Sauvons le Climat[1]

31 janvier 2018

Les bases d'une politique énergétique : amender la LTECV et refondre la PPE

Respecter nos engagements en matière d'émission des GES, en minimiser le coût pour la collectivité et préserver notre niveau d'indépendance énergétique

Jean-Pierre Pervès

Préambule

Force est de constater que les objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) sont hors de portée malgré des engagements financiers extrêmement lourds pour les familles et les petites entreprises. Alors que certains de ces objectifs sont déjà désavoués, une consultation publique va être engagée sans révision de cette LTECV, et sans prise en compte des alertes sur son inefficacité, vis-à-vis des objectifs climatiques comme de la santé économique du pays. Il y a urgence à remplacer les objectifs multiples et parfois contradictoires de la LTECV par un horizon contraignant unique, de réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES). Doivent être mis en œuvre les technologies de réduction des émissions les plus économiques, qu'il s'agisse de productions d'énergies décarbonées, ou d'actions d'efficacité énergétique portant prioritairement sur les usages des combustibles fossiles

1. Le contexte en 2017

Les résultats de deux ans et demi de mise en œuvre de la LTECV et de sa déclinaison dans la PPE sont très décevant avec une augmentation des émissions de GES (+ 0,8 % en 2015). Or des engagements très importants pour financer les énergies renouvelables, électrogènes en particulier, ont déjà été pris depuis 12 ans, à un niveau voisin de 100 milliards €. La fiscalité annuelle correspondante a évolué de 2015 à 2017[2] :

- De 6,7 à 7,55 puis 8 milliards € pour la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) qui pèse, ce qui est singulier, sur une électricité décarbonée à 93%.
- Et de 1,8 à 3,5 puis 5,5 milliards € pour la Contribution Climat Energie (CCE) ou taxe carbone[3].

La consommation d'énergies fossiles, importées en presque totalité, montre des progrès très limités depuis 1990 (-7,5 %), et une stabilisation sur les quatre dernières années, après des baisses dues essentiellement à la crise économique et la désindustrialisation (Source SOeS).

Mtep primaire	1990	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Pétrole	87	92	85	81	83	78,6	76,2	77	77,2	75,5
Gaz	25	41	39	40	40	38,5	37	35,4	36,5	38,1
Charbon	19	13	11	11	10	10,9	11,5	8,7	8,4	8,1
Total fossiles	132	146	135	132	133	128	124	121	122	122

[1] Sauvons Le Climat (SLC : https://www.sauvonsleclimat.org

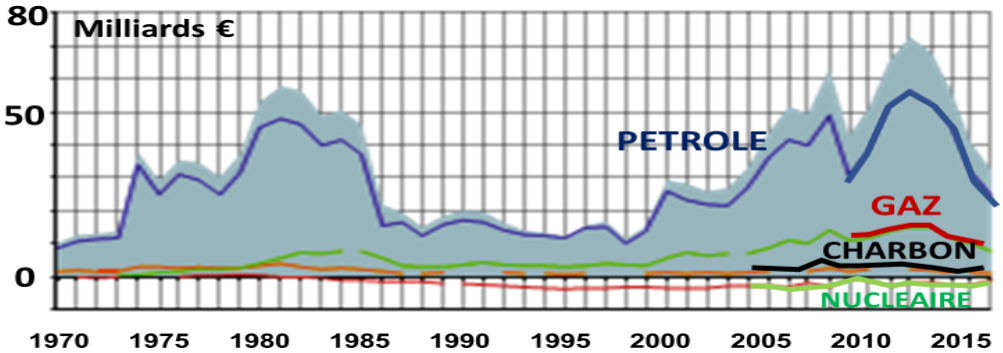
[2] Il est prévu de prélever pour la seule année 2018 près de 15 milliards (CCE, CSPE et déficit vis-à-vis de EDF) au titre de la transition énergétique.

[3] CSPE : pesant sur l'électricité.

CCE : pesant sur les énergies fossiles et affectée initialement au Crédit d'impôts compétitivité et emploi, et depuis 2017 pour moitié à la transition énergétique

Alors que les progrès sont faibles, tant du point de vue de l'efficacité énergétique que du développement des énergies renouvelables thermiques, l'électricité, qui devrait être le pilier d'une évolution vers une économie décarbonée, supporte une large part de l'effort avec une augmentation régulière de son prix pour les familles de 2009 à 2017 (+ 25 %). Elle voit de plus son développement bridé par la réglementation technique pour le bâtiment, la RT2012. La France se trouve donc, comme l'Allemagne, en position d'échec.

Malgré une situation favorable actuellement, en raison du coût faible des énergies fossiles (hors évolution des taxes bien sûr), le déficit de notre balance commerciale résultant des importations de combustibles fossiles reste élevé, soit 35,3 milliards € en 2016 (73 % du déficit total). Mais la transition du charbon au gaz, et la compétition entre pays qui s'annonce pour un accès croissant à ce dernier, ainsi que la tendance à une remontée du cours du pétrole, laisse peu d'espoir de voir cette situation perdurer.



Source : *calculs SOeS, d'après les données des Douanes*

Evolution du déficit de la balance commerciale dans le domaine de l'énergie

L'approche de Sauvons le climat est multisectorielle, sur des critères d'efficacité climatique, avec une dynamique de progrès sans promesses irréalistes, en nous appuyant sur la réalité des dernières années. Après 10 ans d'une transition engagée lors du Grenelle de l'environnement :

Source: Bilan énergétique France métropolitaine CGDD	2014	2015	2016
Consommation finale énergie transports Mtep	43,4	43,8	43,8
Consommation finale énergie Résidentiel Mtep	37,5	39,7	41,8
Consommationfinale énergie tertiaire Mtep	23,0	23,6	24,0
Emissions de CO2 secteur énergétique Mt	298,3	303,3	303,9

Le constat, de 2014 à 2016, est que les émissions de GES du secteur énergétique continuent à croitre, ainsi que la consommation des trois secteurs essentiels que sont le transport, le résidentiel et le tertiaire. Ils représentent 72 % de la totalité de l'énergie finale consommée et 65 % des émissions de CO_2 en 2016.

2. Une priorité absolue : réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES).

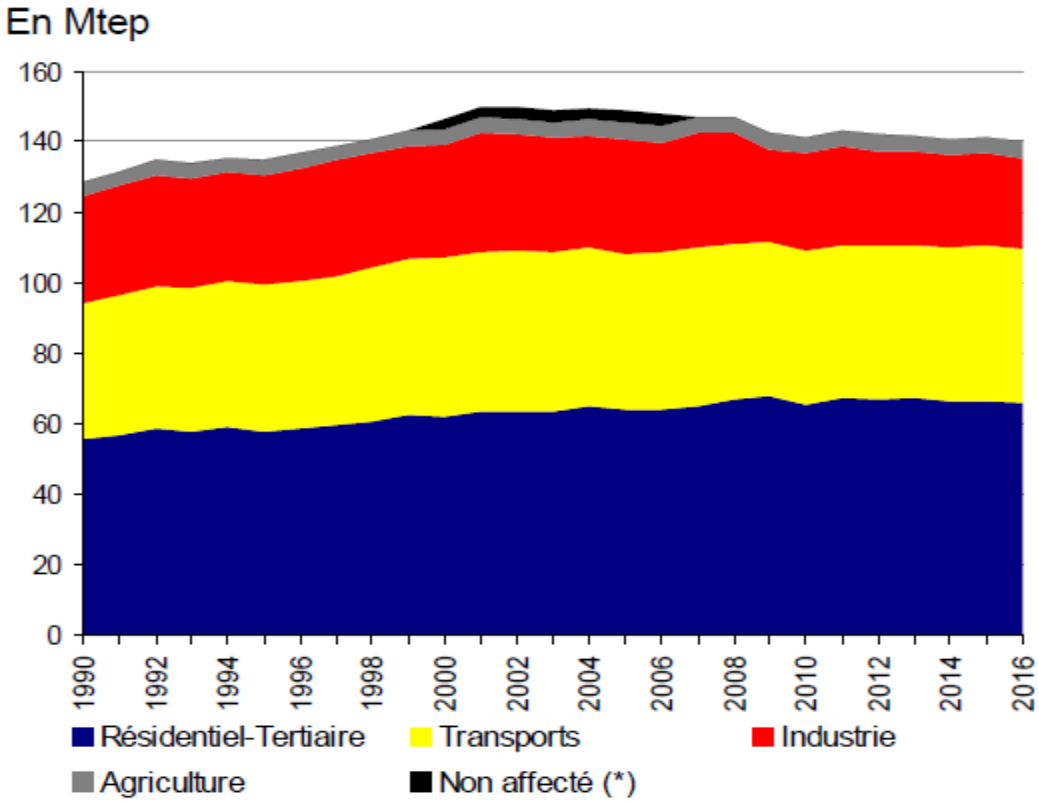
La réduction des émissions gaz à effet de serre de 40% en 2030 par rapport à 1990, mais également de 37% hors ETS[4] de 2005 à 2030 dans le « Paquet énergie-climat » de l'Europe, sont des objectifs indispensables, prioritaires, mais nous savons qu'il sera très difficile de les respecter. Les moyens d'y parvenir, ou de s'en approcher, font appel à toute une panoplie de solutions qu'il faudra développer simultanément.

[4] « European Union Emission Trading Scheme », ou en Français, SCEQE « Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission ».

D'après le bilan annuel du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD), les émissions annuelles de CO_2 liées au secteur énergétique ont augmenté de 298,3 Mt en 2014 à 303,9 Mt en 2016, soit de 1,9 % en 2 ans. Dans la mesure où notre production d'électricité est déjà largement décarbonée (ses émissions de CO_2 sont voisines de 25 Mt selon le climat et la disponibilité du nucléaire), l'effort doit porter en priorité sur les émissions de CO_2 des autres secteurs. Il faudra améliorer l'efficacité énergétique, ce qui sera difficile et coûteux (voir §3), mais aussi, et peut-être essentiellement, substituer des énergies non carbonées, dont l'électricité, aux énergies carbonées d'origine fossile (charbon, pétrole, gaz).

La réduction des émissions des autres gaz à effet de serre que le gaz carbonique (25% du total en équivalent CO_2, essentiellement dans l'agriculture sous forme de CH_4 et de N_2O) touche à des domaines déjà soumis à des réglementations contraignantes, ou aux habitudes alimentaires du pays. Les progrès, hors production de produits énergétiques renouvelables agricoles (biogaz par exemple[5]), ne pourront donc être que lents, ce qui renforcera encore le rôle global de la décarbonation de notre paysage énergétique.

