

INSTITUT
MONTAIGNE



Énergie : priorité au climat !

Benjamin Fremaux



L'Institut Montaigne est un laboratoire d'idées - think tank - créé fin 2000 par Claude Bébéar et dirigé par Laurent Bigorgne. Il est dépourvu de toute attache partisane et ses financements, exclusivement privés, sont très diversifiés, aucune contribution n'excédant 2 % de son budget annuel. En toute indépendance, il réunit des chefs d'entreprise, des hauts fonctionnaires, des universitaires et des représentants de la société civile issus des horizons et des expériences les plus variés. Il concentre ses travaux sur quatre axes de recherche :

Cohésion sociale (école primaire, enseignement supérieur, emploi des jeunes et des seniors, modernisation du dialogue social, diversité et égalité des chances, logement)

Modernisation de l'action publique (réforme des retraites, justice, santé)

Compétitivité (création d'entreprise, énergie pays émergents, financement des entreprises, propriété intellectuelle, transports)

Finances publiques (fiscalité, protection sociale)

Grâce à ses experts associés (chercheurs, praticiens) et à ses groupes de travail, l'Institut Montaigne élabore des propositions concrètes de long terme sur les grands enjeux auxquels nos sociétés sont confrontées. Il contribue ainsi aux évolutions de la conscience sociale. Ses recommandations résultent d'une méthode d'analyse et de recherche rigoureuse et critique. Elles sont ensuite promues activement auprès des décideurs publics.

À travers ses publications et ses conférences, l'Institut Montaigne souhaite jouer pleinement son rôle d'acteur du débat démocratique.

L'Institut Montaigne s'assure de la validité scientifique et de la qualité éditoriale des travaux qu'il publie, mais les opinions et les jugements qui y sont formulés sont exclusivement ceux de leurs auteurs. Ils ne sauraient être imputés ni à l'Institut, ni, a fortiori, à ses organes directeurs.

*Il n'est désir plus naturel
que le désir de connaissance*

INSTITUT
MONTAIGNE



Énergie : priorité au climat !

Mettre fin aux idées reçues, rechercher l'efficacité de l'action publique en focalisant nos ressources sur les enjeux prioritaires

À PROPOS DE L'AUTEUR

Benjamin Fremaux est banquier d'affaires. Il est spécialisé dans le conseil en fusions & acquisitions dans les secteurs de l'industrie, l'énergie et les infrastructures.

SOMMAIRE

Introduction	5
Chapitre I : En finir avec les idées reçues sur l'énergie française : notre politique énergétique et notre action en faveur du climat doivent reposer sur des constats objectifs	11
A La consommation d'énergie en France reste dominée par les énergies fossiles	11
B La consommation d'énergie en France baisse depuis les années 2000.....	14
C La facture énergétique de la France demeure structurellement déficitaire malgré une production d'électricité excédentaire ...	15
Chapitre II : Notre politique énergétique doit répondre à quatre enjeux prioritaires : chauffage, transports, marché de l'électricité, et nucléaire	17
A Le chauffage, fortement émetteur de CO ₂ , doit redevenir une priorité	19
B Les progrès dans le transport passent par la fiscalité et l'électrification du secteur	21
C La production d'électricité reste soumise à de forts dysfonctionnements de marché	27
D Notre parc nucléaire approche de la fin de sa durée de vie théorique	35
Chapitre III : Cette politique énergétique doit s'articuler à une politique climatique centrée sur la taxation du carbone	39
A Quoiqu'insuffisant, l'Accord de Paris conclu à l'issue de la COP21 constitue une avancée significative	40
B L'Europe et la France ont toutes les bonnes raisons de lutter contre le réchauffement climatique	47
C La taxation du carbone : une mesure efficace sur le plan économique et environnemental	47

INTRODUCTION

À la question « quelle politique énergétique et climatique pour la France ? », les candidats à la présidentielle ont répondu indistinctement pour ou contre le nucléaire et les renouvelables. Ce ne sont pas les listes de mesures, souvent lapidaires, façonnées à la hâte par les différentes équipes de campagne, qui permettront aux Français de comprendre la complexité des enjeux liés à la politique énergétique de notre pays. Depuis des années, **le débat politique sur ces thématiques est devenu passionnel quand il ne relève pas de la pure tactique politicienne. Pourtant, en matière d'énergie et de climat, nous sommes plus que jamais à un tournant qui mériterait un débat rationnel,** tant les défis auxquels nous faisons face à court terme sont importants pour notre économie et pour le climat.

En toile de fond, deux changements majeurs ont bousculé radicalement le secteur de l'énergie au niveau mondial ces dix dernières années. Premièrement, les consciences s'éveillent : **le changement climatique est une réalité qui menace notre planète.** Les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées aux activités humaines en sont la principale cause. Si la France ne représente qu'un peu plus de 1 % des émissions mondiales, notre pays a un rôle majeur à jouer dans la lutte contre le changement climatique, que ce soit en matière diplomatique, comme lors de la Conférence sur le climat de Paris dite « COP21 », ou économique, avec le développement de filières industrielles « bas carbone ». Deuxièmement, **les progrès technologiques ont changé radicalement les coûts des différentes sources d'énergie, renouvelables ou fossiles.** Le photovoltaïque est devenu compétitif en seulement dix ans, du moins en matière de coût de production : le dernier appel d'offre de la Commission de régulation de l'énergie dit « CRE 4 » fait ressortir en France des coûts de production à peine supérieurs à 60 €/MWh, cinq fois inférieurs à ce qu'ils étaient en 2010. Ces sources de production viennent bousculer les anciens monopoles historiques, centralisés et verticalement intégrés. Par ailleurs, le développement massif du gaz et pétrole de schiste aux États-Unis a conduit à des baisses spectaculaires des prix des énergies fossiles que même l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) semble avoir du mal à contenir. À l'inverse, les contraintes réglementaires ont conduit à une forte augmentation des coûts du nucléaire avec la multiplication des dispositifs de sûreté. En France, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), censé refléter les coûts du nucléaire historique, est de 42 €/MWh, quand le tarif obtenu par EDF pour le nouvel EPR d'Hinkley Point est de 93 £/MWh (environ 110 €/MWh).

Au niveau national, le nucléaire est une spécificité puisqu'il représente environ les trois quarts de notre mix électrique et 40 à 45 % de notre mix énergétique (contre 30 % de pétrole, 15 % de gaz et 4 % de charbon). Notre parc nucléaire,

construit entre 1980 et 1990, atteindra sa durée de vie théorique de quarante ans entre 2020 et 2030. **Les décisions de prolongation, d'arrêt, ou de renouvellement doivent être planifiées au cours du prochain quinquennat, alors que l'opinion est encore marquée par l'accident nucléaire de Fukushima** en 2011 et que la filière nucléaire est secouée par une restructuration massive. **Les dirigeants français, face aux enjeux climatiques et à une opinion qui doute de l'option nucléaire, ont favorisé, en suivant sans discernement l'exemple de nos voisins européens, le développement des énergies renouvelables électriques.** En lieu et place d'un développement raisonné tirant pleinement parti de nos atouts, ils ont privilégié l'emploi excessif de subventions, les coups d'arrêts brutaux se succédant aux annonces tonitruantes et aux bulles spéculatives. Résultat de cette politique coûteuse et erratique, le développement des filières industrielles renouvelables n'a pas atteint les résultats escomptés. **Aucun champion mondial de la fabrication d'éoliennes ou de panneaux photovoltaïques n'a émergé en France malgré les cinq milliards d'euros de taxes que paient annuellement les consommateurs d'électricité pour soutenir la production d'électricité d'origine renouvelable.** Le cas de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim illustre bien le caractère éminemment politique des solutions retenues en matière de mix énergétique. Dans le même temps, **les secteurs les plus émetteurs comme les transports ou le bâtiment ont été négligés.**

6

Ces choix nationaux s'inscrivent dans le cadre d'une politique énergétique européenne largement défailante, consistant à libéraliser les marchés de l'énergie, avec pour principale conséquence, paradoxalement, qu'aucun investissement ne puisse plus voir le jour sans subvention. Pour ce qui concerne l'action en faveur du climat, l'Europe a échoué à faire émerger un prix du CO₂ réellement incitatif : en Allemagne et en Pologne, le charbon a encore de beaux jours devant lui.

Le nouveau Président de la République et le Ministre de la Transition écologique et solidaire devraient prioritairement engager la rationalisation de nos efforts en matière d'efficacité énergétique, le développement des énergies décarbonées dans le chauffage des bâtiments et les transports, la mise sous contrôle des subventions aux énergies renouvelables les plus coûteuses, et enfin, un plan de prolongation, de fermeture ou de renouvellement de notre parc nucléaire prenant en compte les contraintes de rentabilité et de sûreté de cette technologie comme de ses alternatives. Au niveau européen, la France devra se battre pour un prix minimal du CO₂.

Les décisions ou non décisions du prochain quinquennat en matière d'énergie risquent bien de nous engager collectivement pour les prochaines décennies.

CHAPITRE I

EN FINIR AVEC LES IDÉES REÇUES SUR L'ÉNERGIE FRANÇAISE : NOTRE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET NOTRE ACTION EN FAVEUR DU CLIMAT DOIVENT REPOSER SUR DES CONSTATS OBJECTIFS

Alors que les débats se focalisent généralement, en France, sur la production d'électricité et sur des questions comme « Pour ou contre le nucléaire ? » ou « Faut-il soutenir la production d'électricité renouvelable ? », il est intéressant de rappeler – sans prendre position – quelles énergies nous consommons, comment nos mix de production et de consommation évoluent et d'où viennent nos émissions de GES.

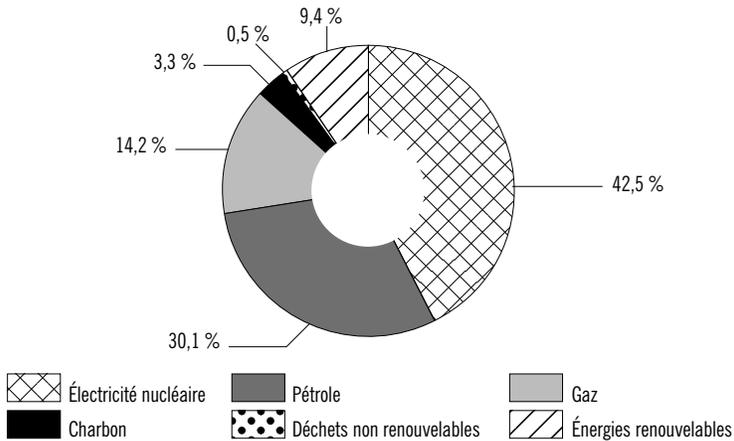
A. La consommation d'énergie en France reste dominée par les énergies fossiles

Notre consommation d'énergie primaire repose sur deux piliers d'importance égale : d'un côté, les énergies décarbonées que sont le nucléaire et les renouvelables ; de l'autre, les énergies fossiles. En 2015, la consommation d'énergie primaire en France était de 257 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep)¹ et se décomposait de la manière suivante : 42,5 % d'électricité nucléaire, 30,1 % de pétrole, 14,2 % de gaz, 3,3 % de charbon, 0,5 % de déchets non renouvelables, et 9,4 % de renouvelables dont 3,8 % de bois, 1,8 % d'hydroélectricité, 1,2 % de biocarburants, 0,4 % de déchets renouvelables, 0,7 % d'éolien et 1,5 % d'autres sources d'énergie².

¹ Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, MEDEM, *Chiffres clés de l'énergie, Édition 2016*, février 2017.

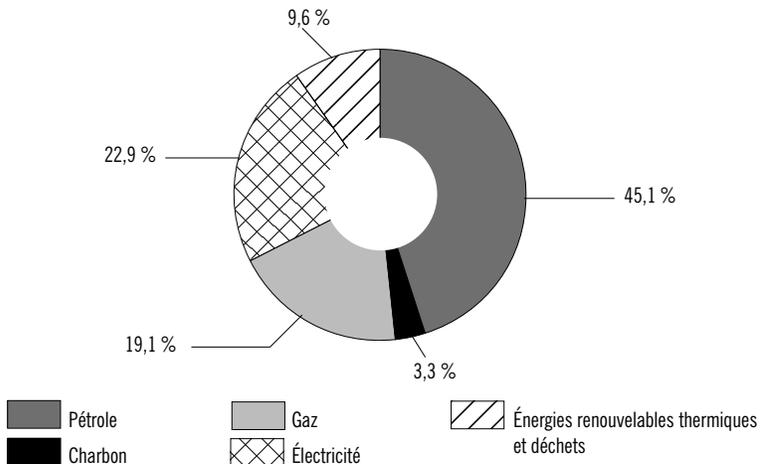
² *Ibid.* Par définition, cette photographie en énergie primaire prend en compte les pertes de conversion. L'électricité nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction nucléaire, dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

Consommation d'énergie primaire



La répartition de la consommation finale d'énergie, sans prise en compte des pertes, des usages internes et du solde exportateur, est très différente. Sur 162,2 Mtep, les produits pétroliers raffinés représentent 45,1 %, le gaz 19,1 % et le charbon 3,3 %. Plus des deux tiers de notre consommation finale d'énergie sont issus de combustibles fossiles. L'électricité ne représente que 22,9 % et les énergies renouvelables thermiques (bois, déchets, solaire thermique, biocarburants et pompes à chaleur) représentent 9,6 % de notre consommation finale d'énergie.

Consommation finale d'énergie



Ces chiffres montrent l'importance du nucléaire dans notre consommation énergétique primaire mais surtout l'importance des énergies fossiles (pétrole, gaz et dans une moindre mesure charbon) dans notre consommation finale d'énergie. Or, si le nucléaire émet peu de GES (12 gCO₂ eq/kWh)³, ce n'est pas le cas de la combustion des énergies fossiles, que ce soit pour nos usages liés au transport, au chauffage ou à la production d'électricité (le charbon émet 820 gCO₂ eq/kWh)⁴.

L'enjeu, pour réduire l'émission de GES, n'est donc pas tant de substituer de l'électricité renouvelable à l'électricité nucléaire, que de diminuer nos importations d'hydrocarbures, principales responsables de nos émissions de GES notamment dans le secteur du chauffage et des transports.

Si nous consommons presque autant de combustibles fossiles que d'électricité d'origine nucléaire ou renouvelable, nous ne produisons presque pas d'énergies primaires carbonées et les importons donc pour notre consommation. Depuis 2010, **la production d'énergie primaire sur notre sol, essentiellement électrique, se stabilise** autour de 140 Mtep. La production d'électricité nucléaire (82 %) se stabilise autour de 110 Mtep. Hydraulique, éolien et photovoltaïque ne représentent que 8 Mtep. Les énergies renouvelables thermiques et les déchets ont beaucoup progressé pour atteindre plus de 17 Mtep⁵.

En ce qui concerne **la production d'électricité**⁶ rapportée à la production d'un réacteur nucléaire moyen, les chiffres de 2015 donnent 76 équivalent-réacteurs qui se répartissent de la manière suivante : 58 réacteurs nucléaires, un peu plus de huit équivalent-réacteurs d'hydraulique, trois équivalent-réacteurs de gaz, trois équivalent-réacteurs d'éolien, un peu plus d'un équivalent-réacteur de charbon, un équivalent-réacteur de solaire, le reste étant assuré par du fioul et la combustion de déchets.

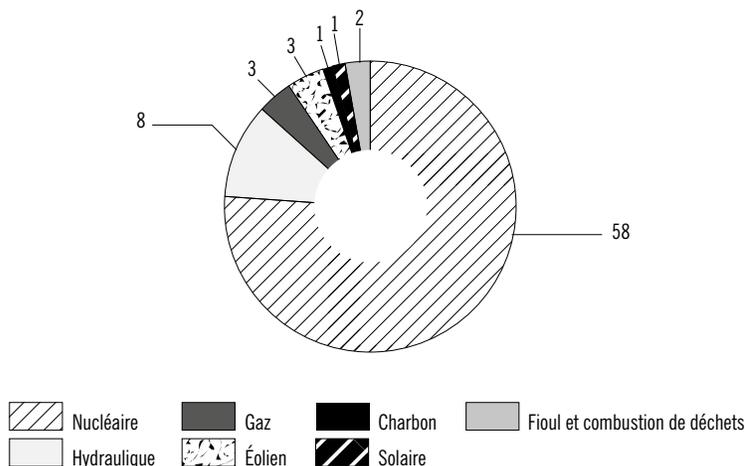
³ Émissions de gaz à effet de serre en équivalent carbone par kilowatt-heure, exprimées en grammes

⁴ GIEC, *IPCC Working Group III – Mitigation of Climate Change, Annex III: Technology – specific cost and performance parameters*, 2014.

