de systèmes ou d'infrastructures spécifiques destinés à pallier les effets du caractère intermittent ou aléatoire de la production d'énergie, ou résultant de la grande dispersion des lieux de production vis-à-vis des lieux de grande consommation.

- La rentabilité de technologies désormais matures et largement importées devrait être contrôlée par la Cour des comptes (la CRE avait jugé les taux de rentabilité sur fonds propres très excessifs). Leur financement par la taxation justifierait une plus grande transparence. Les abus devraient être corrigés.
- Un objectif de maîtrise du prix de l'électricité pour les familles et les entreprises serait souhaitable, avec une suppression de la part de la CSPE prévue à l'origine pour le soutien aux EnR électrogènes.
- En contrepartie d'une réglementation allégée, pour réduire les délais et les coûts, une meilleure protection vis-à-vis des voisinages devrait être rétablie (distance des éoliennes, protection des sites et du tourisme). Les abus actuels ne peuvent que dresser une partie de la population contre les nouveaux projets.

- Le secteur hydraulique devait bénéficier d’allègements d’une réglementation qui bloque actuellement tout projet. L’importance des STEP pour le stockage d’électricité doit être relevé et l’implantation de barrages bas sous les barrages d’altitude existants devrait devenir une priorité.
- La péréquation fait partie du ciment social : autoconsommation et régionalisation ne doivent pas la mettre en péril.
- Les réseaux sont des biens publics. Alors que l’autoconsommation se développe le mode de tarification doit être adapté : elle doit dépendre de la capacité et non de la consommation car le réseau est dimensionné par sa capacité de transfert. Le risque est que, l’autoconsommation se développant, le poids de la distribution (son prix est déjà au même niveau que celui de la production) pèse sur une population de plus en plus réduite, généralement pas la plus aisée.

2.9 Tirer le meilleur parti du nucléaire

Dans la décade à venir le nucléaire va rester le socle d’une garantie de production d’électricité adaptée en permanence à la demande. Mais dans le même temps le parc de réacteurs va vieillir et, si on peut espérer un arbitrage favorable de l’ASN en faveur d’une durée d’exploitation portée à 50 ans, l’incertitude demeure au-delà, en particulier pour les réacteurs de 900 MW, qui portent l’essentiel du suivi de charge grâce au pilotage par barres grises.

Nous aurons probablement d’ici une quinzaine d’année une vision plus claire du stockage saisonnier, qu’il repose sur la voie hydrogène ou une autre. Nous bénéficions ainsi d’un délai pour bâtir un futur pour le nucléaire en France et de reconquête au niveau du marché mondial. Le rapport sur le nucléaire remis au gouvernement en juillet 2018¹²⁸ recommande en particulier un premier lot de six nouveaux EPR à partir de la prochaine décennie. La construction d’un premier exemplaire démarerait en 2025 (date du « premier béton », qui acte le début d’un chantier nucléaire), pour une entrée en service en 2035. La construction d’un deuxième réacteur serait lancée deux ans après le premier, et ainsi de suite pour construire ces trois premières paires.

Il faudrait pour cela que le gouvernement clarifie sa position sur le futur du nucléaire à moyen et long terme et sur les investissements à engager pour maintenir l’industrie et ses compétences. En ce sens une transition énergétique s’appuyant sur une électrification poussée en remplacement des combustibles fossiles serait un atout, car permettant dans des conditions économiques acceptable la construction de têtes de série d’une gamme de puissance exportable (200, 1000, 1600 MW). La méthode de financement adoptée par l’Angleterre pour Hinkley Point devrait retenir notre

128. Rapport rédigé, à la demande du gouvernement, par Yannick d’Escatha, ancien administrateur général du Commissariat à l’énergie atomique et Laurent Collet-Billon, ancien délégué général à l’armement.

attention car elle correspond à une stratégie donnant/donnant assurant une maîtrise des prix de l'électricité.

Enfin la crédibilité de l'énergie nucléaire et la fermeture attendue de réacteurs exigent que ne soient pas remises en cause les pistes retenues pour le financement des démantèlements et de la gestion des déchets : poursuivre le processus technique et politique engagé pour les déchets de haute activité dans le cadre du projet CIGEO, assurer une gestion raisonnable des déchets de faible et très faible activité (en particulier pour le démantèlement), raccourcir les délais d'autorisation de l'ASN.

Cette crédibilité reposera aussi sur un langage clair du gouvernement sur le futur du nucléaire, accompagné d'un soutien régulier, adapté au calendrier, des technologies du futur : génération IV, petits réacteurs, retraitement du futur.