Une réduction aussi rapide les émissions de CO_2 ne pourra être obtenue qu'avec l'apport d'une substitution massive d'énergies non carbonées aux combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon). En effet la figure ci-dessous montre clairement que la consommation d'énergie finale a très peu évolué depuis le Grenelle de l'environnement en 2006, sauf dans le secteur industriel et suite à la crise des subprimes.



Evolution de la consommation finale d'énergie depuis 1990(CGDD)

D'après le bilan annuel du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD), la consommation finale énergétique a augmenté de 134,2 Mtep en 2014, à 137,6 en 2015 et 140,1 en

[5] On évite les émissions de CH4, puissant GES, dans les décharges et les résidus agricoles en le récupérant et en le brulant. Le bilan est une émission de CO_2, un GES 25 fois moins puissant mais de longue durée de vie (100 ans au lieu de 12). Tout ceci à condition que la combustion de ce gaz ne se substitue pas à une énergie non carbonée.

2016, soit une augmentation de 1,26 % par an[6]. Un objectif de réduction rapide de la consommation d'énergie finale ne semble pas réaliste dans un délai de 13 ans, car hors d'atteinte techniquement et financièrement (voir § 3) avec un parc immobilier en large partie ancien [7]. Il présenterait de plus un risque de ralentissement d'une reprise industrielle nécessaire. Que faire ?

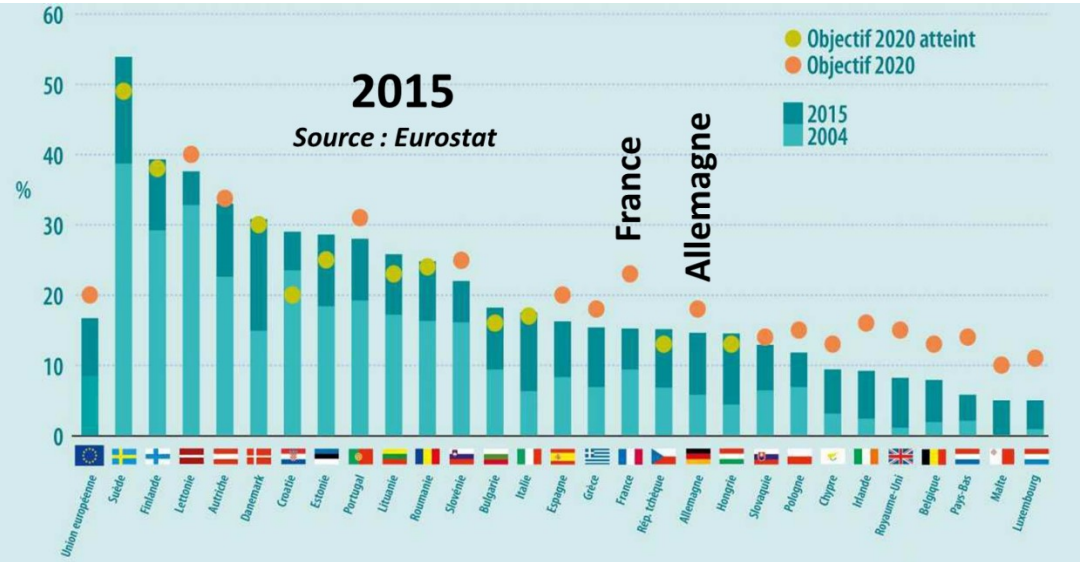
Il y a urgence à réduire les émissions de GES car c'est un phénomène cumulatif : ce qui n'est pas évité aujourd'hui sera difficilement compensé plus tard. C'est donc la réduction de l'usage de combustibles fossiles qui est la plus urgente, avec les émissions de CO_2 résultantes, puis celle des émissions de CH_4 et de N_2O. Une action efficace dans les 15 ans à venir, sur la base de technologies déjà ou bientôt maitrisées est nécessaire. Une vision à long terme, 2050, si elle est d'intérêt pour piloter la recherche, n'est pas pertinente pour programmer le moyen terme car porteuse de risques d'échecs[8].

Cet objectif doit être poursuivi tout en veillant à la maîtrise des coûts de la transition. Ce qui, bien entendu, suppose que ces coûts soient en permanence évalués et portés à la connaissance du public. Les incertitudes d'un tel exercice ne doivent pas être minimisées, mais ce n'est pas une raison pour ne pas l'entreprendre, bien au contraire. Pourquoi le parlement ne s'empare-t-il pas de cet exercice ?

Quant à la sécurité des approvisionnements, elle comporte de multiples aspects (sûreté nucléaire, réseaux, combustibles, etc.).

2.1. La France et l'Europe : un seul objectif de résultat contraignant, la baisse des émissions de CO2

La France ne pourra pas tenir ses engagements de 23 % d'ENR, affichés pour 2020, comme le montre la figure ci-dessous : elle s'est engagée au-delà des souhaits de l'Europe (ils étaient de 20%) contrairement à l'Allemagne (qui s'est limitée à 18%), ce qui était imprudent. Ne tenant pas ses engagements, elle perd toute crédibilité.



*Part de l'énergie finale provenant de sources renouvelables dans l'Union Européenne et comparaison avec les **<u>objectifs contraignants</u>** que les gouvernements se sont fixés pour 2020*

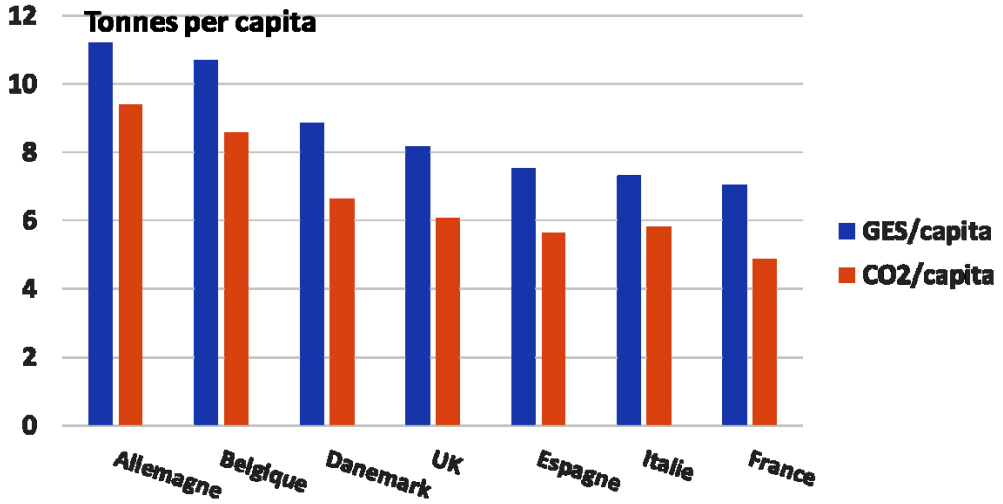
---

[6] Il faut noter que les chiffres issus des administrations (CGDD, SOeS, Ademe, etc.) peuvent différer sensiblement mais avec des évolutions similaires.

[7] Il faudrait par exemple compter 40 k€ pour chacun des 7 millions de logements de mauvaise qualité énergétique, soit 280 milliards

[8] Les accords en cours de négociation en Allemagne révèlent un constat d'échec prévisible à l'horizon 2020 et des objectifs pour 2030 ambitieux mais fondés sur une volonté politique plutôt que sur une analyse rationnelle.

Certains, au niveau du parlement européen, semblent de plus vouloir présenter un ensemble d'objectifs très durcis pour 2030 : gain global d'efficacité énergétique porté de 30 à 40 % (gains par pays qui deviendraient contraignants), et part des ENR de 27 à 35 %. C'est irréaliste et pourrait être contradictoire avec l'objectif climatique (ce sera fonction des atouts/faiblesses de chaque pays). Il faut de toute façon redonner de l'importance au seul objectif de résultat sur la réduction des émissions de GES (donc contraignant), par rapport à tous les autres qui ne sont que des objectifs de moyens (donc non contraignants).
La France ne met pas en valeur ses performances actuelles et colle à l'idéologie « allemande », (qui suspend sa sortie du charbon à l'arrêt du nucléaire en France selon certaines déclarations non officielles). 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'Allemagne[9] alors que cette dernière émet aujourd'hui largement plus :



Rejets de gaz à effet de serre et de CO2 par personne : France et pays mitoyens (Eurostat)

La France doit proposer qu'on s'oriente vers une convergence des émissions par habitant en 2030. Il est anormal que pour des pays ayant des performances économiques assez voisines, cette convergence des émissions par habitant ne soit pas le critère retenu.

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.

Au niveau européen il faut viser à terme la convergence des objectifs d'émissions de GES par habitant, à un rythme adapté à la situation économique de chaque pays. C'est ainsi que les objectifs de réduction de pays émetteurs comme l'Allemagne devraient être sensiblement supérieurs à celui de pays plus performants comme la France, contrairement aux propositions européennes actuelles, basées sur les seuls PIB par habitant, indépendamment des performances climatiques du pays.

En ce qui concerne les moyens pour y parvenir, le principe de subsidiarité doit prévaloir : les objectifs techniques (taux d'ENR, efficacité énergétique, énergies non carbonées) sont du ressort des états, en fonction de leurs forces et faiblesses.

[9] L'Allemagne, en basculant du charbon au gaz, diminuera ses émissions à prix raisonnable alors que la France devra faire des efforts très couteux sur l'efficacité énergétique.

Le soutien aux nouvelles technologies se justifie pour acquérir et démontrer un savoir-faire industriel. Il doit donc se limiter à quelques GW et cesser lorsque les technologies ont atteint leur maturité, ce qui est le cas des éoliennes sur terre et du photovoltaïque.

Plus globalement l'intérêt de la séquestration du CO_2 devrait être évalué avec plus de dynamisme, probablement en commençant par l'extraction du CO_2 des fumées des centrales à gaz, moins « sales », et en tenant compte du basculement qui se prépare du charbon au gaz, en Europe en particulier. Ces technologies seraient précieuses dans le tiers monde si leur coût était supportable.

2.2. La France et la LTECV : clarté indispensable sur l'objectif et les moyens utilisés pour l'atteindre, sous peine d'incompréhension, voire de rejet

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, proportion de nucléaire, taux d'ENR thermiques ou électriques). Les français ne s'y retrouvent pas.

Les objectifs portant sur les énergies renouvelables électrogènes et leur financement ne sont pas justifiés si on les analyse du point de vue de la maitrise des rejets de GES. Ils devraient donc être révisés en urgence.