⁵ *Ibid.*

⁶ RTE France, *Bilan électrique 2015*, 2016.

Production électrique en équivalent-réacteur (2015)



B. La consommation d'énergie finale en France baisse depuis les années 2000

La consommation d'énergie finale baisse depuis les années 2000, passant de 174 Mtep en 2000 à 162 Mtep en 2015. Cette inversion de tendance constitue un tournant historique. Dans l'Hexagone, la part de l'industrie a beaucoup diminué, au point d'atteindre moins de 20 % de la consommation d'énergie finale en 2014. Le résidentiel-tertiaire représente 45 % et les transports 33 %⁷.

Trois facteurs sont à l'œuvre dans cette tendance à la baisse : (i) une croissance économique en berne, notamment dans l'industrie, et (ii) des efforts d'efficacité énergétique, que ne compensent pas (iii) les transferts d'usage vers l'électricité (cf. II.C.1.d).

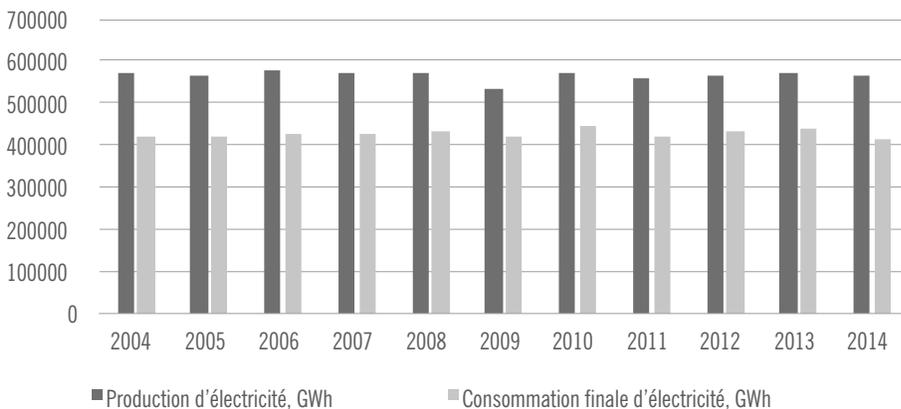
⁷ MEDEM, 2016, *op. cit.*

C. La facture énergétique de la France demeure structurellement déficitaire malgré une production d'électricité excédentaire

La France n'est pas un pays riche en termes de sources d'énergie conventionnelles. Cette nécessité que nous avons d'importer de l'énergie, et notamment des hydrocarbures, pour satisfaire nos besoins de consommation grève structurellement notre balance commerciale. **La facture énergétique de la France a connu ces dernières années un recul sensible grâce à la baisse des prix des hydrocarbures, mais reste élevée et se porte en 2015 à environ 40 milliards d'euros par an (répartis à 80 % en produits pétroliers et à 20 % environ en gaz)⁸.**

Pourtant, le solde des échanges d'électricité de la France reste très exportateur : la France a exporté plus de deux milliards d'euros net d'électricité en 2015⁹.

**Évolutions de la production d'électricité
et de la consommation finale d'électricité en France**



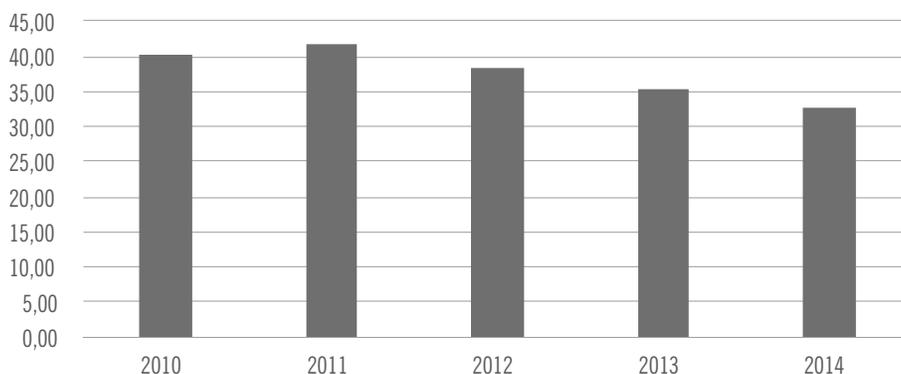
Source : AEI (Agence Internationale de l'Énergie), Statistics Electricity & Heat.

⁸ MEDEM, 2016, *op. cit.*

⁹ *Ibid.*

Le nucléaire participe de l'amélioration de la balance commerciale de la France. Mais le fait que la France exporte autant d'électricité amène à questionner le choix consistant à subventionner l'ajout de nouvelles capacités de production renouvelables, et ce alors que la plaque européenne se trouve déjà en situation de surcapacité, comme l'illustre le faible taux d'utilisation des capacités de production d'électricité d'origine fossile. Ce choix ne peut se comprendre que si on anticipe une baisse des capacités existantes, notamment fossiles et/ou nucléaires. Or, ces anticipations ne sont jamais très clairement explicitées par les dirigeants politiques.

Utilisation de la capacité de production d'électricité à partir d'énergies fossiles en Europe, en %



Source : Graphique réalisé d'après les données de European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E, L'Électricité en Europe, 2014, mai 2015.

D. Par ailleurs, la France émet globalement peu de GES

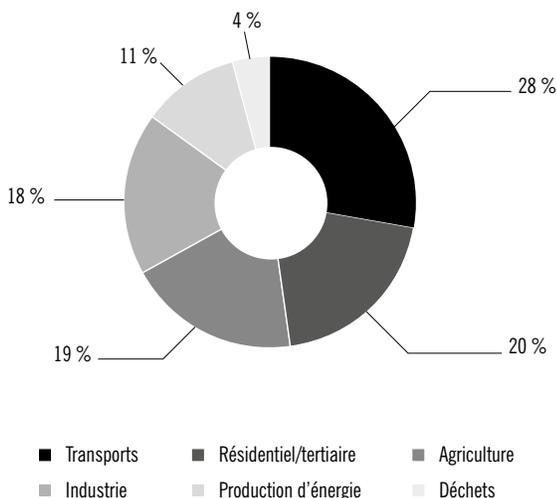
La France représente seulement 1,2 % des émissions mondiales de GES alors qu'elle contribue à hauteur de 4,2 % du PIB mondial¹⁰. **La première source d'émissions est le secteur des transports (28 %) devant le résidentiel/tertiaire (20 %), l'agriculture (19 %), l'industrie (18 %), la production d'énergie (11 %), les déchets (4 %)**¹¹. Cette répartition est à mettre en regard de la consommation d'énergie primaire évoquée plus haut, même si d'autres sources de GES ne proviennent pas de la consommation

¹⁰ « #Cop21, les engagements nationaux de la France », site internet du gouvernement, consulté le 11 avril 2017.

¹¹ Données de 2013, « Émissions de gaz à effet de serre en France et en Europe », site internet du MEDEM, consulté le 11 avril 2017.

d'énergie (notamment dans l'industrie où certains processus sont émetteurs de GES indépendamment de leur consommation d'énergie).

Répartition des émissions de GES par secteur en France



Que ce soit dans un souci d'indépendance énergétique, d'équilibre de notre balance commerciale ou de lutte contre les émissions de GES, la France, après avoir fait des efforts considérables dans le secteur industriel, doit concentrer ses moyens sur la réduction de sa consommation (et donc de ses importations) d'énergie fossile. Cela passe par la baisse de la consommation finale, par une évolution des comportements vers plus de sobriété, une modification des usages ou une meilleure efficacité, principalement dans les secteurs des transports, du chauffage résidentiel/tertiaire et de l'agriculture, plus gros consommateurs de pétrole et de gaz.

À rebours de ces constats, les pouvoirs publics ont, ces dernières années, concentré leurs efforts, notamment financiers, sur la production d'électricité renouvelable en négligeant les autres secteurs fortement émetteurs de GES. Ils n'ont ainsi répondu que de manière imparfaite, très inefficace et très coûteuse aux défis énergétiques : l'indépendance, la compétitivité et la lutte contre le changement climatique.

CHAPITRE II

NOTRE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DOIT RÉPONDRE À QUATRE ENJEUX PRIORITAIRES : CHAUFFAGE, TRANSPORTS, MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ, ET NUCLÉAIRE

A. Le chauffage, fortement émetteur de CO₂, doit redevenir une priorité

1. Des dispositifs nombreux, dotés de moyens financiers considérables

Le chauffage électrique, option longtemps poussée par EDF, a généré de nombreuses externalités négatives sur le système électrique français : surdimensionnement des réseaux, forte sensibilité de la consommation d'électricité aux conditions climatiques... D'où une pointe électrique qui pèse plus de 40 % de la pointe de consommation de toute l'Europe ! Cette particularité française a toutefois contribué à limiter notre consommation de gaz et de fioul et a donc permis de renforcer notre indépendance énergétique.

Si le chauffage électrique constitue une aberration énergétique dans les bâtiments mal isolés, tel n'est pas le cas dans des bâtiments neufs ou rénovés sous le label « Bâtiments basse consommation ». Dans ces logements, le chauffage électrique, éventuellement couplé à des pompes à chaleur pour les pavillons ou le petit collectif, retrouve une certaine pertinence car il présente un coût d'investissement initial limité et une grande flexibilité d'utilisation, en particulier grâce au pilotage de la « maison connectée ».

2. Les réseaux de chaleur : la solution de choix pour décarboner le chauffage dans les centres urbains

Les réseaux de chaleur consistent en des unités centralisées de combustion (chaufferies, incinérateurs de déchets, puits géothermiques) qui permettent de chauffer des habitations *via* un réseau d'eau chaude ou de vapeur. C'est la solution la plus efficace pour décarboner et introduire des énergies renouvelables (EnR) dans les centres urbains : biomasse, composante fermentescible des déchets, géothermie. Par ailleurs, s'agissant de l'utilisation du bois, première énergie renouvelable en

France, la combustion en chaufferie permet d'éviter de rejeter dans l'atmosphère des particules fines qui représentent un enjeu majeur de santé publique.

Le fonds chaleur, géré par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME), est l'outil de la puissance publique pour développer ces réseaux de chaleur. Il est alimenté par des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R). Valorisé en fonction des tonnes de CO₂ évitées, il s'agit sans doute du dispositif le plus efficace pour réduire les émissions de GES en France.

Accentuer la politique de soutien au développement des réseaux de chaleur, si nécessaire en augmentant les crédits alloués au fonds chaleur tout en restant vigilant au prix de la tonne de CO₂ évitée.

3. Le gaz naturel : une solution qui a largement remplacé le fioul sur les dernières décennies et doit s'ancrer dans la durée

Là où le développement des réseaux de chaleur n'est pas possible, le recours au gaz naturel plutôt qu'au fioul permet de réduire significativement les émissions de GES, en particulier en utilisant des chaudières efficaces à condensation.

Privilégier à plus long terme le développement du biogaz, encore marginal aujourd'hui, dans une logique à la fois de décarbonation et de soutien aux agriculteurs en leur apportant un complément de revenu, tout en veillant à ce que le prix de la tonne de CO₂ évitée reste raisonnable.

4. La réglementation thermique et les dispositifs incitant à l'isolation des logements

La réglementation thermique (RT2012) a permis une baisse très forte des consommations des logements, mais s'est traduite par un renchérissement des coûts de construction de logement et une insuffisante qualification des professionnels, d'où des problèmes de malfaçons, en particulier liés aux systèmes d'aération.

Par ailleurs, **en se fondant exclusivement sur la consommation d'énergie primaire, la RT2012 pénalise excessivement le recours au chauffage électrique.**

Afin d'être cohérent avec les objectifs nationaux de la France, il serait plus pertinent que la réglementation thermique des bâtiments s'appuie sur les émissions de GES des différentes solutions de chauffage, en retenant une méthodologie qui s'appuie sur le contenu CO₂ moyen des différents usages de l'électricité.

Au-delà de cette évolution, l'objectif doit être de stabiliser cette réglementation et de faire monter en compétences les professionnels, vouloir à tout prix passer à des bâtiments à énergie positive n'est sans doute pas pertinent. En effet, **l'enjeu principal pour le chauffage concerne prioritairement les bâtiments existants et non le neuf.** De ce point de vue, plusieurs dispositifs cohabitent : (i) les certificats d'économies d'énergie qui sont des obligations assignées aux fournisseurs d'énergie de participer au déclenchement d'opérations d'économie d'énergie, en particulier l'isolation des bâtiments existants ; (ii) le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) qui permet de cofinancer des travaux d'efficacité énergétique ; (iii) l'éco-prêt à taux zéro (ecoPTZ) qui permet de faciliter le financement des travaux d'efficacité énergétique.

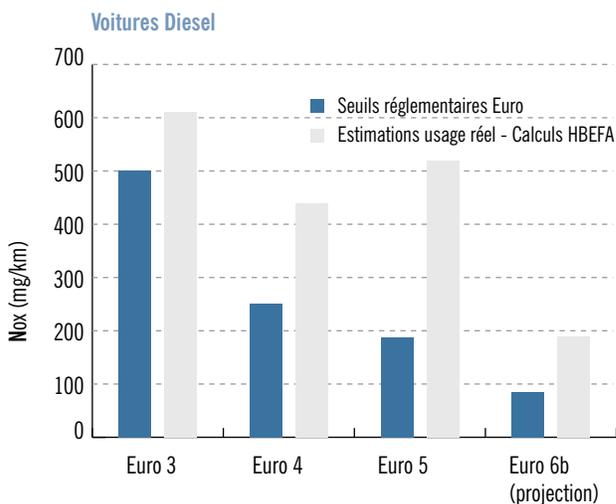
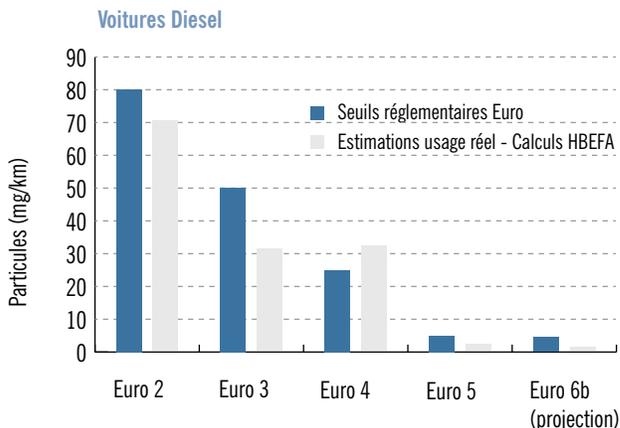
- **Il semble nécessaire d'évaluer et de rationaliser ces différents outils d'incitation à l'isolation des bâtiments et de mieux en évaluer les coûts (ces systèmes vivent aujourd'hui de la complexité administrative qu'ils engendrent).**
- **Traiter les questions de responsabilité entre propriétaire et locataire en matière d'isolation des logements.**

B. Les progrès dans le transport passent par la fiscalité et l'électrification du secteur

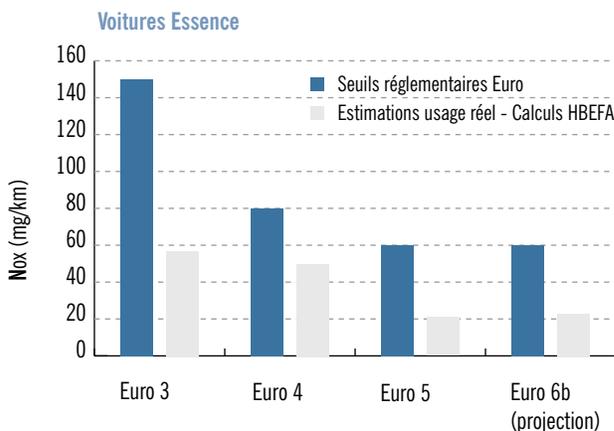
1. L'attractivité de l'essence et du diesel provient principalement de la fiscalité qui y est associée

Comparés aux moteurs essence, les moteurs diesel consomment moins et émettent également moins de CO₂ pour une même distance parcourue. En moyenne, on peut considérer qu'un moteur diesel émet 15 % de moins de CO₂ qu'un moteur essence, c'est d'ailleurs la raison pour laquelle le bonus/malus sur les véhicules, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2008, s'est traduit par une augmentation de la vente de véhicules diesel.