Faut-il fixer un plafond de capacité nucléaire ? Si oui, ce devrait-être sur la base d'un examen objectif de son apport pour réduire les émissions en maintenant une haute garantie de fourniture. L'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim, malheureusement confirmé par le gouvernement, devra être accompagné d'une évaluation de ses conséquences techniques, économiques et sociales, par la Commission de régulation de l'énergie et la Cour des Comptes, afin que cette erreur ne soit pas reproduite. Leur maintien aurait contribué à la réduction des émissions de GES en France comme en Europe.

2.10 Conclusions

Nous avons esquissé dans ce chapitre une politique pragmatique, centrée sur le risque climatique. Elle doit être fondée sur des critères économiques et sociaux et une comparaison équilibrée des caractéristiques environnementales des solutions mises en application, pour réduire drastiquement les émissions de GES, et de CO₂ en particulier. Or l'émission de CO₂ est un phénomène cumulatif et les émissions non évitées aujourd'hui le seront difficilement et chèrement plus tard. Il faut donc faire appel en urgence, dans les 15 prochaines années, aux technologies éprouvées et les plus compétitives du point de vue de la maîtrise climatique.

Si des prospectives 2050 peuvent être pertinentes pour piloter la recherche, sans excès d'optimisme, elles sont illusoire pour piloter le moyen terme, ce qui disqualifie les multiples scénarios 100 % renouvelables en 2050, largement médiatisés mais sans assises solides.

La LTECV et la PPE 2018/2023 doivent être profondément remaniées en amont de l'élaboration de la PPE 2024/2028.

Les conclusions de la Commission Particulière du Débat Public (août 2018) sur la PPE 2024/2028, à la suite de la consultation du public d'avril à juin 2018, sont cependant très décevantes. Bien qu'observant une forte demande de révision de la LTECV, cette commission se contente d'observer que la demande du ministère se

limite à un avis sur les moyens d'en respecter tous les objectifs, même intenables¹²⁹. La commission insiste ainsi sur un programme de fermeture anticipée de réacteurs nucléaires avant 2028 et cautionne la poursuite d'un développement accéléré, coûteux et inefficace du point de vue climatique, du solaire et de l'éolien sur la France continentale.

De plus la politique européenne, qui présente les mêmes défauts que la politique française, doit être révisée, en opposition avec la domination de l'idéologie antinucléaire allemande.

L'Assemblée nationale devrait se saisir de l'ensemble de notre politique énergétique en s'appuyant sur des autorités scientifiques (académies des sciences, des technologies, de médecine) et sur l'expertise de notre industrie nationale. Elle doit s'appuyer sur une évaluation, indépendante du ministère, des résultats de la LTECV et de la PPE et de leurs coûts pour la nation.

129. C'est ainsi que l'objectif de 50 % de nucléaire en 2025 a été jugé intenable par le ministre lui-même et que nos objectifs 2020 et 2023 sont déjà souvent hors de portée.

Transition énergétique : la France en échec

Analyse et perspectives

**Gilbert Bruhl, Dominique Grenèche,
Maurice Mazière, Patrick Michaille,
Jean-Pierre Pervès et Jean-Pierre Schwartz**

Le changement climatique, résultant de l'émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, pourrait modifier profondément l'équilibre de la planète. Malgré des engagements forts au niveau mondial, mais surtout au niveau européen, les progrès enregistrés sont extrêmement décevants.

Ce livre a pour ambition d'apporter aux citoyens une information complète, mais aussi à la portée de tous, sur l'évolution en France, en Europe et dans le monde. Il dresse un panorama de l'énergie, productions et consommations, de son impact sur le dérèglement climatique, mais également sur la biosphère, la santé, l'économie et la société.

Plus particulièrement, en ce qui concerne la France, les objectifs de la Loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) sont rappelés et examinés. Les premiers résultats se révèlent souvent décevants.

Pour sortir de cet échec des éléments de réflexion sont proposés, pour une politique de l'énergie efficace basée sur des priorités claires et des échéances cohérentes. Cette politique doit tenir compte de la situation particulière de la France, qui bénéficie aujourd'hui d'une électricité n'émettant que très peu de gaz carbonique, le principal gaz à effet de serre. Or la politique nationale a donné depuis une dizaine d'année priorité à une réduction du nucléaire, décarboné, plutôt qu'à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La France devrait être capable de respecter ses engagements, à condition de réorienter la LTECV avec un objectif clair de réduction des émissions de GES, au meilleur coût et en préservant le lien social qui nous unit dans de nombreux domaines grâce aux infrastructures communes bâties par la génération précédentes (électricité, gaz, eau, réseaux de transports, ...).

978-2-7598-2295-9