En ce qui concerne la fiscalité énergétique, elle devrait désormais être portée exclusivement par les secteurs émetteurs de CO_2 et autres GES, et non, comme c'est le cas aujourd'hui avec la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité), par une électricité largement décarbonée. L'efficacité de la fiscalité carbone serait renforcée si les ressources qu'elle procure étaient équilibrées par des versements 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.

L'état doit exposer clairement les objectifs poursuivis, les moyens déployés et justifier la fiscalité environnementale mise en place. Dans le débat sur l'énergie il doit exposer clairement le bénéfice climatique et environnementaux de chacune des énergies, nucléaire compris, alors que la France est classée 2ème des pays de l'OCDE pour la qualité de son atmosphère en 2017. A défaut, les français ne feront pas les bons efforts, ou perdront leur l'intérêt pour la cause climatique.

Indépendamment de ces orientations, les actions à mener en urgence doivent être examinées par secteurs.

La France, encore fragile économiquement, devrait optimiser ses objectifs : tirer le meilleur parti d'une électricité très décarbonée (à 93 %)[10], donner priorité à la réduction de l'usage des énergies fossiles dans le bâtiment et les transports (67 % des émissions de CO_2), attribuer les ressources apportées par la fiscalité sur l'énergie à cet objectif. Les technologies de réduction des émissions les plus économiques doivent prévaloir, qu'il s'agisse de productions d'énergies décarbonées ou d'actions d'efficacité énergétique portant prioritairement sur les usages des combustibles fossiles (prix de la tonne de CO_2 évitée).

2.3. Taxe CO_2

Une taxe CO_2 universelle à l'échelle mondiale, souhaitable sans doute, est bien incertaine, de même qu'une taxe européenne, rejetée par tous les pays de l'EU dépendants du charbon. Une taxe européenne n'aurait de réel impact que si une taxe sur les produits importés était simultanément mise

[10] Le gain que pourront apporter les ENR intermittentes, éolien et solaire, est très faible, 2 à 3 % des émissions françaises si le nucléaire était maintenu et dégradation probable de la situation s'il était notablement réduit.

en place, avec l'inconvénient d'un renchérissement des produits importés de Chine et d'ailleurs, même si elle présenterait l'intérêt de redonner de la compétitivité à nos entreprises. Mais quand ? Personne ne peut le dire. La Chine va-t-elle mettre en place un système anti-CO_2, sous forme de taxes ou de quotas ?

La contribution climat énergie (CCE) ou « taxe carbone », composante carbone intégrée aux taux des taxes intérieures de consommation sur les énergies fossiles (TICPE, TICGN et TICC) a augmenté de 0,9 à 5,5 milliards de 2014 à 2017 et devrait s'établir à 7 milliards en 2018. Or que disent les documents annexes de la loi des finances 2018 : « ces mesures contribueront au financement des baisses de la fiscalité pesant sur le travail et le capital en vue de favoriser l'emploi et l'activité ». On est loin d'une fiscalité écologique ou climatique, même si la décision a été annoncée en 2017 d'affecter la moitié de la CCE à la transition énergétique. De même on peut s'interroger sur des mesures fiscales très favorables à des produits importés en quasi-totalité.

Il faut lui ajouter la part de la CSPE affectée à la transition énergétique, soit 5,3 milliards en 2016. Le total a été d'environ 11 milliards € en 2016 et devrait atteindre 12,6 milliards en 2017 (hors recouvrement du déficit de compensation accumulé par EDF). Quel est l'impact réel de ces prélèvements sur l'évolution des émissions de GES et de CO_2 ? Il est en fait insignifiant puisque les émissions continuent d'augmenter en France, avec une croissance de 0,9 % pour le CO_2 en 2016 (et de 0,8 % pour les GES en 2015).

L'ensemble des impôts, taxes et contributions pesant sur la consommation d'énergie, en en augmentant le prix, a un effet sur la consommation. Cette fiscalité, hors TVA, est passée de 8,5 milliards € en 2015, à 11 en 2016 et 12.6 en 2017, devrait s'établir à 14,6 milliards en 2018[11] (augmentation de 72 % en 4 ans). Pourtant l'efficacité de cette fiscalité sur les émissions de GES est insignifiante (augmentation des émissions de GES en 2015 et 2016). Elle serait améliorée si tout ou l'essentiel des prélèvements était réorienté vers des actions tendant à diminuer les émissions de GES, remplacement des énergies fossiles et efficacité énergétique. La CSPE, pesant aujourd'hui sur une électricité très décarbonée, devrait être reportée progressivement sur la combustion des énergies fossiles.

Le manque d'efficacité des actions engagées depuis 2006 (Grenelle de l'environnement puis LTECV) conduit à recommander en urgence une expertise de l'efficacité climatique réelle des subventions attribuées exprimée en €/teq.CO_2 évitée[12]. De plus, cette fiscalité comporte un risque social car elle pèsera lourdement sur les ménages ruraux et périurbains modestes, au profit de spéculateurs bénéficiant des garanties d'achat, et s'abreuvant de subventions, avec des fonds propres réduits et des prêts à taux faibles, comme souligné par la CRE[13]. Elle finance également largement des produits importés en quasi-totalité (nacelles d'éoliennes, panneaux solaires par exemple).

2.4. Les GES autres que le CO_2

Les émissions de GES, autres que le CO_2, résultent essentiellement du méthane (CH_4) dans l'agriculture et le traitement des déchets (56,6 Mteq.CO_2 et donc 14 % des émissions de GES) et du protoxyde d'azote (N_2O) dans l'agriculture (38,1 Mteq.CO_2 et 10 % des émissions de GES), soit 24 % des émissions totales de GES. Or si ces émissions ont diminué de 15% dans le secteur des déchets depuis 2010 (18% du total), grâce au tri, elles ont été stables depuis 2010 dans l'agriculture (82% du total). La priorité doit porter sur le méthane, d'autant plus que c'est un produit énergétique ayant un potentiel de réchauffement climatique notable (25 fois le CO_2) et que sa récupération constitue un apport de revenu potentiellement notable pour les agriculteurs. Le N_2O, qui a un potentiel de réchauffement

[11] Incluant la part énergie de la CSPE, la CCE et le remboursement de la dette vis-à-vis de EDF.
[12] teq.CO_2 : on exprime la quantité des gaz à effet de serre émise (GES) en tonne équivalent de CO_2
[13] CRE : « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France »

important (198 fois le CO_2 avec une durée de séjour dans l'atmosphère supérieure à 100 ans) pose un problème complexe car il ne peut être notablement réduit que par une diminution importante de l'apport des intrants agricoles, avec une baisse des rendements, et des évolutions sociétales en matière de consommation.

Les émissions du secteur sont cependant difficiles à évaluer car elles sont très diffuses, résultent de phénomènes complexes, et de sources très diverses. Elles sont évaluées en fonction de modèles sans doute encore très fragiles.

Les actions sur les émissions de CH_4 de deux secteurs, agricole et déchets, sont prioritaires (biométhane et récupération des émissions des décharges), ainsi que la réduction des émissions de N_2O par optimisation des intrants agricoles. Les développements du biométhane et de la biomasse présentent le double avantage d'un complément aux ressources rurales et d'une création d'emplois locaux. Le développement industriel de ces technologies devrait bénéficier d'une priorité et, en ce qui concerne la biomasse solide, d'une révision profonde du mode de management financier (à long terme), patrimonial et technique de la ressource forestière.

3. Le secteur des transports :

D'après les bilans annuels du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD), le secteur des transports est responsable à lui seul en 2016 de 41 % des émissions de CO2 et de 32 % environ des émissions de GES[14]. La consommation finale énergétique du secteur a évolué de 43,4 Mtep en 2014, à 43,8 en 2016, soit une augmentation de 1 %.

« *D'après le GFEI (Global Economy Fuel Initiative), la baisse de la consommation de carburant des voitures neuves est passée en 10 ans (2005-2015) de 1,8 à 0,5% par an dans les pays de l'OCDE. Des contraintes strictes sur les constructeurs aboutissent à des surcoûts considérables pour les clients (GFEI : 1.500$ pour 1%) ou au risque de fraude. En France, depuis le 1er janvier 2017, les livraisons de produits pétroliers seraient en hausse de 1% par rapport à la même période 2016. De son côté, la disparition des véhicules diesel provoquerait une augmentation de 10 à 20% de la consommation de carburant automobile en France* » (Source IFRAP).

Il faut 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 exportation. L'usage de la motorisation à base de pétrole reste d'actualité, et dispose d'une marge de progrès dans de nombreuses zones du globe. Le développement de la mobilité électrique s'imposera dans les pays qui ont une électricité abondante et décarbonée (France bien sûr mais aussi Suède et Norvège). Il présente moins d'intérêt climatique dans les pays qui s'appuieront pour encore longtemps sur une électricité à base d'énergies fossiles (Chine, Allemagne, Pologne par exemple), mais la mobilité électrique sera portée dans ces pays par la lutte contre la pollution urbaine et par les véhicules hybrides.

Une autre limite est celle de l'usage des biocarburants. La première génération, consommatrice de terres agricoles et ayant des émissions significatives de GES, est désormais limitée à 6 % par l'Europe. La seconde génération, complexe et plus coûteuse car impliquant des étapes supplémentaires dans le procédé, peine à faire ses preuves, à tel point que l'ADEME admet une pénétration insignifiante en 2030. On ne peut donc encore construire la politique à moyen terme sur les biocarburants de deuxième ou troisième génération, mais un soutien actif à des démonstrations préindustrielles pourrait permettre d'accélérer leur insertion.

Il faudrait mener en parallèle un triple développement :

[14] 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

- Vers une motorisation à base de pétrole ou GPL à très haute performance, 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'augmentation de la contribution des biocarburants de seconde génération, voire des biogaz, après démonstration industrielle, mais au-delà de 2030.
- Vers l'électrification, totale ou partielle via des moteurs hybrides rechargeables à haute performances[15].

Au niveau national l'introduction de 5 millions de véhicules électriques (VE) ne consommera que 2,4 % de l'énergie électrique consommée annuellement, mais une charge simultanée requerrait 30 GWe de puissance, ce qui ne serait pas gérable[16] (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 vingtaine de kWh pour 100 km.