En revanche, les diesels anciens posent un problème de santé publique lié aux émissions de particules fines et d'oxydes d'azote (NOx), mais les normes se sont considérablement durcies pour les nouveaux moteurs diesel.



Source : ADEME, Émissions de particules et de NOx par les véhicules routiers, juin 2014.



Source : ADEME, Émissions de particules et de NOx par les véhicules routiers, juin 2014.

En parallèle, les moteurs à injection essence commencent à se développer. Cette tendance se traduit notamment par une augmentation des émissions de particules.

Historique de la réglementation des émissions à l'échappement des véhicules particuliers

Valeurs limites d'émissions en g/km		CO	HC (hydrocarbures)	HC non méthaniques	HC + NOx	NOx	Particules
Euro 1 1992	Essence	2,72	-	-	0,97	-	-
	Diesel	2,72	-	-	0,97	-	0,14
Euro 2 1996	Essence	2,2	-	-	0,5	-	-
	Diesel	1	-	-	0,7	-	0,08
Euro 3 2000	Essence	2,3	0,2	-	-	0,15	-
	Diesel	0,64	-	-	0,56	0,5	0,05
Euro 4 2005	Essence	1	0,1	-	-	0,08	-
	Diesel	0,5	-	-	0,3	0,25	0,025
Euro 5** 2010	Essence	1	0,1	0,068	-	0,06	0,005*
	Diesel	0,5	-	-	0,23	0,18	0,005
Euro 6 2015	Essence	1	0,1	0,068	-	0,06	0,005*
	Diesel	0,5	-	-	0,17	0,08	0,005

Source : Centre d'Études des Tunnels, MEDEM, Calcul des émissions de polluants des véhicules automobiles en tunnel, novembre 2012.

Aujourd'hui, avec les normes EURO6, les émissions de polluants varient peu d'une motorisation à l'autre, grâce notamment au développement de filtres à particules efficaces. D'un point de vue industriel, nos constructeurs sont très bien positionnés sur les voitures compactes à motorisation diesel, qui sont celles qui émettent le moins de CO₂ ; en revanche, la surconsommation de diesel a un impact négatif sur nos raffineries et entraîne des importations importantes de diesel et des exportations importantes d'essence.

Un rééquilibrage progressif est nécessaire entre la fiscalité de l'essence et celle du diesel afin de donner suffisamment de visibilité aux industriels et aux consommateurs qui ont été incités à acheter du diesel *via* le bonus/malus.

2. Le développement du véhicule électrique constitue un puissant levier de transition

Le développement des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables est la solution la plus pertinente pour décarboner les transports en France, du fait que notre électricité est très peu carbonée, contrairement aux autres pays européens. Il convient également de noter que les industriels français ont conscience des enjeux liés à cette technologie.

- **Il faut donc encourager le développement des véhicules électriques :**
 - **rechercher une meilleure concertation au sein de la filière, le développement de normes et de bornes de recharges ;**
 - **maintenir les dispositifs financiers de soutien à l'achat de ces véhicules : le montant de soutien par véhicule devra diminuer à mesure que les ventes progresseront, pour que l'enveloppe globale reste maîtrisable pour les finances publiques.**
- **Par ailleurs, afin de ne pas conduire à un surdimensionnement du réseau de distribution d'électricité, la charge lente pendant les heures creuses, au domicile et au travail, devra être absolument privilégiée, en faisant l'objet de signaux tarifaires adaptés.**

C. La production d'électricité reste soumise à de forts dysfonctionnements de marché

1. Le secteur de la production d'électricité est en profonde mutation en France comme en Europe

a. *Les prix de gros, qui déterminent la rémunération des producteurs, se situent à un niveau très bas qui pourrait perdurer*

Les prix de marché de l'électricité en France sont passés de 49 €/MWh en 2011 à 38 €/MWh en 2015, puis à 26 €/MWh en mars 2016, avant de remonter au-dessus de 30 €/MWh (les prix futurs jusqu'à 2020 se situant plutôt autour de 35 €/MWh)¹². La baisse massive des prix des énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) liée à la révolution des gaz de schistes en constitue l'une des raisons principales. Les autres facteurs de baisse des prix sont la stagnation de la demande et la surcapacité de production induite par une mauvaise anticipation des acteurs publics comme privés, avec notamment l'augmentation de l'offre renouvelable subventionnée et prioritaire sur le réseau.

Ces niveaux de prix se situent à un niveau inférieur au prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), fixé à 42 €/MWh¹³. Ils permettent tout juste de couvrir les charges d'exploitation et les investissements de maintenance et de prolongation (programme de « grand carénage ») du parc nucléaire existant et sont très largement insuffisants pour encourager la moindre décision d'investissement dans des actifs de production d'électricité non subventionnée. Indépendamment du niveau des prix de marché, on peut même se demander, au vu de la volatilité des marchés de l'électricité, si une quelconque décision d'investissement dans cette industrie en Europe pourrait être prise sans un mécanisme de tarif garanti (comme pour le projet d'EDF à Hinkley Point en Grande-Bretagne, qui a obtenu un tarif garanti de 93 £/MWh sur 35 ans) ou de rémunération régulée des actifs (comme d'autres projets d'infrastructure).

¹² MEDEM, 2016, *op. cit.*

¹³ RTE France, 2016, *op. cit.*

b. Actuellement, ce sont les prix du gaz et du charbon qui déterminent, au premier ordre, ces prix de marché

Le prix de marché du gaz a également fortement baissé, passant de 25 €/MWh au 1^{er} janvier 2015 à 14 €/MWh au 1^{er} janvier 2016. Les prix du charbon se sont effondrés de près de 50 % en cinq ans, même s'ils ont entamé une remontée substantielle depuis mi-2016¹⁴. Les prix du gaz et du charbon déterminent la grande majorité du temps le prix de marché de l'électricité car les moyens de production d'électricité utilisant le gaz et le charbon (qu'ils soient français ou étrangers) sont « marginaux », c'est-à-dire les plus coûteux à faire fonctionner à un instant donné. Ils sont donc appelés après tous les autres moyens de production disponibles. Ce sont donc eux qui fixent le prix.

Bien entendu, dans certaines conditions exceptionnelles, comme celles que nous avons connues à l'hiver 2016-2017 avec la faible disponibilité du parc nucléaire français, ce ne sont plus les centrales à gaz et au charbon qui « font les prix » mais des centrales encore plus coûteuses (fioul, turbines à combustion ou bien effacements rémunérés de consommation), ce qui explique l'envolée conjoncturelle des prix au-delà de 80 €/MWh.

c. Cette baisse des coûts des moyens de production thermique, émetteurs de GES, n'a pas été compensée par l'évolution du prix du carbone

En Europe, les grands émetteurs de GES, principalement les acteurs industriels et les producteurs d'électricité, sont soumis à des quotas d'émissions de CO₂. Ces quotas s'échangent sur une place de marché qui en détermine le prix. En 2005, **le prix du quota variait autour de 30 €/tonne et s'est effondré pour atteindre aujourd'hui 6 €/tonne, ce qui n'est pas suffisant pour inciter les acteurs à limiter leurs émissions de GES**. Plusieurs explications ont été données pour justifier cette baisse, comme la crise de 2008 ou la surabondance de quotas attribués aux industriels. Pour corriger ce dysfonctionnement, le Royaume-Uni a mis en place un prix-plancher du CO₂ (autour de 30 €/tonne¹⁵) qui n'affecte que la production d'électricité. Après avoir souhaité mettre en place un dispositif similaire, le gouvernement français y a finalement renoncé mais continue à défendre au niveau européen un système de corridor de prix des quotas de CO₂ avec un prix-plancher et un prix-plafond

¹⁴ MEDEM, 2016, *op. cit.*

¹⁵ ADEME, Conseil économique pour le développement durable, *Instauration d'un prix – plancher du carbone pour le secteur électrique – Points de repères*, 2016.

qui seraient tous les deux croissants dans le temps, comme nous l'expliquons en partie III. La France n'a pas trouvé à ce stade de soutien solide chez ses partenaires européens et le Brexit accentue son isolement.

d. Les surcapacités de production accentuent cette pression à la baisse sur les prix de l'électricité

Le Bilan prévisionnel RTE 2016 fait apparaître **pour la première fois une baisse de la consommation annuelle d'électricité en France** de 8 TWh d'ici 2021, soit - 1,5 % entre 2015 et 2021¹⁶. Cette inversion de tendance s'explique principalement par :

- les importants efforts d'efficacité énergétique, qui ont plus que compensé l'évolution démographique ;
- la faible reprise de l'activité économique dans un contexte de sortie de crise ;
- un contexte favorable aux nouveaux usages électriques qui encourage les transferts d'usage.

En parallèle, **le développement des énergies renouvelables se poursuit**. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit en France un déploiement significatif d'éolien et de solaire (2 GW par an pour chaque filière à partir de 2018). Ceci n'est pas compensé par la baisse de capacité du fioul, du charbon et du gaz. En Europe, en 2015, la fermeture des centrales nucléaires, principalement en Allemagne (- 1,8 GW), a contribué à réduire la production d'électricité nucléaire de 2,7 % (- 23 TWh). **La croissance des énergies renouvelables a principalement été portée par la production d'énergie éolienne, qui a augmenté de 24,5 % entre 2014 et 2015**¹⁷.

e. Les énergies renouvelables bénéficient partout en Europe de mécanismes de soutien publics et sont donc insensibles aux prix de marchés

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. Ceci permet de soulager l'investisseur de la prise de risque et de lui éviter d'être soumis aux fluctuations des prix de marché. Ce système a deux inconvénients majeurs : son coût, comme

¹⁶ RTE France, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre – demande d'électricité en France. Édition 2016*, 2016.

¹⁷ European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E, *L'Électricité en Europe 2015 – Synthèse de la consommation, de la production et des échanges d'électricité au sein de l'ENTSO-E*, mai 2015.

nous le développons plus bas, 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 régulés dans les EnR, le nucléaire ou les réseaux ont vu le jour en Europe dans le secteur électrique ; 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.

Toutefois, depuis la publication de nouvelles lignes directrices en 2014 par la Commission européenne, ce système est désormais en cours d'évolution avec une intégration progressive des EnR au marché, notamment via la mise en place d'un mécanisme dit de « complément de rémunération ». Néanmoins ce mécanisme, en vigueur en France depuis le 1^{er} janvier 2016 (depuis le 1^{er} janvier 2017 pour l'éolien), limite encore leur exposition aux fluctuations des prix de marché. Cela permet d'apporter aux investisseurs de la visibilité sur les flux de revenus futurs, condition essentielle au financement d'actifs fortement capitalistiques.

Si l'exposition des renouvelables au marché spot demeure réduite, leur croissance ne se fait pas pour autant en dehors de tout mécanisme de marché ou de mise en concurrence. La généralisation des appels d'offres permet de mettre les porteurs de projets en concurrence afin d'attribuer le bénéfice d'un contrat de « complément de rémunération » aux projets qui offrent les meilleures conditions.

24

2. La construction d'un marché européen de l'énergie a été un échec

a. Le marché de l'électricité est à deux vitesses et demeure trop orienté sur le court terme

Le marché européen de l'énergie et notamment de l'électricité est de plus en plus intégré grâce à la mise en place de bourses d'échange, de règles permettant l'émergence de la concurrence et la construction d'infrastructures d'interconnexion.

Les installations nucléaires, hydro-électriques et renouvelables ont pour point commun d'être très capitalistiques, c'est-à-dire qu'elles concentrent une part très importante de leur coût total au moment de l'investissement initial, les charges d'exploitation étant ensuite très faibles. Leur réalisation n'est donc possible qu'à condition de pouvoir sécuriser cet investissement initial en apportant aux bailleurs de fonds de la visibilité sur les flux de revenus futurs pendant des durées très longues (20 à 40 ans).

Or, conçu pour permettre des échanges entre producteurs et consommateurs ainsi que la formation d'un prix équilibrant l'offre et la demande quotidienne, **le marché de l'électricité est incapable de fournir un signal prix de long terme permettant d'inciter des producteurs à investir dans des actifs de production fortement capitalistiques.** Cette faille du marché a été contournée par la mise en place de systèmes de contrats de long terme pour les renouvelables (tarifs d'achat de 15 ou 20 ans) ou le nouveau nucléaire au Royaume-Uni (« *Contract for Difference* », ou CfD, de 35 ans pour le réacteur EPR d'Hinkley Point) et de concessions pour l'hydro-électricité, conduisant tous ces actifs à être utilisés « hors marché ».

Les centrales thermiques (gaz et charbon essentiellement) présentent une moindre intensité capitalistique car l'essentiel de leur coût de fonctionnement est constitué par l'achat de combustible. L'investissement initial peut donc reposer sur l'hypothèse que les prix de l'électricité seront corrélés au prix du gaz ou du charbon, assurant la rentabilité de l'actif pendant toute sa durée de vie. Pour assurer la pérennité de ce type d'actifs, fortement touchés par la baisse des prix de marché et de leur moindre durée d'appel, un marché de capacité (rémunérant la disponibilité des centrales) a toutefois été mis en place au 1^{er} janvier 2017.

Le marché de l'électricité est ainsi un marché à deux vitesses : de nombreux actifs (renouvelables, nouveau nucléaire au Royaume-Uni) sont « hors marché » grâce aux systèmes de tarifs de rachat, contrats de long terme, concessions ou autres types de subventions, alors que les autres moyens de production (nucléaire existant, hydraulique, thermique) sont soumis à un système de formation des prix de marché qui vise l'équilibre de l'offre et de la demande.

Il en résulte :

- (i) des prix plus élevés pour les consommateurs ;**
- (ii) des émissions de GES encore élevées en raison du recours massif au charbon de la part de l'Allemagne notamment, dont plus de 40 %¹⁸ du mix électrique est encore au charbon (contre 3 % en France)¹⁹ ;**
- (iii) des solidarités fragilisées en cas de crise car certains moyens de production permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement ne sont plus rentables ;**
- (iv) l'absence de tout investissement non-subsidonné (hors maintenance du parc nucléaire historique français).**

¹⁸ « Derzeit unverzichtbar für eine verlässliche Energieversorgung », site internet du Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, BMWi, consulté le 10 mai 2017.

¹⁹ RTE France, 2016, *op. cit.*

b. Des évolutions de la régulation visent toutefois à corriger cette situation

Après le Royaume-Uni, la France a mis en place au 1^{er} janvier 2017 un marché de capacité permettant d'apporter une rémunération complémentaire aux actifs concourant à la sécurité d'approvisionnement électrique du pays. Cette régulation, que la Commission européenne s'est efforcée de combattre au prétexte qu'elle pourrait avantager l'opérateur historique, devrait permettre d'éviter la mise à l'arrêt ou sous cocon de centrales nucléaires et au gaz, mais ne fournit pas un cadre adapté pour générer des investissements dans la production d'électricité en ceci qu'elle n'offre pas de visibilité au-delà de quatre ans.

C'est la raison pour laquelle, en parallèle d'un mécanisme rémunérant la capacité électrique, le Royaume-Uni a développé un système de CfD, assimilables à des contrats d'obligation d'achat de l'électricité à un prix déterminé pour générer des nouveaux investissements de production d'électricité renouvelable et nucléaire, dont bénéficie notamment le projet d'EDF à Hinkley Point pour la construction de deux EPR.

Très similaire à ce système de CfD, le mécanisme de complément de rémunération désormais en vigueur en France, contribue à corriger cette situation en conduisant les installations d'EnR à s'intégrer davantage dans le marché tout en leur apportant le signal prix de long terme nécessaire à l'investissement. Plus récemment, une nouvelle proposition de directive de la Commission européenne publiée le 1^{er} décembre 2016 doit permettre une intégration croissante des EnR au marché, avec notamment une remise en cause de la priorité d'injection qui leur était jusqu'alors attribuée. Cette priorité leur est conférée par leur coût de production marginal nul hors coûts de réseau et de gestion de l'intermittence.

Si ces mesures vont dans le bon sens, elles demeurent des ajustements visant à corriger les failles d'un système défectueux. À plus long terme, c'est donc bien une refondation complète du fonctionnement actuel des marchés de l'électricité qu'il faut envisager : une réforme doit être menée à l'échelle européenne pour permettre, dans un cadre concurrentiel permettant d'optimiser les coûts, de planifier et de réaliser les investissements très capitalistiques et de très long terme dont cette industrie a besoin.

3. Paradoxalement, le consommateur d'électricité ne voit pas la baisse des prix de marché de l'électricité sur sa facture ; au contraire, elle explose

Enfin, l'un des seuls résultats tangibles de la politique énergétique de ces dix dernières années est la hausse des factures d'électricité des ménages. Le consommateur français voit depuis quelques années sa facture d'électricité s'envoler. D'environ 130 €/MWh TTC il y a dix ans (tarif bleu 6 kVA), elle est aujourd'hui d'environ 185 €/MWh²⁰, soit une augmentation de 40 % (quand l'indice des prix n'a progressé que de 15 % sur la même période). Ce prix se décompose en 36 % d'énergie, 29 % d'acheminement et 35 % de taxes. Ces taxes sont constituées à plus d'un tiers par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE, intégrée depuis le 1^{er} janvier 2016 dans la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, TICFE)²¹. **Seule la moitié de cette hausse est expliquée par la hausse des tarifs réglementés de vente (énergie et acheminement). Le reste provient d'une hausse des taxes et notamment de la CSPE.**

a. Les taxes se sont envolées en raison des subventions aux renouvelables

Concernant les taxes, la CSPE représente près de 20 % de la facture d'électricité. Elle finance principalement les « subventions » aux énergies renouvelables électriques, comme le solaire ou l'éolien, et dans une moindre mesure la péréquation tarifaire et les tarifs sociaux de l'électricité. **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 2017²².** À titre de comparaison, les dépenses de maintenance et d'exploitation (y compris d'achat de combustible) de tout le parc nucléaire français sont de l'ordre de six milliards d'euros par an²³ 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 attribués entre 2007 et 2010 (pour plus de 5,6 milliards d'euros par an à partir de 2017²⁴) associés dans une moindre mesure à la baisse des prix

²⁰ Commission de régulation de l'énergie, CRE, *Observatoire T3 2016 : Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel*, 2016.

²¹ *Ibid.*

²² CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017*, juillet 2016.

²³ Cour des comptes, *Rapport public annuel 2016 - La maintenance des centrales nucléaires*.

²⁴ CRE, *Délibération*, 2016, *op. cit.*

de marché (en effet, la CSPE vient notamment « compenser » la différence entre un prix garanti au producteur d'électricité renouvelable et un prix de marché). Cette augmentation très forte n'a pas permis d'absorber les charges liées aux subventions des EnR : l'État a donc accumulé à 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. On peut cependant espérer que, grâce à des gains de compétitivité substantiels, les nouveaux projets de solaire et éolien alourdiront peu la CSPE. Les 500 MW de projets solaires attribués en février 2017 lors du dernier appel d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) représenteront ainsi un coût annuel de moins de 20 millions d'euros dans les hypothèses actuelles de prix de marché. Si ces prix venaient à remonter au-dessus du prix moyen proposé par les projets lauréats (62 €/MWh en moyenne), le mécanisme de complément de rémunération prévoit même que les producteurs rembourseraient la différence.

D'ici 2023, la PPE adoptée en 2016 conduit à un doublement de ce soutien financier aux EnR (principalement pour le solaire et l'éolien *offshore*, très coûteux, avec l'hypothèse d'un prix de marché de l'électricité à 31 €/MWh sur la période), de cinq à dix milliards d'euros par an. En Allemagne, ce soutien aux EnR atteint près de 23 milliards d'euros par an²⁵.

À moyen terme, certaines EnR, dont le coût complet diminue fortement, devront bien évidemment constituer une option pour le renouvellement de nos capacités électriques. À court terme, dans la situation de surcapacité de production d'électricité actuelle, l'ajout de nouvelles capacités ne se justifie que (i) si leur coût ne se traduit pas par un alourdissement trop important des subventions et donc de la facture d'électricité, (ii) dans le but de faire émerger une filière française capable de jouer un rôle de premier plan dans la croissance mondiale du secteur et de relever le défi du renouvellement futur de nos capacités électriques.

²⁵ BMWi, *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015*, septembre 2016

- Il est donc important de réduire dans la mesure du possible le poids budgétaire des engagements passés :
 - en fixant un plafond pluriannuel de soutien financier aux EnR (par exemple six milliards d'euros par an), pour éviter une hausse des dépenses publiques dans ce secteur ;
 - en lançant un programme d'inspection des installations bénéficiant de tarifs très élevés afin de casser les contrats frauduleux ;
 - en étudiant, avec les lauréats des appels d'offres éoliens *offshore*, les possibilités de revoir à la baisse les tarifs attribués (conformes au marché à l'époque mais désormais significativement supérieurs aux tarifs observés dans des réalisations similaires en Europe).
- Il faut également limiter le poids budgétaire des engagements futurs :
 - en intégrant les nouveaux projets dans la limite du plafond pluriannuel de soutien aux EnR (par exemple six milliards d'euros par an) ;
 - en poursuivant les évolutions déjà en cours vers une intégration accrue au marché ;
 - en faisant évoluer les « tarifs garantis » (encore en vigueur sur le segment du solaire résidentiel) vers l'autoconsommation, sous certaines conditions (*cf. infra*) ;
 - en simplifiant considérablement le cadre réglementaire, dont les lourdeurs se traduisent par des surcoûts aisément évitables.
- Les filières renouvelables françaises doivent être compétitives et dynamiques afin de gagner des parts de marché à l'export, dans les pays où les besoins réels sont les plus forts et où la croissance du secteur est fulgurante.
- Les mécanismes de soutien publics seront concentrés sur la constitution, sur le territoire national, de filières industrielles compétitives.
- Poursuivre et amplifier les efforts de recherche et développement sur des technologies clés, notamment le stockage de l'électricité. Les ressources dont dispose le CEA pourraient être prioritairement allouées à ces deux technologies.

b. Les coûts d'acheminement progressent avec la construction d'interconnexions et le raccordement des moyens de production renouvelable aux réseaux

Concernant les coûts d'acheminement, ils servent à financer les gestionnaires des réseaux que sont RTE et Enedis liés (i) au développement des interconnexions avec les pays frontaliers voulu par l'Europe (pour des raisons de sécurité d'approvisionnement et d'intégration des marchés de l'électricité), (ii) à l'intégration des renouvelables diffus (éolien et photovoltaïque) et (iii) à la maintenance et au renouvellement des ouvrages existants. RTE et Enedis sont en monopole naturel. Leurs revenus sont fixés par la CRE qui doit couvrir leurs charges opérationnelles (avec une régulation incitative pour obtenir des gains de productivité) et rémunérer leurs investissements par le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). La CRE exerce également **un contrôle des investissements de RTE (mais pas d'Enedis)**.

Ces monopoles naturels doivent être correctement régulés pour éviter l'explosion des coûts de transport et de distribution. L'équilibre économique des réseaux doit être assuré y compris si de nouveaux modes de consommation, comme l'autoconsommation, doivent émerger. Une bonne régulation rend superflue le contrôle capitalistique de ces réseaux par la puissance publique : ces infrastructures sont impossibles à délocaliser, elles peuvent avantageusement être cédées à des investisseurs privés, y compris étrangers, plutôt que d'immobiliser du capital public de plus en plus rare.

- **Encourager la CRE à être encore plus exigeante vis-à-vis des opérateurs de transport (RTE) et distribution (Enedis) en demandant des gains de productivité bénéficiant aux consommateurs.**
- **Envisager l'ouverture du capital voire la privatisation des réseaux d'électricité et de gaz (ce qui suppose une évolution de la législation pour RTE et GRTgaz et des garanties concernant Enedis et GRDF, qui ne sont pas propriétaires d'une grande partie de leurs actifs).**
- **S'assurer que les nouvelles capacités de production (énergies renouvelables ou nouveau nucléaire) contribuent à leur juste part au besoin de développement des réseaux (pour les renouvelables *via* les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables, S3REnR).**

Par ailleurs, dès lors que les prix de l'électricité chez plusieurs de nos voisins (Royaume-Uni, Italie, Espagne...) sont supérieurs aux nôtres, il est pertinent de :

LES PROPOSITIONS

PROPOSITION N° 1

Maîtriser le développement des énergies renouvelables et anticiper les changements de mode de consommation

- **Contenir le poids budgétaire des engagements passés et futurs ;**
- **Concentrer les efforts sur les filières compétitives capables de gagner des marchés à l'export ;**
- **Anticiper les changements de mode de consommation des énergies renouvelables avec l'autoconsommation.**

Quoi ?

• Quels en sont les bénéfices attendus ?

Les énergies renouvelables (EnR) constituent des sources d'énergie non carbonées dont les coûts de production diminuent très rapidement. Elles constituent donc une opportunité incontournable pour l'évolution de notre mix énergétique à condition d'en piloter de manière efficiente et efficace le déploiement.

Le développement des EnR devrait faire émerger une filière française capable de jouer un rôle de premier plan dans la croissance mondiale du secteur et de relever le défi du renouvellement futur de nos capacités électriques.

La maîtrise du développement des EnR en France permettrait de limiter l'augmentation des coûts liés au soutien à ces technologies et d'anticiper les changements de mode de consommation, d'analyser en amont leurs conséquences et de débiter l'adaptation du système des réseaux électriques actuels et de leurs tarifications.

• Quel est l'historique de la proposition dans le débat public ?

L'évaluation des coûts complets des EnR fait l'objet de nombreux débats, notamment au cours des campagnes électorales de 2007 et 2012. Les engagements des différents gouvernements ont été erratiques et inconstants sur la question (avec, par exemple, le moratoire sur les tarifs du photovoltaïque en 2010 pour dégonfler la bulle créée en raison d'un soutien disproportionné). La France demeure en retard par rapport aux objectifs de déploiement fixés par la Commission européenne

(40 % d'EnR dans le mix électrique en 2030) malgré les moyens très importants qui y sont consacrés chaque année. Par ailleurs, alors que la création de filières industrielles a toujours été présentée comme l'un des objectifs principaux d'une politique de soutien aux renouvelables, les espoirs de la fin des années 2000 ont été anéantis par les déboires de Photowatt ou la vente des activités offshore d'Alstom (à General Electric) et d'AREVA (à Gamesa / Siemens).

Combien ?

- **Quels sont les précédents en France et à l'étranger ? Pour quels effets (évalués) ?**

En France, les EnR correspondent à 9,6 % de la consommation finale d'énergie¹ et 18,7 % de la consommation d'électricité².

En Allemagne, le coût du développement important des EnR est supérieur à 20 milliards d'euros par an depuis 2013 et s'élève à 23 milliards d'euros³ en 2016. Malgré ces investissements importants dans les EnR, le niveau des émissions de gaz à effet de serre (GES) n'a guère baissé en Allemagne ces dernières années⁴, car les EnR remplacent l'énergie nucléaire (décarbonée) et non la production à partir d'énergies fossiles, très émettrice de GES⁵.

- **Peut-on dresser un chiffrage des impacts budgétaires, économiques et sociaux de la mesure, en identifiant les acteurs la finançant et ceux en bénéficiant ?**

La hausse des factures d'électricité des ménages s'explique pour moitié par la hausse des tarifs réglementés de vente (énergie et acheminement). Le reste provient d'une hausse des taxes et notamment de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Celle-ci a augmenté de façon très rapide ces dernières années : de

¹ Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, MEDEM, *Chiffres clés de l'énergie*, Edition 2016, février 2017.

² RTE France, *Bilan électrique 2015*, 2016.

³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, BMWI (Ministère allemand de l'Économie et de l'Énergie), *Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015*, 2016, p.26.

⁴ « Bruttostromerzeugung in Deutschland », Infografik, site internet BMWI, consulté le 11 mai 2017.

⁵ « Treibhausgas-Emissionen in Deutschland », site internet Umweltbundesamt (Office fédéral de l'environnement en Allemagne), consulté le 11 mai 2017.

1,5 milliards d'euros en 2005, elle est passée à 6,3 milliards d'euros en 2015. Cette évolution est principalement due au poste « énergies renouvelables », dont le montant était de l'ordre de 100 millions d'euros en 2005 et s'est élevé à environ quatre milliards d'euros en 2015⁶. La mesure a pour but de contenir les hausses futures de tarifs liées au développement des énergies renouvelables. Son impact est direct sur le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

Le domaine des EnR a permis la création de filières industrielles qui emploient plus de 55 000 personnes en 2013⁷ et présente des avantages environnementaux (production décarbonée, énergie propre produite localement). Pérenniser les systèmes de soutien et éviter les à-coups réglementaires permettra de donner de la visibilité aux acteurs privé, indispensable à leur bon développement.

Qui ?

• Quels acteurs doivent la mettre en œuvre ?

Le gouvernement français, et plus particulièrement le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer (MEDEM), doit mettre en place les mécanismes permettant de prévoir et limiter le coût du déploiement des EnR.

• À qui est destinée cette mesure ? Quel est le public qu'elle concerne ?

Cette mesure concerne d'abord les producteurs d'électricité renouvelables qui répondent directement aux appels d'offre de la puissance publique.

Mais la mesure concerne aussi tous les ménages français, dans la mesure où un nouveau mode de consommation tel que l'autoconsommation pourrait avoir un impact tout à la fois sur les producteurs historiques, les réseaux de transport et de production d'électricité, et le mode de tarification de l'électricité et du raccordement au réseau.

⁶ « Montant et évolution de la CSPE », site internet de la Commission de régulation de l'énergie, CRE, consulté le 11 mai 2017.

⁷ Commissariat général au développement durable, *Les éco-activités et l'emploi environnemental en 2013 : premiers résultats*, avril 2015.

Comment ?

• Par quel procédé peut-on la mettre en œuvre ?

La consolidation du développement des EnR passe par un poids budgétaire contenu, des efforts concentrés sur les filières compétitives capables de gagner des marchés à l'export, une anticipation des changements de mode de consommation des EnR avec l'autoconsommation et le renouvellement des concessions hydroélectriques.

Afin de contenir le poids budgétaire des engagements passés et futurs, nous proposons de fixer un plafond pluriannuel de soutien financier aux EnR pour éviter une hausse des dépenses publiques dans ce secteur et y intégrer les nouveaux projets. En parallèle, un programme d'inspection des installations bénéficiant de tarifs très élevés pourra être lancé afin de renégocier les contrats dont les montants ne sont plus justifiés par la compétitivité des coûts de production. Il faudra aussi étudier, avec les lauréats des appels d'offres éoliens offshore, les possibilités de revoir à la baisse les tarifs attribués, et poursuivre les évolutions dans le sens d'une intégration accrue au marché. Par ailleurs, une simplification du cadre réglementaire, dont les lourdeurs se traduisent par des surcoûts aisément évitables, s'impose.

IV

Enfin, nous proposons de faire évoluer les « tarifs garantis » (encore en vigueur sur le segment du solaire résidentiel) vers l'autoconsommation, sous certaines conditions. Ce nouveau mode de consommation doit d'ailleurs être anticipé en assurant la neutralité fiscale entre auto-consommateurs et consommateurs connectés au réseau. Le rééquilibrage de la part fixe du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE, lié à la puissance souscrite) et de la part variable (liée à l'énergie consommée) à moyen terme permettrait d'éviter des comportements de « passagers clandestins ». Cette méthode pourrait être développée sur la base d'expérimentations à petite échelle et à différents niveaux (particulier, poste source, boucle locale, etc.) plutôt que la mise en place d'une usine à gaz réglementaire.

• À quelle échelle doit s'appliquer la proposition ?

La proposition doit s'appliquer à l'échelle nationale, en lien avec la Commission européenne, notamment pour la question des concessions hydroélectriques.

Quand ?