- Il s'agit d'un niveau supérieur à celui qui correspond à la consommation électrique quotidienne d'un logement sans chauffage électrique (environ 10 kWh) et du même niveau que celle d'un logement tout électrique (30 à 50 kWh). Equipements électriques, réseaux et niveau d'abonnements devront être adaptés.
- Le financement d'un réseau national de bornes de recharge va requérir des investissements considérables (particuliers, entreprises et collectivités)
- Une autre difficulté résulte d'appels de puissance très élevés pour les recharges rapides (puissance à injecter de 20 kW ou plus) : il faudra privilégier très nettement la recharge lente, de préférence durant les heures creuses, par des contraintes réglementaires et financières.
- Autre considération à intégrer dans une réflexion sur 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 ? La question est intellectuellement intéressante, mais il faudrait tout d'abord s'assurer qu'une telle démarche aurait tout simplement une justification économique. Si la réponse était positive, il faudrait mesurer l'impact négatif sur la durée de vie des batteries de voiture, étudier la façon de gérer les recharges et les prélèvements sans perturber l'utilisateur du véhicule, en s'appuyant sur une réglementation ou sur des mécanismes de marché. C'est un problème complexe, qui va demander une expérimentation préalable. Peut-être faudrait-il privilégier au départ la récupération des batteries de voitures pour un second usage, à poste fixe, avant recyclage.
- Par contre, bien gérée grâce à des tarifs incitatifs (développés grâce aux compteurs intelligents), la charge des VE peut devenir un moyen puissant de lissage de la consommation, 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 confirmé, avec une baisse significative du prix des batteries, une maîtrise du coût de l'électricité et un développement rapide de créneaux tarifaires favorables à la recharge lente.

Il ne faut cependant pas sous-estimer l'ampleur du bouleversement industriel d'un passage aux véhicules électriques. Tous les secteurs seront impactés si on vise un optimum climatique : numérique, chimie, métaux rares, électronique de puissance, gestion des réseaux. Nous sommes en face d'un programme national majeur qui doit mobiliser nos grandes entreprises dans un « programme commun » avec des objectifs de coût[17].

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

[15] Bien qu'à la mode ces dernières années, l'hybride non rechargeable présenterait un intérêt encore limité si la part électrique restait faible

[16] « Bâtiment et mobilité électrique face au défi climatique » : Jean Bergougnoux 2017

[17] De ce point de vue les véhicules hybrides non rechargeables peuvent avoir un intérêt pendant une période transitoire car indépendants de bornes de recharge publiques.

être très prudent. Ils devront être accompagnés en tenant compte de la situation actuelle du logement avec des banlieues étendues, l'accession à la propriété étant très impactée par le prix du foncier, et généralement médiocrement ou mal desservies. Les débats actuels autour de la limitation de la circulation au cœur des villes, de la disponibilité de parkings relais auprès des transports en commun, de la saturation de ceux-ci[18], de la mobilité dans les campagnes, ne peuvent être pris à la légère. Une éviction excessive de la voiture et des livraisons dans les 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, intégration dans le suivi de charge du réseau.

L'électrification du secteur des transports, dont les émissions sont inchangées depuis 2010 (41,3 % des émissions de CO_2), doit être un programme national (R&D incluse), auquel nos industriels doivent être étroitement associés (y compris dans le domaine des batteries). La ressource en électricité doit être adaptée à cette ambition (compétitivité, fiabilité, distribution, décarbonation).
Elle ne peut encore répondre à tous les besoins et le soutien à l'amélioration des moteurs thermiques doit rester élevé, d'autant plus que nos industries ont un rôle à jouer à l'international dans des pays peu électrifiés ou avec une électricité très carbonée. Dans ce cadre, le soutien aux motorisations hybrides rechargeables est essentiel à moyen terme.
Le potentiel des biocarburants et du biogaz doit également être pris en compte dans la politique de développement des moteurs thermiques : un appel à projet pour des installations de production de biocarburants de 2ème génération de capacité adaptée aux ressources accessibles dans un rayon raisonnable (quelques dizaines de km) devrait être lancé en urgence.
L'évolution sociétale dans le domaine de la mobilité doit être gérée en tenant compte de l'importance des populations à la périphérie des villes, et des populations rurales, mal desservies par les transports en commun et dispersées. Elles sont notablement plus nombreuses que les populations des centres villes, bien desservies.

4. Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) :

La LTECV mise énormément sur l'amélioration des performances énergétiques de ce secteur. 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. Par contre les usages spécifiques (télévisions, électroménager, informatique, éclairage) ont globalement été en croissance très rapide (+95 %) et représentent désormais 17% de la consommation. D'après le bilan annuel du Commissariat Général au Développement Durable (CGDD), la consommation finale énergétique du secteur a augmenté régulièrement de 60,5 Mtep en 2014, à 65,8 en 2016 (soit +8.7 %), l'augmentation du secteur résidentiel étant double de celle du tertiaire.

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

[18] 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 villes.

profondément la RT 2012 (réglementation thermique éditée en 2012) qui interdit des solutions électriques pourtant vertueuses. C'est sur le parc 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 kgeq.CO_2/m^2.an[19]. Le respect de cet objectif suppose un énorme effort de réduction des émissions dues aux bâtiments existants, impossible à réaliser par les seules économies d'énergie, **mais nécessitant une combinaison judicieuse d'isolation thermique[20] et de substitution massive d'énergies peu carbonées aux hydrocarbures fossiles utilisés aujourd'hui dans ce secteur**. Le projet du gouvernement de dépenser 14 milliards sur cinq ans à la rénovation énergétique des bâtiments est à la fois considérable mais il aura des effets limités. L'objectif de 1,4 millions de logements rénovés (8,8 % du parc antérieur à 1975) correspond à un apport moyen de 10.000 euros par logement, susceptible de réduire d'une quinzaine de % sa consommation d'énergie. Sur l'ensemble du parc la baisse sera inférieure à 1 %. Pour aller au-delà le prix des travaux sera beaucoup plus important, 3 à 4 fois plus par logement, l'investissement global devenant hors de portée. Ce sera particulièrement vrai au cœur des villes, avec des densités d'habitat très élevées (mais également avec des consommations plus faibles). Pour beaucoup de « pavillons passoires » en périphérie des villes, la solution qui associe au mieux économie et écologie consistera à isoler raisonnablement et à investir dans une pompe à chaleur fonctionnant à l'électricité ou, hors des banlieues denses, dans des énergies énergie biosourcées.

Si on examine les sources d'énergies carbonées du secteur, on s'aperçoit qu'elles représentent aujourd'hui environ 65 % des apports d'énergie, avec le gaz (43 %), le fioul (13 %) et le GPL (3 %). Les énergies fossiles sont également largement utilisées par les réseaux de chauffage urbain (6% des apports fossiles).[21]

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 RT 2012. C'est ainsi que le chauffage au gaz a crû depuis 2008 dans l'habitat 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.

Dans la construction neuve :

- Modifier profondément et en urgence la RT 2012 pour les constructions nouvelles :
    - 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 sa mise en application. Cette notion présente de plus l'inconvénient de ne pas donner d'indication réaliste de la qualité énergétique d'un logement, bien évaluée en fonction de l'énergie finale, parce qu'on la fait dépendre de l'énergie de chauffage utilisée. Elle défavorise de plus lors des reventes les logements « tout électrique » dont la construction a été encouragée pendant 30 ans par les gouvernements successifs et qui génèrent très peu de CO_2.
    - Fixer les performances à atteindre en kg de CO_2 par m^2 et par an, la valeur étant fixée dans le cadre de la politique générale de lutte contre les émissions de CO2 de sorte que le coût

[19] Or, aujourd'hui, les émissions (chauffage, eau chaude, refroidissement, éclairage, auxiliaires) varient entre environ 5 kg eq.CO_2/m^2.an pour les bâtiments les plus performants utilisant les énergies les moins carbonées (logements RT 2012), et plus de 145 kg eq.CO_2/m^2.an pour certains bâtiments tertiaires très émetteurs (bureaux classe G). Pour la construction, les émissions se chiffrent en centaines de kg eq.CO_2/m^2.

[20] Il faut prendre en compte le coût CO2 d'ensemble d'une rénovation, tenant compte également de la fabrication des matériaux utilisés et de leur mise en œuvre. C'est une évaluation très complexe à faire, d'autant plus que meilleure sera l'isolation initiale, plus couteux sera le kWh économisé supplémentaire.

[21] 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

du CO2 évité soit homogénéisé d'un secteur de consommation à l'autre. La consommation de fioul ou de gaz pourra se révéler intéressante en complément, pour la pointe, d'un chauffage à l'électricité, en base ».
    - Favoriser le chauffage par biomasse dans des zones modérément peuplées et proche d'une ressource, ainsi que dans les réseaux de chaleur existants dans des zones urbaines denses. Il faut en effet éviter la biomasse diffuse dans les zones urbaines pour limiter la pollution par des particules fines.
    - Maintenir pour le neuf l'objectif BBC,
    - L'introduction dans la RT 2020 de l'obligation de construire des bâtiments à énergie positive (BEPOS), ainsi que les objectifs calendaires de ce déploiement, devraient être suspendus dans l'attente d'une évaluation de leurs conséquences en termes d'émissions de GES (bilan global), de coût pour la collectivité (il ne devrait pas y avoir d'aide si la compétitivité du solaire est considérée acquise), et d'impact social (report des charges, des réseaux et de garantie de fourniture par exemple, sur les autres usagers, avec le risque de précarité énergétique pour beaucoup). Il faut rappeler que la notion même de BEPOS est très contestable sauf en autoconsommation intégrale[22].
    - Noter l'importance d'une optimisation de la gestion des apports solaires (solaire passif et chauffe-eaux), 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 avec un air confiné, confort d'hiver et d'été).

- ***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 serait une erreur fondamentale, une rénovation par substitution par une énergie décarbonée étant souvent plus efficace en prix et en émissions de CO_2. Il faut agir simultanément sur une isolation raisonnablement poussée, un changement d'énergie, une gestion active de celle-ci et 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), sans spécifier les objectifs de réduction et les moyens de les évaluer, qu'on arrivera au résultat recherché.
    - Les réglementations devraient traduire une optimisation en € d'un coût complet calculé en supposant que le prix à la consommation de l'énergie fossile soit cohérent avec l'objectif de forte diminution des émissions de CO2 – à titre de référence 140 €/MWh.[23]
    - Les diagnostics énergétiques de l'habitat doivent être établis sur la base, en priorité, des émissions de CO_2 et en second lieu en fonction de l'énergie finale consommée, seule indicative de la qualité d'isolation. Les actions à engager en résultent, avec recherche d'un optimum économique.
    - Les bâtiments utilisant l'électricité pour le contrôle climatique, sur incitation forte de l'État pendant 30 ans, se voient infliger dans le cadre de la RT 2012 une consommation multipliée par 2,5 qui n'a rien à voir avec leur qualité d'isolation, alors qu'ils sont très faiblement émetteurs de CO_2. Leur évaluation doit reposer sur la consommation d'énergie finale.
    - Se concentrer en priorité sur les logements et bâtiments tertiaires énergivores (par exemple si la consommation dépasse 250 kWh par m^2 et par an[24]), et émettant le plus de CO_2, c'est-à-

[22] Globalement, sauf stockage saisonnier, hors de portée, lors d'une période d'hiver (froide, nuageuse et sans vent) un bâtiment BEPOS devra s'alimenter sur le réseau avec un niveau de puissance appelée maximal. Il dépendra donc des autres sources d'électricité (nucléaire, hydraulique et thermiques fossiles ou non). La vente d'électricité verte est donc un artifice commercial.
[23] Une limite essentielle est celle des rendements décroissants de l'isolation
[24] Essentiellement des logements construits avant 1975 et consommant plus de 250 kWh par m^2 et par an

dire chauffés au fioul, puis au gaz. Ces bâtiments sont ceux qui bénéficieront le plus d'une amélioration de l'isolation[25] et d'une substitution d'énergie.
    - Faire disparaitre le chauffage central au fioul en le remplaçant dans un premier temps par le gaz, quand une solution non carbonée serait trop coûteuse.
    - Puis remplacer progressivement le chauffage gaz par des pompes à chaleur[26].
    - Décarboner les réseaux de chaleur actuels (il le sont très peu) en faisant appel à une biomasse renouvelable ou à un couple géothermie basse température /PAC, ou à la cogénération.
    - Valoriser les chauffe-eaux électriques (chauffage heures creuses), les effacements (via Linky ou équivalent) et les pompes à chaleur.
    - Relancer les chauffe-eaux solaires, en particulier dans le sud.

- 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.

La surface du bâti résidentiel et tertiaire est en croissance, malgré un taux de constructions nouvelles limité (1% du parc). Plus de la moitié des bâtiments sont antérieurs à 1975. Les émissions du secteur ont cru de 4,5 % en 2015 (25,4 % des émissions de CO_2). Globalement 56 % du chauffage du secteur résidentiel repose encore sur le fuel (13 %) et le gaz (43 %). Les priorités doivent être :

- ***De modifier la RT 2012 afin de supprimer l'usage des énergies fossiles dans le bâti neuf. La seule contrainte doit être de limiter les émissions de CO_2 par m^2, et les performances énergétiques doivent être mesurées sur la base de la consommation énergétique finale, seule pertinente.***
- ***De revoir l'objectif d'introduction dans la RT 2020 de l'obligation de construire des bâtiments à énergie positive, ainsi que les objectifs calendaires de ce déploiement. Il est nécessaire au préalable d'évaluer leur intérêt en termes d'émissions de GES (bilan global), leur coût pour la collectivité (il ne devrait pas y avoir d'aide si la compétitivité du solaire est considérée acquise) et leur impact social (report des charges des réseaux et de garantie de fourniture par exemple, sur les autres).***
- ***De privilégier dans le bâti existant la rénovation des bâtiments énergivores avec chauffage au fioul puis au gaz, et en mettant en œuvre au départ les programmes d'isolation thermique les plus efficaces, sans objectifs irréalistes, et en fonction des performances en énergie finale.***
- ***De considérer comme programme national vital la professionnalisation du secteur de la rénovation, et le développement de technologies innovantes pour l'isolation des bâtiments existants et une gestion « intelligente » de l'énergie : c'est une urgence compte tenu du niveau actuel de l'industrie de la rénovation.***

5. Le secteur de l'électricité

Suivi de charge, maintenance, intermittence, échanges transfrontaliers, minimisation des émissions de CO_2, garantie de capacité, moyens de stockage, effacements des consommations, gestion saisonnière : un système électrique au niveau national comme local est complexe et exige une forte technicité. C'est également un bien à très haute valeur ajoutée, qui a porté une grande partie des progrès technologiques et du confort.

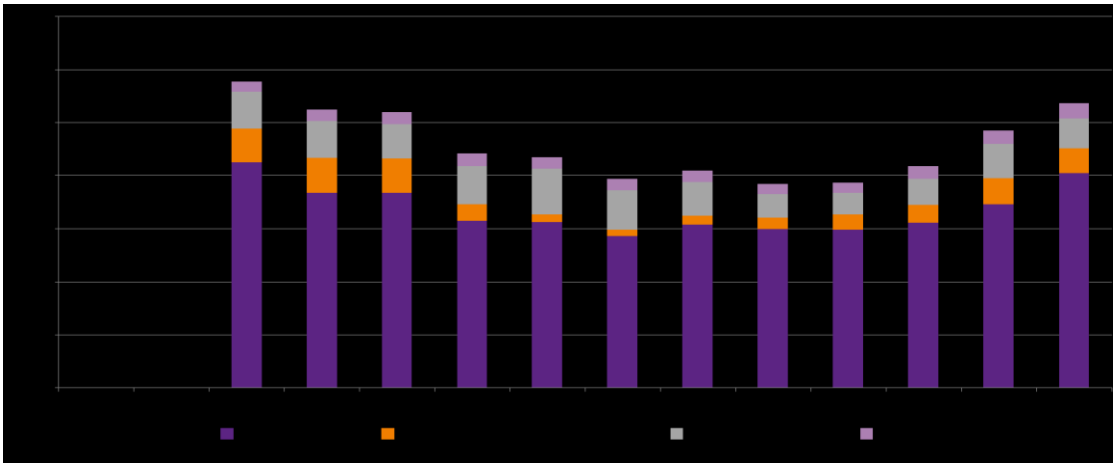
Du point de vue social l'ensemble du territoire bénéficie de la péréquation, qui doit être préservée.

---

[25] 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 CO_2 faible : la substitution d'énergie devrait être la règle.

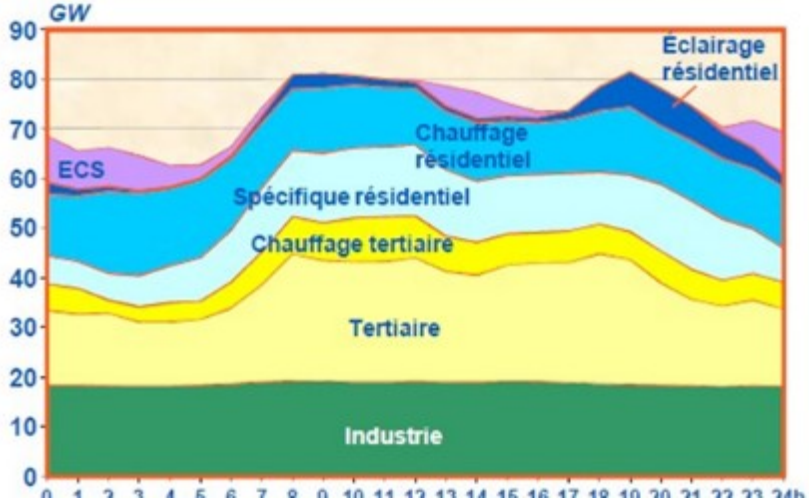
[26] L'expérience allemande montre les limites du biogaz qui est massivement produit chez eux avec un apport de maïs dit « énergétique ». L'efficacité GES du procédé est remise en cause et l'UE veut en limiter l'usage à 6 %, et limiter dans le futur le contenu de l'apport énergétique cultivé à 30 %.

Le développement du programme nucléaire s'est accompagné d'une croissance du chauffage électrique qui a eu pour conséquence une sensibilité saisonnière[27] qui est moins élevée dans les pays voisins[28]. 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.



Contribution mensuelle des divers moyens de production en 2014 (puissance moyenne en MW)

La sensibilité horaire résulte essentiellement des consommations domestiques (le soir en particulier), et du chauffage dans le secteur tertiaire, la sensibilité journalière du secteur tertiaire, et la sensibilité hebdomadaire de l'ensemble tertiaire/industriel.



Impact sur une journée des différents secteurs de consommation de l'électricité : importance du tertiaire et du spécifique résidentiel (ECS : Eau Chaude Sanitaire). Source : RTE

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 et l'hydraulique, avec un appoint important, même si quantitativement mineur, des énergies fossiles pour gérer les pointes de

[27] Une autre raison de cette sensibilité est un usage massif par grands froids de radiateurs électriques d'appoint dans des bâtiments mal isolés, souvent chauffés au fuel ou au gaz. Cet impact mériterait d'être évalué sérieusement car prépondérant lors de grands froids.

[28] 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.

consommation. La capacité garantie est déjà insuffisante pour les périodes de grand froid, d'où des importations, essentiellement d'Allemagne en hiver.

Or la LTECV vise à modifier profondément cet équilibre. Un marché de l'électricité donne la priorité aux moyens de production dont le coût à court terme est le plus bas, et le prix s'établit au niveau des ces coûts à court terme : la production nucléaire doit s'effacer devant la production éolienne et photovoltaïque. Alors que le nucléaire était un moyen « de base », il devient un moyen de production modulable selon les fluctuations éoliennes et solaires. De plus, un marché d'électricité à court terme n'a jamais donné les incitations ni les moyens d'investir comme il le faut. Les éoliennes et le photovoltaïque ne sont pas financés par les prix de vente mais par des prix garantis d'une façon ou de l'autre (on effacera en 2018 une production nucléaire pilotable à 33 €/MWh par des productions intermittentes et aléatoires éolienne à 91 €/MWh et photovoltaïque à 304 €/ MWh en moyenne[29]). Les Britanniques ont compris qu'il fallait agir de même avec le nucléaire. Si l'on introduit des puissances très importantes de solaire et éolien, il faudra gérer de nouvelles contraintes

- Le solaire restera inefficace en hiver (4 à 5 fois moins d'énergie journalière qu'en été), et très variable en été (facteur 4 entre un jour ensoleillé et un jour nuageux) et l'éolien très variable et aléatoire toute l'année (de 1 à 75 % de la puissance installée).
- Le solaire introduira des fluctuations journalières de puissance considérables, l'été en particulier, pouvant atteindre 23% de la puissance installée en une heure.
- La garantie de fourniture ne sera plus assurée du fait du caractère de plus en plus aléatoire des moyens de production, sauf en maintenant une puissance presque équivalente de moyens pilotables (essentiellement nucléaire si les centrales fossiles sont progressivement arrêtées), qui par contrecoup produiront moins et seront plus coûteux. L'effacement pourrait atténuer cette fragilité, mais il restera limité encore longtemps car en croissance faible[30].
- Le développement du stockage de masse de l'électricité,[31] seul susceptible de contribuer au suivi saisonnier, ne peut s'appuyer sur les technologies actuelles (Li-ion, super capacités, systèmes inertiels ou STEP). Le développement des STEP, actuellement une puissance de 5GW mais une capacité de stockage limitée à 0,1 TWh, serait utile, bien que limitée, pour accompagner les variations quotidiennes et hebdomadaires de puissances intermittentes très élevées, mais pas pour un stockage saisonnier.
- La voie électrolyse et production d'hydrogène, peu probable à un niveau massif à moyen terme, pourrait devenir un moyen d'utiliser les possibilités de production d'électricité excédentaire. L'hydrogène serait injecté directement dans le réseau gaz (méthode la plus efficace mais avec un pourcentage limité d'hydrogène) ou sous forme de méthane[32]. Se servir de cet hydrogène pour produire de l'électricité dans des piles à combustible ou pour faire du méthane pouvant ensuite produire de l'électricité devient coûteux pour deux raisons : un rendement global du procédé faible (25 %, mais l'électricité excédentaire peut être considérée comme à coût nul), et une intermittence de la production éolienne et solaire qui dégrade les conditions de fonctionnement

[29] Valeurs moyennes résultant en 2018, pour des contrats déjà signés : source « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018 »

[30] En 2017 la capacité d'effacement était de 2,5 GW (2 % de la capacité totale) dont 1300 « traditionnels » (services systèmes, réserves rapides et complémentaires, et A.O. RTE auprès des grands industriels). Les contributions, nouvelles, des opérateurs d'effacement et du mécanisme de capacité ne représentaient que 1,2 GW.