- **Quel pourrait être le calendrier de mise en œuvre ?**

Il faut limiter dès maintenant le poids budgétaire des engagements futurs. La durée des contrats d'achat des EnR étant généralement de vingt ans, la réduction du poids budgétaire ne sera suivie d'effets que sur le long terme et les engagements passés continueront d'avoir un impact.

En revanche, l'autoconsommation n'est encore qu'aux premiers stades de son développement, aussi cette mesure a-t-elle plutôt un horizon moyen / long terme.

PROPOSITION N° 2

Assurer la pérennité du parc nucléaire français

- Prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes, tant que leur sûreté est garantie et que c'est économiquement rentable ;
- Rendre le nouveau nucléaire plus compétitif ;
- Achever la restructuration de la filière nucléaire française.

Quoi ?

• Quels en sont les bénéfices attendus ?

Un parc nucléaire français pérenne doit permettre à la France de bénéficier d'une électricité sûre, bon marché et qui n'émet pas de GES.

Le développement d'un nouveau nucléaire compétitif abaisserait encore les prix de l'électricité : le prix cible des futurs EPR « Nouveau Modèle » devrait être inférieur à 80 €/MWh.

En parallèle, la filière nucléaire française doit être restructurée : la cession de la partie réacteurs d'Areva à EDF devrait permettre de faire d'EDF le véritable chef de file sur la partie réacteur et du nouvel Areva un acteur majeur du cycle du combustible nucléaire. Ce mouvement a déjà été amorcé et doit aboutir rapidement.

• Quel est l'historique de la proposition dans le débat public ?

La question a fait irruption dans le débat public à l'occasion de l'élection présidentielle de 2012. Le candidat François Hollande avait alors intégré dans son programme la fermeture de la centrale de Fessenheim, en Alsace, qui est la plus ancienne de l'Hexagone.

À l'occasion des débats sur la loi de transition énergétique pour la croissance verte, en 2015, la détermination d'une trajectoire de référence pour le mix électrique français a posé en creux la question du renouvellement des centrales, sans que celle-ci soit effectivement tranchée.

À l'occasion de l'élection présidentielle de 2017, les principaux candidats ont proposé des trajectoires d'évolution pour le mix électrique français largement divergentes⁸, contribuant ainsi à relancer le débat autour de la prolongation et du renouvellement de notre parc nucléaire.

Combien ?

• Quels sont les précédents en France et à l'étranger ? Pour quels effets (évalués) ?

En France, en août 2016, la loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTE) a fixé un objectif de réduction de la dépendance au nucléaire :

- d'une part, elle limite la capacité maximale de production à la capacité du parc actuel, soit 62,3 GW : toute nouvelle installation nucléaire entraînera la fermeture d'au moins une capacité existante ;
- d'autre part, elle fixe un rythme de réduction du nucléaire à 50 % dans le mix électrique à horizon 2025 : afin d'atteindre cet objectif, il faudrait décider la fermeture d'une centrale sur trois lors du nouveau quinquennat.

À l'étranger, les pays ont pris des décisions diverses quant à la poursuite ou non de leur activité nucléaire. Aux États-Unis, il a été décidé de prolonger la durée de vie du parc nucléaire, de 40 à 60 ans, voire 80 ans pour certaines centrales : remarquons qu'il s'agit du seul pays qui dispose d'un parc nucléaire globalement plus ancien que le parc français, et il a fait le choix d'en prolonger la durée d'exploitation sur la base de critères économiques et non politiques. L'Allemagne, l'Italie et le Japon ont opté pour une sortie accélérée du nucléaire, suite aux catastrophes nucléaires de Tchernobyl (1986) pour l'Italie et Fukushima (2011) pour les autres pays. La Suisse a quant à elle défini une trajectoire de sortie progressive du nucléaire.

L'Allemagne a décidé, en 2011, de renoncer aux quelque 20 GW de capacités installées avant 2023, ce qui correspond, *grosso modo*, au rythme de transition prévu par la LTE en France. Pour cela, l'Allemagne a principalement développé les EnR, mais a dû maintenir une part élevée de charbon et de lignite dans sa production d'électricité, ce qui a eu des conséquences mitigées sur le bilan carbone de la production d'électricité.

⁸ « Climat, Environnement et Agriculture », site internet Institut Montaigne, consulté le 11 mai 2017.

Le Japon avait fait le choix de renoncer au nucléaire immédiatement après la catastrophe de Fukushima, alors qu'il représentait 30 % de sa production électrique, en prenant l'engagement d'une sortie anticipée d'ici 2025. Cependant, une augmentation de 20 à 30 % du prix de l'électricité et un record d'émissions de GES atteint en 2011 ont relancé le débat. À l'heure actuelle, la durée de fonctionnement des centrales a été limitée à 40 ans.

En Suisse, une sortie progressive du nucléaire a été légalement prévue par l'*Energiewende* mais un référendum a été organisé en novembre 2016 sur une sortie anticipée du nucléaire. Les citoyens helvètes ont alors refusé à 54 % la limitation à 45 ans de la durée de vie de leurs centrales. Une telle décision aurait entraîné la fermeture immédiate de trois des cinq centrales nucléaires du pays.

- **Peut-on dresser un chiffrage des impacts budgétaires, économiques et sociaux de la mesure, en identifiant les acteurs la finançant et ceux en bénéficiant ?**

D'après le rapport public annuel de la Cour des comptes de février 2016⁹, le montant du grand carénage s'élèverait à près de 100 milliards d'euros, d'ici à 2030, afin de maintenir le parc actuel en état de répondre à la consommation électrique et aux normes de sûreté nucléaire, dans l'hypothèse où les durées de vie de toutes les centrales nucléaires françaises seraient prolongées. Ces 100 milliards d'euros se répartissent en dépenses d'exploitation (25 milliards d'euros) et en dépenses d'investissement (75 milliards d'euros).

En 2010, le coût de production de l'électricité nucléaire était de 49,6 €/MWh. En 2013, il est passé à 59,8 €/MWh, puis 62,6 €/MWh en 2014, notamment en raison de la hausse des investissements de maintenance. Étant donné le lissage des investissements de maintenance à environ 4,4 Md€ par an sur la période 2014-2030 (soit près de 75 milliards d'euros au total), leur impact sur le coût de production devrait être limité. Dans un scénario pessimiste proposé par la Cour des comptes, l'hypothèse d'une augmentation de 100 % des investissements porterait le coût de production à 70 €/MWh.

⁹ Cour de comptes, Rapport public annuel 2016 - *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, février 2016.

Qui ?

• Quels acteurs doivent la mettre en œuvre ?

L'État doit signer les décrets autorisant l'exploitant, en l'occurrence EDF, à réaliser les travaux qui permettraient de prolonger les centrales. Cette autorisation ne peut être délivrée qu'une fois que l'Agence de sûreté du nucléaire (ASN) aura rendu les avis sur leur potentielle prolongation courant 2018. L'ensemble du tissu industriel opérant dans le secteur sera également mobilisé pour réaliser l'ensemble de ces travaux.

• À qui est destinée cette mesure ? Quel est le public qu'elle concerne ?

Le programme de grand carénage, la décision de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes et le développement d'un nouveau nucléaire compétitif concernent l'ensemble de la filière nucléaire française : l'ASN, EDF, Areva NP, le CEA ainsi que toutes les entreprises sous-traitantes.

Comment ?

• Par quel procédé peut-on la mettre en œuvre ?

Cette proposition peut d'abord être mise en place en décidant la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes, tant que leur sûreté est garantie et que c'est économiquement rentable. EDF est un acteur clé de cette décision puisque l'entreprise détient et opère actuellement ces centrales. L'ASN en tant qu'autorité indépendante donnera un avis sur le caractère sûr des centrales concernées. Enfin l'État devra donner les autorisations administratives.

Par ailleurs, il faut rendre le nouveau nucléaire plus compétitif, en abaissant le coût de revient de l'EPR à travers le développement de l'EPR NM « nouveau modèle » sur lequel travaillent les équipes d'EDF et d'Areva Nuclear Power (NP). La France devra étudier la possibilité de la mise en place d'un mécanisme de Contrat pour Différence attribué par un mécanisme de mise en concurrence ou de dialogue compétitif pour la construction future de réacteurs nucléaires, afin de procéder à une négociation serrée sur le prix. En parallèle, la filière nucléaire française doit se positionner résolument sur les projets à l'export.

Enfin, il faut achever la restructuration de la filière nucléaire française : mener à bien la recapitalisation d'Areva et la cession de son activité réacteur à EDF. L'entrée d'investisseurs stratégiques chinois et japonais au capital d'Areva et d'Areva NP est souhaitable, afin de consolider les partenariats existants et de disposer de ressources externes pour financer cette refondation de la filière nucléaire française, ce qui constitue un point essentiel aux yeux de la Commission européenne.

- **À quelle échelle doit s'appliquer la proposition ?**

La proposition doit s'appliquer à l'échelle de la France, même le nouveau nucléaire doit pouvoir ensuite permettre aux industriels français de gagner des marchés à l'export.

Quand ?

- **Quel pourrait être le calendrier de mise en œuvre ?**

La décision de prolongation de la durée de vie des centrales existantes doit être prise en amont de leur fin de vie théorique (2020-2030), suite aux avis que rendra l'ASN en 2018.

Quant au nouveau nucléaire, il n'est pas nécessaire à court terme pour nos besoins énergétiques, surtout si la prolongation de la durée de vie du parc existant est actée au cours du nouveau quinquennat, mais la durée de développement et de construction nécessitera que des orientations soient prises dans le même temps afin de permettre, si cela est économiquement justifié, la mise en service d'EPR NM en France à partir de 2030.

Enfin, la restructuration de la filière nucléaire française devrait être achevée d'ici fin 2017, début 2018.

PROPOSITION N° 3

Développer les réseaux de chaleur et le biogaz dans le chauffage et inciter à l'isolation du bâti

- Accentuer la politique de soutien au développement des réseaux de chaleur ;
- Favoriser à plus long terme le développement du biogaz ;
- Appuyer la Réglementation thermique des bâtiments sur les émissions de GES des différentes solutions de chauffage selon une méthodologie évaluant le contenu CO₂ des différents usages de l'électricité ;
- Évaluer et rationaliser les différents outils d'incitation à l'isolation des bâtiments et mieux en évaluer les coûts ;
- Engager un dialogue sur la responsabilité entre propriétaire et locataire en matière d'isolation des logements.

Quoi ?

• Quels en sont les bénéfices attendus ?

Afin de réduire les émissions de GES dans le chauffage, deux leviers d'actions doivent être actionnés : favoriser les énergies qui émettent le moins de carbone, d'une part ; diminuer la consommation d'énergie, d'autre part.

Les réseaux de chaleur constituent la solution la plus efficace pour décarboner et introduire des EnR dans les centres urbains ; là où les réseaux de chaleur ne peuvent pas se développer, le biogaz doit être favorisé.

Par ailleurs, la Réglementation thermique des bâtiments de 2012 se fonde exclusivement sur la consommation d'énergie primaire, et pénalise donc excessivement le recours au chauffage électrique, pourtant peu carboné en France. Considérer les émissions de GES des différentes solutions de chauffage permettrait d'identifier les solutions ayant le meilleur bilan carbone.

L'isolation des bâtiments permettrait de réduire les besoins en termes de chauffage, et donc la consommation finale d'énergie.

• Quel est l'historique de la proposition dans le débat public ?

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) gère, depuis 2009, le fonds chaleur pour développer les réseaux de chaleur. Il est alimenté par des EnR et de récupération et valorisé en fonction des tonnes de CO₂ évitées.

La rénovation du bâti fait l'objet de nombreuses politiques publiques et d'initiatives privées. Ainsi, l'éco PTZ, initié par le Grenelle de l'environnement, existe depuis 2009. Il permet actuellement aux particuliers d'emprunter jusqu'à 30 000 € pour financer les travaux de rénovation énergétique de leur résidence principale, à condition que l'entreprise en charge des travaux soit labellisée RGE. La durée du prêt est de dix ans mais peut aller jusqu'à 15 ans. L'éco PTZ est distribué par les banques commerciales signataires d'une convention avec l'État. Le coût des intérêts est pris en charge par l'État qui rembourse les banques. L'association Effinergie promeut depuis sa création en 2006 les bâtiments basse consommation et a ainsi contribué à la diffusion du label « BBC » pour "bâtiments basse consommation", introduit dès 2012.

La loi de transition énergétique fixe pour objectif d'atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050.

Lors de la campagne électorale de 2017, de nombreux candidats ont annoncé des mesures ambitieuses en matière de rénovation du bâti.

Combien ?

• Quels sont les précédents en France et à l'étranger ? Pour quels effets (évalués) ?

Le montant total consacré au CITE a augmenté depuis son élargissement en 2014 : de 619 millions d'euros, il a atteint 1,4 milliards d'euros selon le PLF 2016.

Le nombre d'éco PTZ distribués n'a eu de cesse de diminuer depuis 2009, passant de 70 933 en 2009 à 23 567 en 2015¹⁰. Une critique récurrente des dispositifs PTZ tient à leurs distributions par les banques commerciales : celles-ci ne sont pas

¹⁰ « Projet de loi de finances pour 2017 : Écologie, développement et mobilité durables : énergie », site internet du sénat, consulté le 11 mai 2017.

incitées à proposer à leurs clients ce type de produits car il s'avère lourd à gérer et peu rémunérateur.

- **Peut-on dresser un chiffrage des impacts budgétaires, économiques et sociaux de la mesure, en identifiant les acteurs la finançant et ceux en bénéficiant ?**

La mesure que nous proposons vise à optimiser le bilan carbone des investissements déjà réalisés et prévus pour la rénovation du bâti. Elle peut donc être mise en œuvre à budget constant.

Qui ?

- **Quels acteurs doivent la mettre en œuvre ?**

Le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer doit mettre en œuvre cette proposition. En particulier, il pourra s'attacher à développer les contrôles *a posteriori* des dispositifs déployés pour la rénovation du bâti.

L'ADEME doit continuer la mise en œuvre des actions entreprises dans le cadre du fonds chaleur et soutenir les projets recourant au biogaz.

- **À qui est destinée cette mesure ? Quel est le public qu'elle concerne ?**

Cette mesure concerne tout à la fois les habitats collectifs et individuels, la puissance publique, les collectivités et les entreprises, que ce soit par la rénovation du bâti ou par les réseaux de chaleur.

Les décisions concernant l'isolation du bâti auraient donc un impact sur l'ensemble de la population, via l'isolation des logements ou des locaux professionnels.

Par ailleurs, le développement du biogaz apporterait un soutien aux agriculteurs en leur apportant un complément de revenu.

Comment ?

• Par quel procédé peut-on la mettre en œuvre ?

Pour mettre en œuvre cette proposition, diverses mesures peuvent être décidées.

Il faut accentuer la politique de soutien au développement des réseaux de chaleur, en augmentant si nécessaire les crédits alloués au fonds chaleur, tout en favorisant à plus long terme le développement du biogaz.

Il est aussi nécessaire de modifier la Réglementation thermique des bâtiments en la fondant sur les émissions de gaz à effet de serre des différentes solutions de chauffage selon une méthodologie évaluant le contenu CO₂ des différents usages de l'électricité.

Enfin, concernant l'isolation des bâtiments, il faut évaluer et rationaliser les différents outils d'incitation à l'isolation des bâtiments, mieux en évaluer les coûts, et engager un dialogue sur la responsabilité entre propriétaire et locataire en matière d'isolation des logements.

XIV

• À quelle échelle doit s'appliquer la proposition ?

Cette proposition doit s'appliquer au niveau national.

Quand ?

• Quel pourrait être le calendrier de mise en œuvre ?

La rationalisation des dispositifs en faveur de la rénovation du bâti peut être entreprise immédiatement.

La réglementation environnementale prévue pour 2018 (RE2018), qui encadrera la prochaine réglementation thermique (RT2020), pourra intégrer une mesure des émissions de GES au global selon les différents types de chauffage.

PROPOSITION N° 4

Développer l'électrification des transports et adapter le cadre fiscal des carburants fossiles

- Rééquilibrer progressivement la fiscalité de l'essence et celle du diesel ;
- Rechercher une meilleure concertation au sein de la filière, le développement de normes et de bornes de recharges ;
- Maintenir les dispositifs financiers de soutien à l'achat de ces véhicules ;
- Privilégier absolument, par des signaux tarifaires adaptés, la charge lente, au domicile et au travail, pendant les heures creuses.