[31] Une période de vents calmes de 3 semaines avec solaire faible en hiver 2023, pas exceptionnelle, se traduirait par un déficit de production d'environ 2 à 3 TWh (pour des puissances installées conforme au PPE option basse, soit 22GW onshore, 3 offshore et 18,2 solaire). Pour le stocker il faudrait de 40 à 60 millions de batteries actuelles de voiture de 50 kWh

[32] Il faut bien sûr tenir compte des rendements. Pour l'électrolyse on peut envisager un rendement de l'ordre de 80 %. Le rendement de méthanation est d'environ 60%, hors énergie consommée pour produire le CO_2. Le rendement global de l'électricité au méthane est donc limité, probablement de l'ordre de 30 à 40 % dans un futur incertain, et moins de 30 % actuellement.

des équipements (fonctionnement heurté et médiocre taux d'utilisation). 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 des priorités à la réduction de la consommation d'électricité et à celle de la contribution du nucléaire.

- Il faudrait au minimum conserver, voire faire croître le niveau de puissance du nucléaire. En effet, même si la faisabilité de solutions massives de stockage inter saisonnier d'électricité et d'effacement était démontrée à un coût égal *au cinquième* des meilleurs coûts observés aujourd'hui, une combinaison de nucléaire et d'hydraulique avec peu de stockage serait la solution la moins coûteuse
- C'est d'autant plus vrai que la puissance garantie de nos voisins allemands, belges ou suisses devrait s'effondrer avec les arrêts « prévus ou annoncés » de leurs centrales nucléaires et de leurs centrales à charbon, et la rentabilité réduite de nouvelles centrales à gaz de back-up des renouvelables intermittentes. L'ouest européen risque de se trouver rapidement en situation de sous-garantie de production, d'où risque de black-out ou de délestages.
- En France métropolitaine, le besoin de développer massivement le l'électricité intermittente d'ici 2035 ne s'impose pas en présence de notre parc nucléaire. Il faut principalement veiller à reconstituer une capacité de production garantie suffisante si les groupes fuels et les centrales à charbon sont tous définitivement arrêtés respectivement en 2018 et 2022, comme annoncé. L'arrêt de la centrale de Fessenheim, s'il était confirmé, devrait être compensé par la création d'une capacité équivalente à partir de gaz.
- Une réduction significative de la capacité du nucléaire se traduira par des surinvestissements d'un niveau insupportable, les capacités intermittentes ne pouvant garantir la sécurité d'approvisionnement 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 devraient, comme recommandé par l'Académie de médecine, ne pas être implantées à moins de 1,5 km d'un habitat.
- Le développement de l'autoconsommation pose clairement la question du maintien de la péréquation : c'est en effet un développement qui sera très subventionné étant donné le coût du solaire de petite et moyenne puissance et qui bénéficiera d'un accès au réseau à faible coût, la charge celui-ci étant fonction de la consommation et non de sa puissance crête, qui pourtant dimensionne le réseau.
- L'avenir de l'industrie française dans les énergies intermittentes ne portera probablement pas sur les équipements, nacelles éoliennes et modules solaires, déjà totalement importés, mais sur l'ingénierie des centrales et de leur intégration aux réseaux. Des entreprises comme EDF et ENGIE ont des compétences très affirmées dans ces domaines. Mais leur expansion reposera essentiellement sur l'exportation car des limites apparaitront à leur développement en France, sauf réduction rapide du nucléaire accompagné d'un développement de centrales à gaz d'appoint, pas souhaitable.
- 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 finement 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.

De 2008 à 2018 inclus, 26 milliards auront été prélevés au titre de la CSPE pour financer les deux seules énergies intermittentes que sont le solaire et l'éolien. Le gain total en termes d'émissions de CO_2 des investissements déjà réalisés, forcément faible puisque pour partie leur production se

substitue à une électricité décarbonée, peut être estimé à environ 100 Mteq.CO_2 sur 20 ans, soit 260 € par tonne évitée pour les seules taxes, hors autres investissements (réseaux et backup). Ce résultat, fondé de plus sur un matériel importé en quasi-totalité, montre l'impact désastreux de la LTECV et de la PPE sur notre économie. L'efficacité environnementale d'une augmentation plus rapide de leur insertion, annoncée d'un facteur 3, ne pourra de plus que diminuer compte tenu de l'impact de leur intermittence (l'exemple allemand est très instructif)[33]. La modification du mix électrique ne doit pas être une priorité car elle aura un impact négligeable sur les émissions de GES.

La politique préconisée par les gouvernements depuis une dizaine d'année est de limiter à 50% à terme la contribution du nucléaire. La raison officiellement présentée de « ne pas avoir tous les œufs dans le même panier » en cas d'incident générique n'est pas justifiée avec notre parc nucléaire reposant sur 4 programmes successifs étalés sur 30 ans. La production d'électricité doit continuer à être garantie, alors que les arrêts des groupes fioul (2018) et des 5 centrales à charbon (2022) sont programmés. Le maintien de la puissance nucléaire semble indispensable si la France veut conserver un atout majeur, avec un mix électrique pilotable et non carboné, alors qu'elle n'a aucune certitude de disposer en 2030/2035 de « stockages » saisonniers de masse d'électricité[34], ou d'appoints provenant des importations. Il faudrait préserver le parc nucléaire, voire le développer, et le rôle de la PPE dans le secteur de l'électricité devrait se limiter à assurer une réduction des émissions de GES, et une production fiable avec un coût maitrisé.

- Il faudrait maintenir le parc nucléaire actuel, préparer son renouvellement, et engager un audit des conséquences d'un arrêt prématuré de Fessenheim, injustifié du point de vue économique et du risque climatique (audit économique, social et environnemental). Fessenheim permet d'éviter l'émission de 6 Mteq.CO_2 par an (1,55 % des émissions française).

- L'intérêt du maintien du parc nucléaire, voire de son augmentation, doit être analysé en fonction de l'évolution des puissances garanties au niveau européen compte tenu des pressions pour arrêter les centrales à charbon et fioul, pilotables, et de la fragilisation de la rentabilité des centrales à gaz.

- Le développement des énergies renouvelables intermittentes dans l'ouest européen est hors de notre contrôle, chaque pays agissant indépendamment, alors que le foisonnement des productions se confirme très limité. Sauf percée spectaculaire et très hypothétique d'un stockage d'électricité saisonnier, aujourd'hui hors de portée, on se dirige vers une fragilisation du réseau européen.

- L'électricité intermittente, solaire et éolienne, aujourd'hui mature, devrait rapidement se conformer aux obligations du marché (limitation drastique des aides, obligation de contribuer au suivi de charge et suppression de la priorité d'accès). Ce serait le meilleur moyen d'en maitriser le développement en tenant compte de besoins d'électricité, qui devraient se développer dans tous les domaines.

- La régionalisation de la production ne doit pas se développer en ignorant les contraintes et les coûts de distribution, et en mettant en péril la péréquation et les conséquences sociales de celle-ci. Globalement le réseau électrique centralisé actuel, très performant, est un atout économique majeur.

- Notre réseau haute tension devrait se protéger des excès de production des pays voisins, de même que de la fragilisation du réseau européen.

- L'autoproduction telle qu'elle est gérée présente un risque de différenciation sociale par l'apport de subventions à une faible part de la population, généralement aisée, et de report d'une partie

---

[33] Nous n'abordons pas dans ce texte les énergies hydroliennes : elles sont seulement en phase de développement (avec des résultats très décevants et des coûts élevés), et leur potentiel est très limité en France continentale.

[34] La compensation de trois semaines de calme, peu ensoleillée en hiver, situation généralement applicable à une grande partie de l'Europe, de l'ouest, se traduirait en 2023 (hypothèse PPE) par un déficit de 2 à 2,5 TWh, soit l'équivalent de 50 millions de batteries de voitures de 50 kWh

du coût de la distribution et des productions pilotables sur ceux qui ne peuvent produire, généralement plus pauvres.

6. Les ENR thermiques

Le potentiel des énergies thermiques renouvelables de notre pays, bien que significatif, restera limité. Il représente environ 9,5 % de notre énergie finale, essentiellement avec la biomasse solide, et pourrait représenter 12 à 13 % d'ici 2030.

Il présente deux avantages importants : ce sont des ressources locales et pour une part d'entre elles (bois, biogaz, biocarburants[35]) c'est un appoint de ressources significatif pour les secteurs agricole[36] et forestier. La situation était la suivante en 2016, en comparaison avec celle de 2014 :

Production d'énergies thermiques* (hors applications non énergétiques)	2014	2016
BIOMASSE SOLIDE (dont résidus)	9,08	11,1
BIOGAZ	0,604	0,76
SOLAIRE THERMIQUE	0,095	0,1
BIOCARBURANTS**	2,54	2,35
Déchets ENR Géothermie Pompes à chaleur	1,17 0,22 1,58	1,24 0,24 2,18
TOTAL EnR thermiques (énergie primaire) TOTAL EnR thermiques (énergie finale)	15,3 (6,04 %) 13,9 (8,96 %)	18 (7,33 %) 14,6 (9,52 %)

*** Source CGDD**
**** : La consommation est de 3 Mtep, y compris exportations 0,89 et exportations 0,2**

Productions renouvelables thermique en Mtep : évolution de 2014 à 2016 (Source CGDD)

Les deux seuls secteurs en croissance sont la biomasse solide (+11 % par an) et le biogaz (+ 12 % par an mais à un niveau faible soit 0,39 % de l'énergie finale consommée).

- Leur impact sur la pollution atmosphérique doit être pris en compte en évitant un développement excessif de la biomasse solide dans les zones urbaines et en imposant des normes sévères aux chaudières individuelles et collectives.
- Il faudrait 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). Les abus constatés dans certains pays, avec des apports importants de maïs devront être combattus.
- L'économie de la forêt serait plus active si elle disposait des moyens de financement correspondant à ses besoins, qui sont très spécifiques. En effet, non seulement il s'agit d'investissements à très long terme, mais encore le profil des recettes et des dépenses est fait de périodes de dépenses et de moments de recettes (à l'inverse de ce que l'on voit généralement) de sorte que la sylviculture a besoin de prêts ou d'avances qui sont remboursables (intérêts et capital) *in fine* au moment de la vente de bois. Tant que l'on n'aura pas répondu à ces besoins spécifiques, il sera vain de se lamenter sur le « manque de dynamisme » de la filière. Lorsqu'on y aura répondu,

[35] L'éolien est aussi source de revenus, mais essentiellement pour les investisseurs qui sont rarement locaux
[36] Ce phénomène est particulièrement remarqué en Allemagne ou, dans certains régions, l'apport des ENR l'emporte sur les recettes purement agricoles.

il apparaîtra que ce qui est vu dans tous les rapports sur la forêt comme de regrettables entraves[37] pourra être aisément surmonté avec le temps.

- Il faudrait veiller à ne pas développer des conflits d'usage, en particulier en ce qui concerne le bois. Un moyen efficace de stocker le carbone et d'éviter sa transformation en CO_2, est d'utiliser le bois mature comme matériau (objets et constructions). Mais le secteur du bois d'œuvre doit être revitalisé et reprofessionnalisé en urgence.
- Les biocarburants peuvent représenter un atout à plus long terme, à condition de développer de nouvelles générations ayant une efficacité globale (du puits à la roue) satisfaisante, supérieure à 60 % environ. Comme indiqué au § 2 un appel à projet pour des installations de production de biocarburants de 2ème génération de capacité adaptée aux ressources accessibles dans un rayon raisonnable (quelques dizaines de km) devrait être lancé en urgence. De même leur capacité à se substituer au moins partiellement aux carburants d'avion devrait être évaluée. Cette R&D devrait être prioritaire.

Le domaine des énergies renouvelables thermiques, intéressant, restera cependant limité car la ressource l'est. Il se révèle le parent pauvre de la LTECV, celle-ci ayant privilégié le financement (par les usagers) des énergies intermittentes électrogènes. Sa croissance est freinée depuis quelques années avec le blocage des biocarburants de première génération et le coup de frein donné aux pompes à chaleur thermogènes, ces dernières présentant un potentiel important de substitution aux chauffages fioul et gaz. Il faudrait, compte tenu de leur caractère national et créateur d'emplois relancer l'ensemble des énergies renouvelables thermiques.

- ***Les ambitions affichées sur la biomasse solide nécessiteraient d'une part une réflexion sur l'économie d'un espace forestier dont la propriété est très éclatée (vision à long terme des financements) et d'autre part un effort de modernisation et de formation considérable (exploitation, scieries, bois d'œuvre). C'est une action de long terme et il est très probable que les objectifs ne seront pas atteints.***
- ***Le solaire thermique (chauffe-eaux et solaire passif dans l'architecture), pratiquement condamné par la RT 2012, devrait prendre le pas sur le solaire électrogène.***
- ***Les pompes à chaleur, avec leur contribution renouvelable majeure, devraient être privilégiées dans le cadre d'une RT rénovée, qu'il s'agisse de PAC atmosphériques ou géothermiques.***
- ***Le biogaz, appoint financier notable pour le secteur rural, doit être développé en veillant à une ressource locale et avec un minimum d'appoints cultivés sur les terres arables.***

7. Energies non carbonées, réglementations et précarité énergétique

Le prix de l'électricité en France est en croissance constante depuis une dizaine d'années, sans réduction notable des émissions de GES, en grande partie en raison de la croissance de la CSPE en soutien des énergies renouvelables électrogènes, et de l'augmentation du TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité) lié au développement des réseaux pour la distribution de l'électricité intermittente. Dans le même temps la précarité énergétique s'accroit (4 millions de foyers en 2016).

Le coût des ENR électriques est annoncé en décroissance forte. Si ceci se vérifie en France dans les grands parcs solaires, la baisse est nettement moins évidente dans les autres domaines, l'éolien terrestre et le solaire diffus en particulier (l'intérêt économique de ce dernier est indéfendable). 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 de la production d'électricité ou résultant de la grande dispersion des lieux de production vis-à-vis des lieux de grande consommation. Dans l'analyse de leur compétitivité il faudrait prendre en compte le fait que ces énergies sont structurellement des énergies « complémentaires », avec des coûts ajoutés, car elles requièrent des puissances de back-up, des stockages ou des effacements importants, de capacités voisines des leurs. Leur développement

[37] 70% de la forêt appartient à 3,3 millions de propriétaires et il y aurait 5 ministères de tutelle et 10 interprofessions

accéléré ne peut aboutir qu'a une augmentation de prix de l'électricité pour les ménages, le tertiaire et les PME.

- La rentabilité de technologies électrogènes 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. Leur priorité sur le réseau devrait être limité afin d'éviter des surdimensionnements du réseau national et des interconnections européennes.
- Un objectif de maitrise du prix de l'électricité pour les familles et les entreprises serait souhaitable, avec une diminution de la part de la CSPE affectée aux énergies intermittentes[38], puis la disparition des tarifs d'achat aidés.
- 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 dressent déjà une partie de la population, et particulièrement celle qui est dans leur voisinage, contre les nouveaux projets.
- Le secteur hydraulique devrait 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, de taille et volumes limités, sous les réservoirs d'altitude existants devrait devenir une priorité. Le transport d'électricité lors des périodes de stockages des STEP devrait être gratuit (facturation seulement lors des périodes de production pour éviter un double paiement).
- 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 principe de tarification doit être adapté : il 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, qui n'est généralement pas la plus aisée et ne peut autoconsommer.

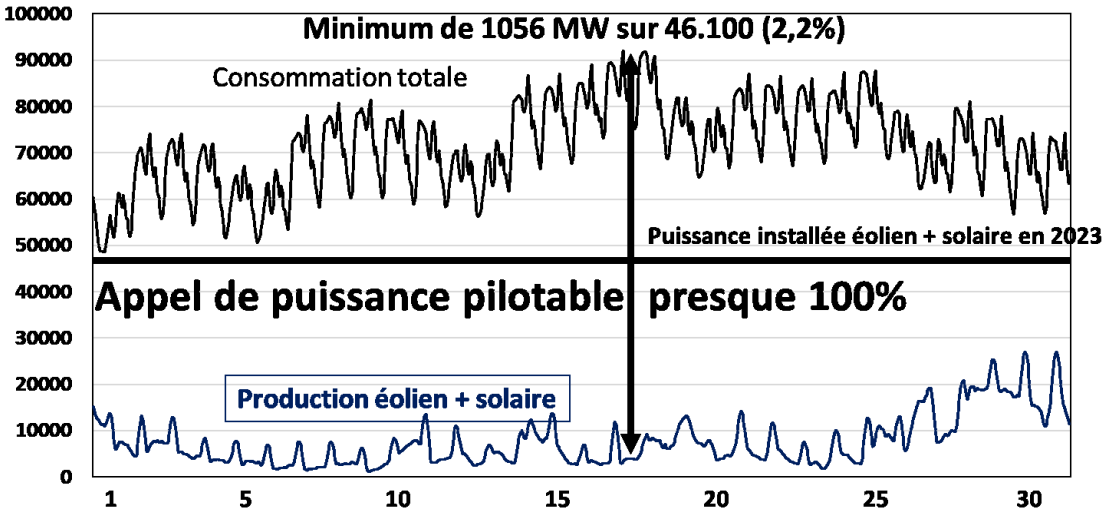
Globalement, la multiplication d'objectifs contraignant, dans la LTECV comme dans la PPE, se traduit par une augmentation rapide du prix de l'énergie, même quand elle est décarbonée, pour financer des développements dont l'utilité n'est pas toujours prouvée (L'Allemagne, qui a pourtant fait un effort très important de développement de l'éolien et du solaire photovoltaïque est en situation d'échec patent). Parallèlement, des verrous au développement de technologies nationales perdurent pour des raisons techniques (RT 2012 par exemple) ou économiques (double paiement du transport d'électricité issue des STEP). Un audit sur l'ensemble du poids financier de la loi et de la PPE et sur son efficacité du point de vue de la réduction des émissions de GES, après 3 ans d'application, est indispensable et urgent.

8. Tirer le meilleur parti du nucléaire

Le nucléaire français, efficace et respectueux de l'environnement, a tiré les conséquences de l'accident de Fukushima, sous l'impulsion de l'Autorité de sûreté nucléaire, en révisant l'évaluation des causes potentielles d'accidents et en établissant une doctrine du noyau dur. Désormais, quel que soit le niveau de dégradation des cœurs des réacteurs d'un site, suite à des évènements externes ou internes, des moyens sûrs d'assurer leur réfrigération sont en place (le noyau dur) et quatre Forces d'action rapide nucléaires sont opérationnelles pour assister le site.

[38] La part de la CSPE consacrée à la transition énergétique est aujourd'hui limitée au niveau 2016, le complément étant affecté aux énergies carbonées. Il n'en demeure pas moins que les 5,9 milliards annoncés pour 2018 sont portés par une électricité qui est décarbonée, ce qui est illogique. Il faudrait veiller à ce que cette contribution diminue progressivement et ne devienne pas une taxe fixe sur l'électricité.