Quoi ?

• Quels en sont les bénéfices attendus ?

Les bénéfices attendus sont principalement d'ordre environnemental. L'objectif est de favoriser le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, afin de décarboner les transports en France en transférant l'usage de carburant fossile à de la consommation d'électricité. Or, en France, la production d'électricité émet peu de GES.

Dans le domaine des transports, un second objectif est poursuivi : la limitation des émissions de particules fines et d'oxydes d'azote nuisibles à la santé publique, par la fin de l'incitation à la consommation de diesel, qui passe d'abord par la poursuite du rééquilibrage entre la fiscalité de l'essence et celle du diesel.

• Quel est l'historique de la proposition dans le débat public ?

En moyenne, un moteur diesel émet 15 % de moins de CO₂ qu'un moteur essence, c'est pourquoi un système de bonus/malus sur les véhicules, en faveur des véhicules diesel, a été mis en place le 1^{er} janvier 2008, et les taxes sur les diesels sont moins élevées que celles sur l'essence. Cependant, ce déséquilibre n'est plus justifié, puisque le diesel pose un problème de santé publique lié aux émissions de particules fines et d'oxydes d'azote.

Combien ?

- **Quels sont les précédents en France et à l'étranger ? Pour quels effets (évalués) ?**

En Allemagne, un système de bonus existe pour les véhicules électriques ou hybrides rechargeables (allant jusqu'à 4 000 € pour les véhicules complètement électriques).

En 2015, la France arrive en troisième place sur le marché européen des véhicules particuliers neufs diesel, derrière l'Allemagne et le Royaume-Uni. Sur l'ensemble du parc français, 62 % des voitures en circulation au 1^{er} janvier 2016 étaient équipées d'un moteur diesel.

Le marché automobile français des véhicules électriques et hybrides est l'un des plus importants en Europe occidentale. En 2015, les immatriculations de voitures particulières neuves hybrides ont progressé de 43 % ; celles de voitures particulières neuves électriques de 64 %. Les véhicules électriques et hybrides correspondent, en 2015, à un peu plus de 4 % du marché des voitures particulières neuves¹¹.

XVI

- **Peut-on dresser un chiffrage des impacts budgétaires, économiques et sociaux de la mesure, en identifiant les acteurs la finançant et ceux en bénéficiant ?**

En ce qui concerne les dispositifs de soutien à l'achat de véhicules électriques et hybrides rechargeables, le montant de soutien par véhicule devra diminuer à mesure que les ventes progresseront, pour que l'enveloppe globale reste maîtrisable pour les finances publiques.

Certains candidats à l'élection présidentielle de 2017 proposaient également de réduire l'écart de fiscalité entre le diesel et l'essence. Nous en proposons le chiffrage suivant, qui constitue un majorant des hausses de recettes pour l'État puisque nous n'envisageons pas les effets de transfert d'usage au profit des véhicules électriques qui pourraient diminuer les recettes fiscales sur les carburants fossiles :

¹¹ Comité des constructeurs français d'automobiles, CCFA, *L'industrie automobile française – Analyse et statistiques 2016*

Le différentiel de taxation entre le gazole et l'essence était de 6,11 milliards d'euros en 2015, selon la Cour des comptes¹². La convergence des taux de la fiscalité du diesel et de l'essence a été poursuivie en 2016 et 2017, de 1 €/hL chaque année (+ 1 pour le diesel et -1 pour l'essence chaque année). Entre 2015 et 2017, l'écart de taux s'est donc réduit de 4 €/hL. Au regard des écarts de fiscalité de ces deux carburants (65,07 pour le SP et 53,07 pour le gazole pour 2017, soit 12 €/hL, selon le voies et moyens tome 1 annexé au PLF 2017) les ajustements entre 2015 et 2017 ont représenté 21 % de l'écart entre les taux diesel et essence, et donc 21 % des 6,11 milliards d'euros estimés par la Cour des comptes. Au total, l'écart restant total est donc de 4,8 milliards d'euros (= (100 % – 21 %) x 6,11).

Qui ?

• Quels acteurs doivent la mettre en œuvre ?

Le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer prend en charge la définition des bonus/malus écologiques et doit donc mettre en œuvre les mesures fiscales d'incitation à l'électrification des transports.

• À qui est destinée cette mesure ? Quel est le public qu'elle concerne ?

Cette mesure concerne l'ensemble des ménages français, puisqu'elle a pour vocation de les guider dans leur choix d'achat de véhicule. Par ailleurs, elle a aussi un impact sur les acteurs industriels du domaine des véhicules électriques ou hybrides.

Comment ?

• Par quel procédé peut-on la mettre en œuvre ?

Il faut poursuivre le rééquilibrage progressif de la fiscalité de l'essence et de celle du diesel.

En parallèle, pour développer l'électrification des transports, il faut rechercher une meilleure concertation au sein de la filière, développer des normes adaptées et

¹² Cour des comptes, *L'efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable*, novembre 2016.

mettre en place des bornes de recharges sur le territoire. Par ailleurs, il est bien de maintenir les dispositifs financiers de soutien à l'achat de véhicules électriques ou hybrides rechargeables, tout en privilégiant, par des signaux tarifaires adaptés, la charge lente pendant les heures creuses, au domicile et au travail, afin d'éviter un surdimensionnement du réseau de distribution d'électricité.

- **À quelle échelle doit s'appliquer la proposition ?**

La proposition doit s'appliquer au niveau national (niveau auquel ont été définis les bonus écologiques).

Quand ?

- **Quel pourrait être le calendrier de mise en œuvre ?**

Le rééquilibrage de la fiscalité de l'essence et de celle du diesel est déjà en cours et pourrait être poursuivi dans un objectif de convergence à la fin du nouveau quinquennat.

Le déploiement des véhicules électriques s'inscrit dans le plus long terme car il suppose de créer ou d'adapter à la fois le marché de la construction et des équipements et les infrastructures de recharge.

PROPOSITION N° 5

Renforcer notre action en faveur du climat et l'asseoir sur une taxation du carbone

- Au niveau européen, fixer un objectif consensuel de réduction des importations d'hydrocarbures qui laisse aux États membres le choix des moyens pour y parvenir, dans le respect du principe de subsidiarité et en ayant pour objectif d'en minimiser les coûts ;
- Mettre en place au sein de l'Union européenne un prix du carbone plancher de 30 €/t ;
- Conserver la trajectoire d'évolution de la Contribution Climat Énergie en abaissant en parallèle la fiscalité pesant sur les entreprises et les ménages ;
- Flécher une partie du produit de la fiscalité carbone vers les actions en faveur du climat : soutien aux énergies renouvelables, aux réseaux de chaleur, aux véhicules électriques et hybrides, à l'isolation des bâtiments...

Quoi ?

• Quels en sont les bénéfices attendus ?

Cette mesure doit permettre de réduire les importations d'hydrocarbures, et de créer les incitations nécessaires pour les actions en faveur du climat et les investissements ou technologies sobres en carbone. Cela permettrait de rééquilibrer la balance commerciale (étant donné que l'Union européenne dispose de très peu d'hydrocarbures sur son territoire) et de disposer d'une plus grande indépendance énergétique. Mais l'objectif principal de cette mesure est la réduction des émissions de GES.

• Quel est l'historique de la proposition dans le débat public ?

Le gouvernement français a souhaité mettre en place une taxation du carbone, mais y a finalement renoncé ; la France continue à défendre l'idée d'un prix-plancher et d'un prix-plafond qui seraient tous les deux croissants dans le temps, mais n'a pas trouvé de soutien solide chez ses partenaires européens et le Brexit accentue son isolement -alors que le Royaume-Uni était favorable à un prix plancher du CO₂.

Par ailleurs, en France, après plusieurs tentatives infructueuses en raison de censure constitutionnelle en 2000 et 2009, la Contribution Climat Énergie (CCE) a été mise en place dans le budget 2014 sous la forme d'une « composante carbone » proportionnelle aux émissions de GES dans les taxes sur les énergies fossiles (carburants, gaz naturel, charbon). Elle a connu une trajectoire croissante dans le temps et alourdi la fiscalité des entreprises et des ménages.

Combien ?

- **Quels sont les précédents en France et à l'étranger ? Pour quels effets (évalués) ?**

L'Europe dispose d'un marché européen des quotas de carbone (Emissions Trading System, ETS) qui s'applique aux industriels, grands émetteurs de CO₂.

Le Royaume-Uni a mis en place un prix-plancher du CO₂ (autour de 30 €/tonne) qui n'affecte que la production d'électricité.

XX

- **Peut-on dresser un chiffrage des impacts budgétaires, économiques et sociaux de la mesure, en identifiant les acteurs la finançant et ceux en bénéficiant ?**

À partir d'un prix du carbone plancher de 30 €/tonne, les quotas ont un impact sur l'orientation des prises de décisions et deviennent déterminants pour réduire l'impact sur le climat.

La fiscalité carbone contribuerait positivement aux recettes de l'État, qui pourrait financer des incitations pour les actions en faveur du climat.

Qui ?

- **Quels acteurs doivent la mettre en œuvre ?**

La réduction des importations d'hydrocarbures doit résulter d'un consensus entre les États membres de l'Union européenne.

Par ailleurs, pour mettre en place un prix du carbone plancher sur le marché des ETS, un régulateur central devrait être chargé de retirer ou ajouter des quotas dans le marché pour maintenir le prix du quota au sein d'un corridor.

Enfin, la fiscalité des ménages et entreprises, ainsi que les incitations aux actions en faveur du climat sont à la charge du gouvernement, et en particulier le Ministère de l'Économie et des Finances.

• À qui est destinée cette mesure ? Quel est le public qu'elle concerne ?

Cette mesure concerne l'ensemble des États membres de l'Union européenne, puisqu'ils doivent choisir les moyens de limiter les importations d'hydrocarbures dans leur pays.

Elle concerne aussi les grands émetteurs de GES (acteurs industriels et producteurs d'électricité), qui seront amenés à changer l'orientation de leurs décisions si un prix du carbone plancher était mis en place.

Enfin, si la fiscalité était modifiée, les entreprises et l'ensemble des ménages seraient également concernés.

Comment ?

• Par quel procédé peut-on la mettre en œuvre ?

Au niveau européen, nous proposons de :

- fixer un objectif consensuel de réduction des importations d'hydrocarbures qui laisse aux États membres le choix des moyens pour y parvenir, dans le respect du principe de subsidiarité et en ayant pour objectif d'en minimiser les coûts. Cet objectif entraînerait la fermeture du parc de production au charbon qui devra être accompagnée sur le plan social ;
- mettre en place au sein de l'Union européenne un prix du carbone plancher de 30 €/t, en fixant une trajectoire d'évolution du prix de la tonne de carbone, apportant de la visibilité jusqu'en 2050 voire au-delà.

Au niveau national, nous proposons de :

- conserver la trajectoire d'évolution de la Contribution Climat Énergie en abaissant en parallèle la fiscalité pesant sur les entreprises et les ménages (impôts et charges) ;
- flécher une partie du produit de la fiscalité carbone vers les actions en faveur du climat : soutien aux EnR, aux réseaux de chaleur, aux véhicules électriques et hybrides, à l'isolation des bâtiments...

• À quelle échelle doit s'appliquer la proposition ?

Cette proposition doit être appliquée à la fois au niveau national (modifications de la fiscalité) au niveau européen (réduction des hydrocarbures, taxe carbone).

Quand ?

• Quel pourrait être le calendrier de mise en œuvre ?

Le Conseil européen, dans ses conclusions d'octobre 2014, a fixé les lignes directrices du réexamen du marché ETS, pour la période après 2020. En juillet 2015, la Commission européenne a présenté une proposition législative dans ce sens.

En février 2017, le Parlement européen a adopté ses amendements, et le Conseil a arrêté sa position de négociation ; cela signifie que les négociations avec le Parlement européen peuvent commencer, l'objectif étant de parvenir à un accord sur le texte final¹³.

Cette proposition doit donc être mise en œuvre très prochainement, pour être en cohérence avec le calendrier de révision de du marché ETS.

¹³ « Réforme du système d'échange de quotas d'émission de l'UE », site internet Conseil européen, consulté le 11 mai 2017.

- Favoriser le développement des interconnexions à l'échelle européenne pour permettre l'exportation de notre électricité à bas coût variable (nucléaire et renouvelable).

En effet, cela est favorable au système électrique français et permet de décarboner le mix électrique européen en exportant davantage notre nucléaire et nos EnR plutôt que de conditionner le développement de l'un au déclin de l'autre.

4. Le développement des énergies renouvelables doit anticiper de profondes mutations

À terme, la baisse des coûts des moyens de production renouvelables, notamment photovoltaïques, ainsi que du stockage, pourraient rendre les moyens d'autoproduction compétitifs. Mais il faudra être vigilant sur la soutenabilité et l'équité d'une telle évolution.

Les technologies renouvelables, notamment solaires photovoltaïques, progressent rapidement. C'est ce qui explique la division par deux entre 2011 et 2016 des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque pour les centrales au sol comme pour les installations résidentielles. Le tarif de ces dernières est de 235 €/MWh²⁶ ce qui est encore prohibitif mais s'explique par l'obligation d'utiliser la technologie d'intégration au bâti (IAB), une spécificité française qui représente des surcoûts considérables et a historiquement entraîné de nombreux problèmes d'étanchéité. La suppression de cette obligation est en cours : si elle est confirmée et si la baisse du prix des installations se poursuit au même rythme dans les prochaines années, la « parité » sera à terme atteinte avec le prix TTC de l'électricité fournie par les électriciens, au moins dans le sud de la France. Sur le segment des moyennes toitures (hangars, bâtiments commerciaux, bâtiments industriels), la parité TTC (à la différence du HT) est déjà atteinte : des installations sont mises en service dans le sud de la France à des prix inférieurs à 120 €/MWh²⁷.

Dans ce contexte, il faut donc s'attendre à ce qu'un nombre croissant de consommateurs (particuliers, industriels, collectivités) trouvent un intérêt économique à **autoconsommer leur électricité**, c'est-à-dire à acheter leur propre installation solaire

²⁶ CRE, valable jusqu'à l'entrée en vigueur prévue prochainement du nouvel arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts.

²⁷ CRE, résultats de l'appel CRE 3.

non pas dans le but de vendre leur électricité sur le réseau à des tarifs subventionnés, ce qui correspondait au schéma mis en œuvre jusqu'à présent, mais dans le but de la consommer directement sur place pour réduire leur consommation en provenance du réseau, et donc leur facture sans augmenter le volume de la CSPE.

Il faut voir dans l'autoconsommation une opportunité à plusieurs titres :

- **l'autoconsommation encourage le développement de technologies innovantes** (stockage, domotique, gestion intelligente de la consommation, etc.) et mobilise des technologies et des savoir-faire dans le numérique et le *big data*. C'est un marché potentiel pour les *start-ups* françaises du numérique ;
- **cela rend les citoyens acteurs de la gestion de leur énergie**, ce qui est sans doute un des leviers les plus puissants de réduction de la consommation d'énergie. Un consommateur qui autoconsomme est davantage conscient de ses consommations qu'un consommateur qui se contente d'appuyer sur un bouton ;
- **c'est un marché en forte croissance dans le monde**. Les technologies requises par l'autoconsommation sont celles qui permettront de répondre, par exemple, à la question de l'électrification de l'Afrique ;
- **cela permet de rapprocher la production électrique des lieux de consommation**. Elle s'inscrit dans une dynamique globale de réappropriation des questions énergétiques par les territoires et les citoyens.

32

Au-delà des coûts, le principal obstacle à l'autoconsommation renouvelable réside dans l'intermittence de ce type d'énergie qui dépend de l'ensoleillement. Ce problème peut techniquement être résolu en activant des leviers de contrôle de la demande (par exemple, en faisant fonctionner les ballons d'eau chaude le jour plutôt que la nuit) ou bien avec des moyens de stockage, par batterie lithium-ion par exemple, dont les coûts, aujourd'hui encore très élevés, baissent rapidement. Néanmoins, autoconsommation ne veut pas dire autarcie : les consommateurs continueront d'avoir besoin d'un réseau électrique fiable et disponible dans une logique assurantielle (fournir de l'électricité quand la production locale d'EnR est insuffisante). Il sera toujours moins coûteux pour la collectivité de faire appel à ce réseau plutôt que de développer des moyens de stockage pour chaque point de consommation afin de les rendre totalement autonomes. Ce serait comme multiplier les intranets non-connectés entre eux à l'heure d'Internet, se privant ainsi de la valeur ajoutée créée par les réseaux.

Le développement de l'autoconsommation pourrait avoir un impact à la fois sur les producteurs historiques et les réseaux de transport et de production d'électricité.

Demain, les grandes infrastructures de production et de transport pourraient n'être dévolues qu'à un rôle « assurantiel » ce qui aurait des conséquences économiques et sociales pour l'ensemble de ce secteur. Les revenus des gestionnaires de réseaux sont calculés proportionnellement aux kilowattheures qui y transitent. Une réforme de ce mode de calcul, le TURPE, est donc indispensable pour évoluer d'un système de péage (en kilowattheures) à un système d'abonnement (en fonction de la puissance en kilowatts). C'est par un mouvement similaire que l'usage d'internet (qui est comme l'électricité une industrie de réseau) est passé progressivement d'une facturation à la minute à une utilisation illimitée avec facturation par abonnement.

Ce mouvement doit se faire en assurant une neutralité fiscale (les autoconsommateurs ne payent aujourd'hui pas de TICFE ni de taxe sur la valeur ajoutée, TVA, sur les kilowattheures produits) pour des raisons d'équité entre consommateurs et d'optimum économique global en assurant les bons signaux-prix.

- **Rééquilibrer la part fixe du TURPE (liée à la puissance souscrite) et la part variable (liée à l'énergie consommée) à moyen terme pour éviter des comportements de « passagers clandestins ».**
- **Assurer la neutralité fiscale entre autoconsommateurs et consommateurs connectés au réseau.**
- **Se tenir prêt à accompagner les évolutions lorsque celles-ci seront mieux connues en privilégiant des expérimentations à petite échelle et à différents niveaux (particulier, poste source, boucle locale, etc.) plutôt que la mise en place d'une usine à gaz réglementaire.**

5. La situation du marché de l'électricité en Europe pourrait affecter durablement les producteurs

La rentabilité des producteurs d'électricité en Europe s'est dégradée ces dernières années en raison de la baisse des prix de marché. Les capitalisations boursières ont été divisées par deux entre 2009 et 2015. À titre d'illustration, en 2015, la génération de trésorerie d'EDF, avant dividendes, était nulle. L'action d'EDF, introduite en bourse fin 2005 à 32 €, se situe aujourd'hui autour de 8 € (après avoir connu un pic à près de 80 € en 2008). Sur la même période, l'action d'ENGIE est passée de 25 à 13 €²⁸.

²⁸ Données issues de l'historique des cours des actions EDF et ENGIE, site internet Euronext, consulté le 13 avril 2017.

En effet, du fait de la dérégulation du marché de l'électricité et du gaz avec la disparition progressive des tarifs réglementés qui permettaient de couvrir les coûts des opérateurs historiques, EDF et ENGIE se retrouvent massivement exposés aux fluctuations des prix de marchés.

a. EDF fait face à des investissements très importants au cours des années à venir, dont le financement doit encore être sécurisé

La situation d'EDF est tout à fait paradoxale et inédite : ses revenus et sa rentabilité sont avant tout déterminés par l'évolution du cours du gaz, du charbon et du CO₂ (car ils déterminent le prix de l'électricité) alors que ces trois facteurs n'entrent quasiment pas dans ses coûts. Ainsi, si le cours de ces commodités est bas, EDF sera structurellement en difficulté financière ; si le cours de ces commodités est haut, EDF sera structurellement très profitable, indépendamment des efforts de productivité réalisés par l'entreprise.

Parallèlement, EDF doit faire face à des investissements considérables (environ dix milliards d'euros par an) au cours des prochaines années : dans la maintenance et l'augmentation de la durée de vie de son parc nucléaire, dont le grand carénage, qui est estimé à un peu plus de 45 milliards d'euros²⁹ sur la période 2014-2025 ; dans le projet de construction de deux EPR au Royaume-Uni (projet Hinkley Point de 18 milliards de livres) ; dans les réseaux électriques, dont l'installation du compteur Linky ; et dans les EnR. EDF doit également consacrer des ressources à son internationalisation et à sa diversification dans les services énergétiques, telles que les propose Dalkia.

Pour faire face à ces investissements, dans un contexte de prix de marché de l'électricité très bas en Europe, EDF a mis en place un plan d'action qui prévoit : une réduction de ses coûts d'un milliard d'euros à horizon 2019 ; une optimisation de ses investissements ; un ambitieux plan de cession d'actifs à hauteur de dix milliards d'euros, qui comprend notamment la cession de 49,9 % des parts de RTE à la Caisse des dépôts ; et une augmentation de capital de quatre milliards d'euros, réalisée en mars 2017, à laquelle l'État a souscrit à hauteur de trois milliards d'euros³⁰, réalisée en mars 2017.

Pour autant, la trajectoire financière d'EDF sur le long terme n'est pas sécurisée, surtout si les prix de marché restent bas.

²⁹ En euros constants 2015.

³⁰ « EDF annonce le succès de son augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant d'environ 4 milliards d'euros », site internet d'EDF, consulté le 10 mai 2017.

Pour sécuriser la trajectoire financière d'EDF plusieurs options peuvent être envisagées :

- **promouvoir à l'échelle nationale voire à l'échelle européenne l'émergence d'un véritable prix du carbone pour les producteurs d'électricité de l'ordre de 30 € /tCO₂ (cf. partie III). Cette mesure entraînera la fermeture du parc de production au charbon qui devra être accompagnée sur le plan social, ainsi que la remontée des prix du marché de gros de l'électricité ;**
- **pour les investissements de maintenance du nucléaire existant, envisager un système de régulation de type « rémunération d'une base d'actifs régulée ». Comme pour d'autres infrastructures énergétiques (réseaux de transport d'électricité, terminaux gaziers), ce mécanisme permettrait d'offrir une rémunération faible mais garantie aux investisseurs et serait contrôlée par une autorité indépendante ;**
- **alternativement, envisager la participation d'investisseurs tiers (fournisseurs alternatifs, industriels électro-intensifs) au financement de la prolongation éventuelle de la durée de vie des centrales nucléaires existantes en échange d'une quote-part de l'électricité produite, EDF gardant le contrôle et restant l'unique exploitant. Ce système se substituerait au système actuel de l'ARENH qui est inadapté et ne sécurise pas le financement du grand carénage (cf. partie II.B) ;**
- **pour le nouveau nucléaire, étudier la mise en place d'une régulation adaptée permettant de sécuriser les investissements dans de nouveaux moyens de production. Le système de régulation britannique ayant permis le lancement d'Hinkley Point pourrait être répliqué en France ;**
- **poursuivre la recherche de co-actionnaires pour le projet Hinkley Point, aux côtés des acteurs chinois, afin de diminuer l'exposition d'EDF (actuellement à 66,5 %). Cela passera certainement par la mise en service au préalable des EPR de Taishan voire de Flamanville 3 ;**
- **aller plus loin dans la réduction des coûts d'EDF par une poursuite des efforts de productivité. Une réflexion sur les avantages liés au statut des industries électriques et gazières, notamment le tarif agent, anti-écologique puisqu'il encourage la surconsommation d'énergie, pourrait être engagée³¹ ;**
- **enfin, EDF pourrait en dernier recours, si aucune de ces solutions n'étaient mises en œuvre, et en l'absence de remontée des prix de marché, mobiliser des moyens propres par la mise en œuvre d'un nouveau plan de cessions (cession d'activités concurrentielles non stratégiques ou ouverture partielle d'activités cœur de métier).**

³¹ Cour des comptes, *Rapport public annuel 2013 - Les rémunérations à EDF SA : une progression rapide, une accumulation d'avantages, peu de liens avec les performances.*

b. Le renouvellement des concessions hydroélectriques sera un des premiers dossiers énergétiques que devra traiter le prochain gouvernement

La Commission européenne a adressé fin 2015 une mise en demeure à la France afin de lancer la mise en concurrence, en gestation depuis 2008, des concessions hydroélectriques gérées principalement par EDF (80 % du parc). La Commission européenne a envoyé cette lettre de mise en demeure au titre de l'article 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE).

Le renouvellement des concessions, pris par décret en septembre 2008, avait été rendu obligatoire par la perte du statut d'établissement public d'EDF en 2004 et la suppression, à la demande de la Commission européenne, du droit de préférence dont bénéficiait le concessionnaire sortant. Les premiers appels d'offres pour le renouvellement des concessions devaient être ouverts fin 2010 par la France mais cela n'a pas été suivi d'effet.

Sur ce sujet particulièrement sensible socialement (forte hostilité des syndicats à toute remise en cause du rôle d'EDF dans l'hydroélectricité) et politiquement (grande sensibilité des élus locaux), les derniers gouvernements n'ont cherché qu'à gagner du temps. Un échéancier de renouvellement de concessions est en discussion depuis plusieurs mois et le principe d'une revente sur le marché de l'électricité produite par les concessions hydroélectriques échues d'EDF, mais il n'est pas sûr que cela suffise à satisfaire la Commission.

- **Plusieurs lignes rouges devront être défendues par la prochaine majorité face à la Commission : (i) conserver la cohérence de gestion des ouvrages par vallée ou bassin hydrographiques, (ii) ne pas renouveler des concessions non-échues, (iii) ne pas empêcher EDF de candidater sur les concessions remises en concurrence.**
- **Par ailleurs, sur certaines concessions stratégiques, un accord pour les prolonger contre engagement d'investissements par EDF pourrait être recherché.**
- **Revoir le système des concessions en le réservant aux centrales hydroélectriques les plus importantes et en cédant les autres à des électriciens et/ou à des collectivités locales.**

c. L'État doit accompagner EDF et Engie dans la mise en œuvre de leur stratégie

L'État actionnaire devra tout d'abord apporter de la stabilité à ces entreprises au moment où elles rencontrent des défis majeurs. Une réflexion particulière devra être menée sur la gouvernance d'EDF, le mandat de son Président arrivant à échéance en 2018.

- **Une feuille de route détaillée devra être adressée aux dirigeants de ces entreprises, qui seront pleinement responsables de sa mise en œuvre, sans que l'administration ou les cabinets ministériels n'interfèrent dans les décisions de ces entreprises.**
- **Une réflexion pourra être menée sur le désengagement de l'État actionnaire de certaines activités (production d'énergie renouvelables, réseaux...), l'État régulateur ayant suffisamment d'outils pour orienter les acteurs industriels de l'énergie.**
- **En ce sens, le seuil de détention minimal de l'État dans Engie (un tiers du capital) pourrait être supprimé, de même que l'obligation imposée à RTE et à GRTgaz d'être détenues à 100 % par des entités publiques, par EDF ou par Engie.**
- **En ce qui concerne l'organisation gouvernementale, il serait pertinent que l'énergie quitte l'environnement pour rejoindre l'industrie à Bercy. On pourrait même envisager, sur le modèle du METI japonais ou plus récemment du BEIS britannique, un grand ministère économique sectoriel regroupant l'industrie, l'énergie, les transports, le commerce extérieur voire la recherche.**

D. Notre parc nucléaire approche de la fin de sa durée de vie théorique

En raison de son poids dans notre production d'électricité (plus de 75 %), le nucléaire est un enjeu central, tant pour la politique énergétique que pour la politique industrielle de la France.

La plupart des 58 réacteurs nucléaires français en fonctionnement ont été mises en service entre 1980 et 1990. Leur durée de vie théorique est de 40 ans, âge qu'ils atteindront donc entre 2020 et 2030. La question de leur fermeture, prolongation ou remplacement se pose dès aujourd'hui.

Les questions de la prolongation de la durée de vie des centrales, du renouvellement du parc ou encore de la restructuration de la filière sont également liées à la gestion des déchets nucléaires et aux enjeux de sûreté du parc. Le rapport *Nucléaire : l'heure des choix* que l'Institut Montaigne a rendu public en juin 2016 propose une analyse fouillée de ces questions. Elles ne sont par conséquent pas développées dans la présente note qui se focalise sur les décisions que le nouveau gouvernement devra impérativement traiter au cours du quinquennat.

1. Prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes, tant que leur sûreté est garantie

Fermer de manière anticipée une centrale amortie et profitable est une absurdité d'un point de vue économique qui ne peut se justifier que d'un point de vue politique. Concernant le cas de la centrale de Fessenheim, aucune raison industrielle ne peut justifier que l'État indemnise largement, avec l'argent des contribuables, EDF et ses partenaires allemands et suisses pour procéder à une fermeture de site industriel rentable. Aucune raison de sûreté ne peut être invoquée alors que l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a délivré des autorisations d'exploiter au moins jusqu'à 40 ans pour chacun des deux réacteurs de la centrale. Aucune raison énergétique ne peut conduire à se passer de capacités nucléaires qui permettent de limiter le risque de sécurité d'approvisionnement électrique, comme nous le rappelle la situation très tendue que nous que nous avons connue cet hiver. Enfin, la lutte contre les émissions de GES n'est pas une raison environnementale pertinente dès lors que le nucléaire est une source de production d'électricité qui n'émet pas de GES.

Si la fermeture d'une unique centrale nucléaire est un non-sens financier, une réflexion plus globale sur la fin de vie de l'ensemble du parc nucléaire existant, construit en une seule décennie, et sur les optimisations industrielles possibles (pouvant passer par un lissage des fermetures à terme) devrait être engagée.

Atteindre 50 % du mix énergétique en 2025 comme c'est actuellement prévu dans la loi de transition énergétique suppose de fermer une vingtaine de réacteurs à cette échéance. Comme nous l'expliquons dans le rapport *Nucléaire : l'heure des choix*, paru en juin 2016, le remplacement des capacités nucléaires par de nouvelles capacités non nucléaires constitue un objectif trop ambitieux pour le calendrier qui a été proposé dans la loi de transition énergétique. Si l'ambition de réduire la part du nucléaire dans le mix à terme peut être légitime sur le plan politique, social ou environnemental (en raison de la moindre acceptabilité du nucléaire

depuis l'accident de Fukushima, de la problématique non résolue des déchets, etc.), l'objectif de 2025 n'est absolument pas crédible ni sur le plan financier ni sur le plan industriel.

- **Remettre en cause la fermeture de la centrale de Fessenheim.**
- **Prolonger la durée de vie du parc nucléaire existant à 50 puis à 60 ans chaque fois que cela répond aux exigences économiques d'EDF et aux exigences de sûreté de l'ASN, comme c'est notamment le cas aux États-Unis.**
- **Abroger dans la loi de transition énergétique le plafond de capacité nucléaire (63,2 GW) afin de pouvoir mettre en service l'EPR de Flamanville sans avoir à fermer une autre centrale et réviser l'horizon de réduction du nucléaire à 50 % du mix électrique.**

Le programme dit de grand carénage pour la maintenance et la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire doit nous permettre de continuer à bénéficier d'une électricité sûre et bon marché qui n'émet pas de GES. Au-delà d'EDF, ce programme concerne l'ensemble de la filière nucléaire française : AREVA Nuclear Power (NP) et tous les sous-traitants, souvent des petites et moyennes entreprises, qui constituent un pôle de compétences industrielles incontournable pour notre pays.

- **Pour assurer le financement du grand carénage, le partage des coûts d'investissement et d'exploitation des centrales nucléaires existantes avec des investisseurs tiers, en échange d'une quote-part de l'électricité produite, pourra être étudié au moment de leur passage de 40 à 50 ans.**
- **Pour que des investisseurs (notamment des fournisseurs alternatifs) investissent dans ces centrales, le dispositif ARENH serait en parallèle supprimé.**

2. Rendre le nouveau nucléaire plus compétitif

À côté de cette priorité donnée au nucléaire existant, une perspective claire devra être dessinée pour le nouveau nucléaire. La construction de deux EPR au Royaume-Uni dans le cadre du projet Hinkley Point est une excellente nouvelle pour EDF et la filière nucléaire française. De tels projets sont essentiels pour maintenir nos compétences et notre savoir-faire. Après les retards et les surcoûts des têtes de série EPR en Finlande, à Flamanville et en Chine, l'enjeu principal sur Hinkley Point sera

de démontrer la capacité de notre tissu industriel de tenir les coûts et les délais, en bénéficiant du retour d'expérience des projets précédents.