Le rôle du nucléaire en France est ainsi à analyser en tenant compte de l'arrêt programmé des centrales à fioul et charbon et de la nécessité de conserver une électricité décarbonée. Pilotable, il constitue avec l'hydraulique le socle du suivi de charge du réseau. Or le potentiel de production d'un parc intermittent comme celui qui est proposé par un scénario médian de la PPE actuelle pour 2023, soit 46,1 GW de puissance installée (26,9 GW éolien onshore, 3 GW offshore et 19,2 GW solaire) est extrêmement variable et largement aléatoire. Dans les conditions climatiques de janvier 2013, année moyenne, la production intermittente en 2023, comparée à l'appel du réseau, aurait une allure très proche de celle qui est décrite ci-dessous. La production, extraite de RTE/ECO2Mix au pas semi-horaire, a été amplifiée en fonction des puissances prévues, en supposant un climat identique, ce qui est très réaliste.

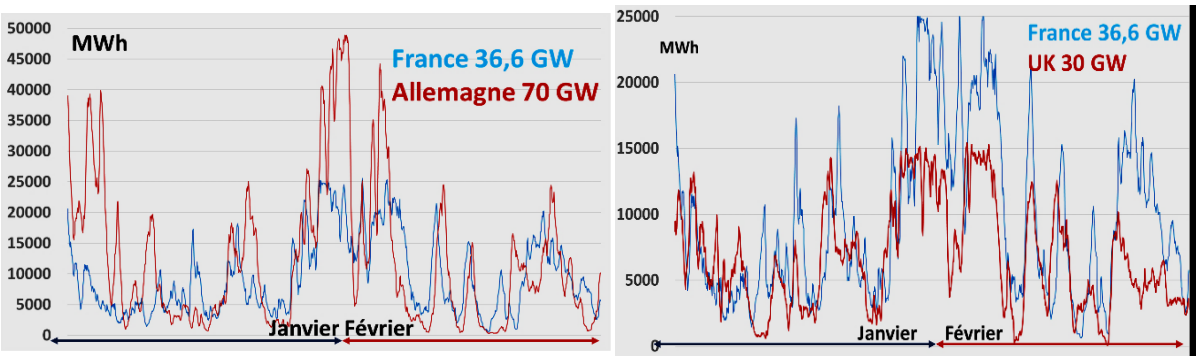


Comparaison de la puissance appelée et de la puissance produite par les énergies intermittentes en 2023 pour une puissance installée de 46,1 GW, dans les conditions climatiques de janvier 2013. Les productions 2013 (RTE ECO2mix au pas semi-horaire) sont amplifiées en fonction des ratios entre chaque puissance intermittente programmée en 2023 dans la PPE et la puissance réelle présente en 2013 (le rendement de l'éolien offshore, non démontré, a été aligné sur celui de la Belgique)

En janvier 2023, avec le même climat qu'en 2013, la puissance intermittente minimum serait de 1 GW quand la puissance appelée serait de 80 à 90 GW. La puissance pilotable requise représenterait la quasi-totalité de la puissance appelée car dans le même temps, comme en 2013, les productions intermittentes de nos voisins, allemands en particuliers, seraient faible. Nous étions dans une situation anticyclonique de grande ampleur. La France a dû importer massivement en janvier 2013 une électricité allemande à base de charbon ou lignite. Sera-t-elle encore disponible en 2023 ?

Plus globalement cette puissance intermittente de 46,1 GW produirait annuellement 75 TWh en 2023, soit environ 15 % de la consommation seulement et un rendement global de 21 %.

Il a par ailleurs souvent été affirmé que le foisonnement des productions européennes permettait un lissage, avec une production plus régulière. La comparaison ci-dessous des productions éoliennes françaises avec celles de l'Allemagne et de l'Angleterre, sur deux mois d'hiver, montre que ce foisonnement est très limité.



Productions éoliennes en janvier/février dans les conditions climatiques de 2013 (source RTE ECO2mix au pas semi-horaire), extrapolées en fonction des les puissances indiquées

L'Europe de l'Ouest est en effet soumise soit à l'influence atlantique, soit aux anticyclones et le suivi de 8 pays (Espagne, France, UK, Allemagne, Belgique, Irlande, Danemark, Autriche) montre que le cumul de leurs productions éoliennes peut varier de 2 à 65 % de la puissance installée, soit presque la même amplitude que celle de notre pays. En ce qui concerne la production solaire, ces mêmes pays ne couvrent que 1,5 fuseaux horaires, d'où une production quasi simultanée, et bien sûr faible l'hiver.

Le nucléaire n'est pas seulement une énergie bas carbone, elle est aussi une technologie qui n'apporte pas de pollution atmosphérique, comme le révèle clairement le rapport de l'Agence européenne de l'environnement[39]. L'examen de la qualité de l'air en France montre que, hors pollution urbaine, seuls le nord-est et le nord de la France souffrent d'une pollution atmosphérique plus élevée, provenant des centrales à charbon et lignite de l'Allemagne et de la Pologne en particulier

Dans les deux décades à venir le nucléaire va rester essentiel en France, d'autant plus que l'hydraulique est déjà proche de son maximum, et l'éolien et le solaire ne devraient se développer qu'au rythme strictement nécessaire, d'autant plus qu'il s'agit de technologies importées. Il faudrait sinon, ce qui est très improbable dans un délai aussi court :

- Introduire des puissances intermittentes considérables (3 à 4 fois la puissance totale installée actuellement)[40] et des moyens de stockage de masse, non démontrés, à un coût qui devrait être rédhibitoire.
- Remplacer progressivement une partie du nucléaire par le gaz, ce qui est contraire aux objectifs climatiques.

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[41], la contrainte d'une révision décennale ne facilite pas la mise en place de stratégies d'évolution à 60 ans ou plus, comme aux USA, dans un domaine caractérisé par des temps longs.

Nous aurons peut-être d'ici une quinzaine d'année une vision plus claire du stockage saisonnier, qu'il repose sur la voie hydrogène ou une autre plus efficace. Nous bénéficions ainsi d'un délai de réflexion, pour bâtir un futur pour le nucléaire en France, et envisager une reconquête du marché au niveau mondial.

Il faudrait pour cela que le gouvernement clarifie sa position sur son futur à moyen et long terme et sur les investissements à engager pour maintenir l'industrie et ses compétences. En ce sens une transition énergétique plus dynamique que restrictive, s'appuyant sur une électrification poussée en

[39] Air Quality in Europe: https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2017

[40] L'Allemagne avait 91 GW d'éolien et de solaire en 2017. Leur production annuelle a été 116 TWh. Dans le même temps le nucléaire avec 10,8 GW seulement a fourni 80 TWh

[41] Une difficulté spécifique de la France est la contrainte de renouveler tous les 10 ans les autorisations. Monsieur Repussard, ex-président de l'IRSN avait exprimé le souhait de porter directement de 40 à 60 ans l'extension des autorisations de fonctionnement.

remplacement des combustibles fossiles, serait un atout car permettant, dans des conditions économiques acceptables, 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 les EPR de Hinkley Point[42] devrait retenir notre attention car elle correspond à une stratégie donnant/donnant assurant une maîtrise des prix de l'électricité.

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) compte tenu de leur non dangerosité[43], 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 de GES et la pollution atmosphérique, en maintenant une haute garantie de fourniture. L'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim, prévu par la LTECV, ne devrait pas être acté dans la PPE sans une évaluation de ses conséquences techniques, économiques et sociales, par la Commission de régulation de l'énergie et la Cour des Comptes, car le coût en sera élevé. Leur maintien en exploitation contribuerait de plus à une réduction des émissions de GES de 6 millions de tonnes par an, en France comme en Europe

Le nucléaire est propre (décarboné et avec une contribution insignifiante la pollution atmosphérique), c'est une énergie durable, en particulier en France avec son stock stratégique d'uranium 238 qui permettra le développement de réacteurs de 4ème génération (surgénérateurs), et les centrales françaises sont robustes et très contrôlées. La durée d'exploitation des centrales nucléaires est étendue progressivement à 60 ans dans les pays impliqués depuis l'origine, voire 80 ans aux USA. Il n'y a pas d'inconvénient à faire de même en France avec des installations largement amorties, compétitives et régulièrement rénovées (32 €/MWh), et avec 4 générations successives des réacteurs à eau pressurisée assurant une bonne garantie de production.

- ***La doctrine conduisant à la réduction de la part du nucléaire et à l'arrêt de Fessenheim doit être pleinement réévaluée pour réduire encore les émissions de GES, maintenir la stabilité du réseau, qui est un des meilleurs du monde, et maitriser le coût de l'électricité***
- ***La stabilité de notre réseau électrique se dégrade progressivement avec la réduction progressive de la puissance pilotable garantie lors des pointes de consommation. Celle-ci a déjà été notablement réduite et est désormais nettement inférieure à la puissance crête envisagée (102 GW), d'une vingtaine de GW. Cette évolution va s'accélérer avec l'arrêt des centrales à charbon et fioul, et éventuellement la baisse de la puissance nucléaire si elle était décidée. Parallèlement l'Europe s'oriente vers un arrêt du charbon en 2030 et l'Allemagne, notre principal fournisseur lorsque nous sommes en déficit de production, s'apprête à réduire sa capacité et à devenir importateur net. Le gouvernement et l'OPECST devraient mettre en place une instance d'évaluation de la fiabilité du réseau électrique français et de ses interconnections européennes.***
- ***Le gouvernement devrait également acquérir une vision à 20 ans du parc nucléaire. En effet une politique de l'énergie se gère sur le long terme. Compte tenu de l'importance du nucléaire dans notre mix électrique l'ASN, tout en préservant le rythme décennal de***

[42] Il s'agit d'un « contrat pour différence » qui apporte une garantie de prix d'achat au projet et interdit, si les prix de marché résultant des autres moyens de production s'envolent, de s'aligner sur eux : le prix de vente ne peut dépasser une valeur fixée par contrat, assurant une stabilité à long terme.

[43] La doctrine française de non fixation d'un seuil de libération, unique au monde, se traduit par un non recyclage de matériaux valorisables et sans danger, et une saturation inutile des sites de stockage des déchets.

réévaluation de la sûreté des installations nucléaires, dispose de l'essentiel des informations techniques permettant de donner une information préliminaire à EDF sur les exigences applicables à une prolongation à 60 ans de l'exploitation des réacteurs, suite au grand carénage, vers 2021/2022.

- ***Sur cette base il faudrait programmer sans attendre le renouvellement du parc nucléaire et consolider la doctrine sur le cycle du combustible et des déchets (retraitement, stockage des déchets de haute activité, optimisation des démantèlements).***

Je remercie Claude Acket, Pierre Audigier, Bernard Durand, Claude Jeandron, Hervé Nifenecker, Fabien Perdu, Jean Poitou, Henri Prévot, Gilbert Ruelle, Georges Sapy, et Bernard Tamain pour leurs lectures attentives et leurs suggestions.