L'étape suivante, c'est de gagner en compétitivité, en abaissant le coût de revient de l'EPR à travers le développement de l'EPR NM « nouveau modèle » ou « optimisé » sur lequel travaillent les équipes d'EDF et d'AREVA NP. Même si un tel réacteur n'est pas nécessaire à court terme pour nos besoins énergétiques, surtout si nous arrivons à prolonger la durée de vie du parc existant, la durée de développement et de construction propres à ce type de projet nécessitera que des orientations soient prises au cours du prochain quinquennat pour permettre, si cela est justifié économiquement, la mise en service d'EPR NM en France à partir de 2030.

- **La France devra étudier la possibilité de la mise en place d'un mécanisme de Contrat pour Différence attribué par un mécanisme de mise en concurrence ou de dialogue compétitif pour la construction future de réacteurs nucléaires. Cela permettra une négociation serrée sur le prix cible des futurs EPR NM (inférieur à 80 €/MWh).**
- **En parallèle, la filière nucléaire française restructurée autour d'EDF (qui va prendre le contrôle d'AREVA NP) doit se positionner résolument sur les projets à l'export, soit de manière autonome avec l'EPR (en Inde et en Afrique du Sud par exemple), soit au travers des coopérations existantes avec le Japon et la Chine sur des réacteurs de moyenne puissance (1 000 MW). L'État actionnaire devra être vigilant sur les risques commerciaux pris par EDF et AREVA NP.**

Une telle politique n'a rien d'incompatible avec le développement des énergies renouvelables. Le rééquilibrage du mix électrique français est un objectif pertinent, mais il ne doit pas être précipité, contrairement à ce qu'indique l'objectif de 50 % en 2025 présent dans la loi pour la transition énergétique, et doit se faire au meilleur coût.

3. Finaliser la refondation de la filière nucléaire française

La cession de la partie réacteurs d'AREVA (AREVA NP) à EDF est prévue d'ici la fin 2017, si l'ASN valide d'ici là les tests sur la cuve de l'EPR de Flamanville, que les audits de l'usine du Creusot se déroulent normalement et que la Commission européenne donne son accord au titre du contrôle des concentrations. Cette opération est cruciale pour l'avenir de la filière nucléaire française et ne doit pas être remise en

cause. Elle permet de faire d'EDF le véritable chef de file sur la partie réacteur et du nouvel AREVA un acteur majeur du cycle du combustible nucléaire.

Les recapitalisations prévues pour AREVA (cinq milliards d'euros dont 4,5 pour l'État) devraient intervenir courant 2017, après que la Commission européenne a validé le plan de sauvetage prévu par l'État³². Cette recapitalisation fait suite à la crise financière qu'a connue l'entreprise ces dernières années. La disparition d'AREVA mettrait en danger la chaîne d'approvisionnement du parc nucléaire français.

Dans le cas d'AREVA NP comme dans celui du nouvel AREVA, l'entrée d'investisseurs stratégiques chinois et japonais est souhaitable, afin de consolider les partenariats existants et de disposer de ressources externes pour financer cette refondation de la filière nucléaire française, ce qui constitue un point essentiel aux yeux de la Commission européenne.

- **Finaliser et mener à bien la refondation de la filière nucléaire française, c'est-à-dire la recapitalisation d'AREVA et la cession de son activité réacteurs (AREVA NP) à EDF.**
- **Conforter les partenariats existants dans le cycle du combustible et dans les réacteurs avec l'entrée d'investisseurs stratégiques au capital d'AREVA NP et du nouvel AREVA.**

³² « L'État apporte 3,3 milliards à Areva avant sa recapitalisation », *Les Échos*, 10 janvier 2017.

CHAPITRE III

CETTE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DOIT S'ARTICULER À UNE POLITIQUE CLIMATIQUE CENTRÉE SUR LA TAXATION DU CARBONE

Le dérèglement climatique fait partie des grandes menaces auxquelles l'humanité est confrontée pour les décennies à venir. Jamais le climat n'a varié aussi rapidement, ce qui ne peut s'expliquer que par l'action de l'homme. Faute d'une action déterminée et coordonnée à tous les niveaux – international, national, régional et local –, ce phénomène risque de devenir hors de contrôle, entraînant notamment un essor des catastrophes naturelles et des migrations.

A. Quoiqu'insuffisant, l'Accord de Paris conclu à l'issue de la COP21 constitue une avancée significative

Les émissions de GES sont une externalité négative mondiale agissant à très long terme : elle est très difficilement appréhendable directement par les marchés, d'où le besoin d'une régulation. **L'objectif d'une limitation du réchauffement global à 2°C, retenu par l'Accord de Paris, est ambitieux mais légitime.** Rien n'indique qu'au-delà de cette limite nous soyons en mesure de contrôler le système climatique : des réactions en chaîne pourraient se produire, dont en particulier la fonte des glaces et le dégel du permafrost, avec des conséquences environnementales en cascade.

Le système des COP tenues sous l'égide des Nations unies est utile pour associer l'ensemble des pays de la planète à ce sujet qui concerne par définition l'ensemble de l'humanité. Ceci étant, la gouvernance (un pays une voix, unanimité requise dans la plupart des cas) de la Convention des Nations Unies sur le Changement Climatique (CNUCC) est défailante.

Dès lors qu'ils pèsent 75 % des émissions mondiales de GES, il serait pertinent que les pays du G20 prennent à bras le corps le sujet du réchauffement climatique, en parallèle du système onusien.

Le système des contributions volontaires des États suivant une logique ascendante (*bottom-up*) qui a prévalu pour la COP21 de Paris est plus réaliste que les anciennes approches descendantes (*top-down*) qui visaient à répartir le fardeau entre pays pour

ne pas dépasser la barre des 2°C. Certes, cette approche ne permet pas encore de tenir l'objectif alors que la totalité des contributions laissent actuellement présager d'un réchauffement légèrement inférieur à 3°C d'ici 2100, mais il faut le voir comme un processus évolutif. Il semble en revanche primordial que **ces engagements volontaires soient réellement engageants pour les États et qu'un système de mesure des émissions incontestable soit mis en place** pour vérifier si les objectifs seront bien tenus.

Néanmoins, l'élection de Donald Trump fait peser un véritable risque sur la pérennité du processus. **Si les États-Unis revenaient unilatéralement sur leurs engagements, un effet « boule de neige » serait à redouter, en particulier chez certains pays émergents.**

B. L'Europe et la France ont toutes les bonnes raisons de lutter contre le réchauffement climatique

Indépendamment de la bonne ou mauvaise coopération des autres puissances dans le monde, **l'Europe a tout intérêt à poursuivre une politique climatique ambitieuse car elle rejoint ses objectifs stratégiques et économiques.** En effet, dès lors qu'elle dispose de très peu d'hydrocarbures sur son territoire, l'Union européenne a tout intérêt à réduire sa consommation d'énergie carbonée.

Plutôt que de parler de « transition énergétique », l'Europe doit avant tout promouvoir sa « transition carbone ». En effet, la réduction de notre consommation d'énergies carbonées est le grand défi posé à l'Europe pour les décennies à venir, tant pour des raisons stratégiques – avec la recherche d'une plus grande indépendance énergétique – qu'économiques – avec le rééquilibrage de notre balance commerciale – ou encore environnementales – avec la réduction de nos émissions de GES.

L'objectif principal au niveau européen pour lutter contre le réchauffement climatique doit donc être la réduction de nos importations d'hydrocarbures (pétrole, gaz, charbon). Cet objectif consensuel doit laisser aux États membres le choix des moyens (efficacité énergétique, renouvelables, nucléaire...) pour y parvenir, dans le respect du principe de subsidiarité et en ayant pour objectif d'en minimiser les coûts.

C. La taxation du carbone : une mesure efficace sur le plan économique et environnemental

S'il n'a pas pu être inscrit dans l'Accord de Paris, **le principe du prix ou de la taxation du carbone est impératif pour réduire efficacement les émissions de GES**. Certes, un prix mondial semble encore hors de portée, mais l'Europe et la France ont déjà réalisé des avancées dans ce domaine qui restent perfectibles.

1. Pour les grands émetteurs de CO₂ : les grands acteurs industriels

L'Europe dispose d'un marché européen des quotas de carbone (ETS, *Emissions Trading System*) qui s'applique aux industriels. Certains de ces quotas attribués sont gratuits et d'autres payants, en fonction de l'exposition des différents secteurs concernés à la concurrence internationale. En effet, il serait malvenu de pénaliser nos entreprises industrielles et de continuer à importer des produits ne supportant pas une fiscalité carbone équivalente.

L'idée de **mécanismes d'inclusion carbone, ou encore d'écluses aux frontières**, bien que très délicate à mettre en œuvre, a été depuis longtemps portée par la France au niveau européen, afin de compenser aux frontières de l'Europe l'existence du marché ETS, et donc les distorsions de concurrence induites par la fixation d'un prix du carbone. Elle s'est régulièrement heurtée au **refus de plusieurs de nos partenaires européens** et n'a plus été discutée ces dernières années compte tenu à la fois des prix très bas du carbone sur le marché ETS et de la dynamique coopérative des négociations climatiques internationales ayant débouché sur l'Accord de Paris. Son échec est également lié à des problématiques de faisabilité. En effet, contrairement aux flux financiers, les flux carbone sont très difficiles à tracer.

Indépendamment de cette problématique de taxe carbone aux frontières, il est important de **restaurer la crédibilité du marché du carbone** en interne au niveau européen. En effet, le prix bas des quotas ETS ne permet plus d'envoyer le moindre signal économique vers des investissements et technologies sobres en carbone.

À défaut d'une taxe carbone à l'échelle européenne qui nécessiterait un accord unanime des États-membres, s'agissant de fiscalité, la France propose, sans succès pour le moment, **un système de prix-plancher et de prix-plafond croissant dans le temps**, de manière à donner de la visibilité aux acteurs économiques. Concrètement, des quotas seraient retirés ou ajoutés dans le marché par un régulateur central pour

maintenir le prix du quota au sein d'un corridor. Cela suppose qu'une trajectoire d'évolution du prix de la tonne de carbone soit fixée au niveau européen, apportant de la visibilité jusqu'en 2050 voire au-delà.

- **Plaider pour la mise en place au sein de l'Union européenne d'un prix du carbone plancher de 30 €/tonne et, alternativement, bien que sa faisabilité soit très délicate, d'une taxe carbone aux frontières (mécanisme d'inclusion carbone) pour les produits importés afin de rééquilibrer l'impact sur la compétitivité des industries électro-intensives européennes.**
- **Alternativement, mettre en place un système national de prix du carbone et en exempter les secteurs les plus exposés à la concurrence internationale.**

2. Pour les émetteurs diffus de CO₂ : les ménages, les entreprises, les collectivités

Le système ETS ne concerne pas les émissions diffuses, qui représentent pourtant une part substantielle des émissions totales. Certains pays ont donc instauré une **taxe carbone** pour envoyer également des signaux pertinents à ces acteurs économiques.

46

En France, après plusieurs tentatives infructueuses en raison de censure constitutionnelle en 2000 et 2009, une **Contribution Climat Énergie (CCE) a été mise en place** dans le budget 2014 sous la forme d'une « composante carbone » proportionnelle aux émissions de GES dans les taxes sur les énergies fossiles (TICPE, taxe intérieure sur la consommation des produits énergétiques, pour les carburants, TICGN, taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel, TICC, taxe intérieure de consommation sur le charbon). Cette CCE a connu une trajectoire croissante dans le temps : 7 €/tonne en 2014, 14,50 € en 2015, 22 € en 2016 et 30,5 € en 2017. Il est prévu qu'elle atteigne 56 € en 2020, puis 100 € en 2030³³. Cela représentera une augmentation substantielle de la fiscalité qui devra être compensée par une baisse des impôts et des charges pesant sur les entreprises et les ménages. **L'objectif doit être de verdir la fiscalité, pas de l'alourdir.**

Sur la période 2017-2021, les recettes seraient de plus de 40 milliards d'euros à comparer aux 160 milliards d'euros de recettes totales³⁴, sur la base du scénario de

³³ « Fiscalité de l'énergie », site internet du MEDEM, consulté le 10 mai 2017.

³⁴ LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte », site de Legifrance, consulté le 10 mai 2017.

fiscalité carbone de la loi de transition énergétique et en considérant une stabilité des consommations des hydrocarbures.

- **Remettre en place le comité pour la fiscalité écologique (CFE) supprimé au cours du quinquennat qui s'achève et corriger certaines aberrations de la fiscalité carbone, dont l'alignement de la taxation de la biomasse et du biogaz sur celle des produits fossiles.**
- **Conserver la trajectoire d'évolution de la CCE, mais en abaissant en parallèle la fiscalité pesant sur les entreprises et les ménages. Idéalement, il serait bon qu'une même trajectoire de prix du carbone soit reprise par les États-membres pour calibrer leurs taxes carbone nationales, alignée elle-même sur le prix-plancher du système ETS réformé évoqué plus haut.**
- **Flécher une partie du produit de la fiscalité carbone vers les actions en faveur du climat : soutien aux énergies renouvelables, aux réseaux de chaleur, aux véhicules électriques et hybrides, à l'isolation des bâtiments...**

REMERCIEMENTS

L'Institut Montaigne remercie particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution à ce travail.

- **Antoine Huard**, Directeur du Développement de Générale du Solaire
- **Vincent Le Biez**, Directeur des Participations adjoint à l'Agence des Participations de l'État
- **Édouard Roblot**, Responsable Autoconsommation et Grand Compte de Total Solar

Ainsi que :

- **Marc-Antoine Authier**, chargé d'études, Institut Montaigne

Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent pas les personnes précédemment citées.

LES PUBLICATIONS DE L'INSTITUT MONTAIGNE

- Quelle place pour la voiture demain ? (juin 2017)
- Sécurité nationale : quels moyens pour quelles priorités ? (avril 2017)
- L'Europe dont nous avons besoin (mars 2017)
- Tourisme en France : cliquez ici pour rafraîchir (mars 2017)
- Dernière chance pour le paritarisme de gestion (mars 2017)
- L'impossible État actionnaire ? (janvier 2017)
- Un capital emploi formation pour tous (janvier 2017)
- Économie circulaire, réconcilier croissance et environnement (novembre 2016)
- Traité transatlantique : pourquoi persévérer (octobre 2016)
- Un islam français est possible (septembre 2016)
- Refonder la sécurité nationale (septembre 2016)
- Breain ou Brexit : Europe, prépare ton avenir ! (juin 2016)
- Réanimer le système de santé - Propositions pour 2017 (juin 2016)
- Nucléaire : l'heure des choix (juin 2016)
- Le numérique pour réussir dès l'école primaire (mars 2016)
- Retraites : pour une réforme durable (février 2016)
- Décentralisation : sortons de la confusion / Repenser l'action publique dans les territoires (janvier 2016)
- Climat et entreprises : de la mobilisation à l'action / Sept propositions pour préparer l'après-COP21 (novembre 2015)
- Discriminations religieuses à l'embauche : une réalité (octobre 2015)
- Sauver le dialogue social (septembre 2015)
- Politique du logement : faire sauter les verrous (juillet 2015)
- Faire du bien vieillir un projet de société (juin 2015)
- Dépense publique : le temps de l'action (mai 2015)
- Apprentissage : un vaccin contre le chômage des jeunes (mai 2015)
- Big Data et objets connectés. Faire de la France un champion de la révolution numérique (avril 2015)
- Université : pour une nouvelle ambition (avril 2015)
- Big data et objets connectés : faire de la France un champion de la révolution numérique (avril 2015)

- Rallumer la télévision : 10 propositions pour faire rayonner l'audiovisuel français (février 2015)
- Marché du travail : la grande fracture (février 2015)
- Concilier efficacité économique et démocratie : l'exemple mutualiste (décembre 2014)
- Résidences Seniors : une alternative à développer (décembre 2014)
- Business schools : rester des champions dans la compétition internationale (novembre 2014)
- Prévention des maladies psychiatriques : pour en finir avec le retard français (octobre 2014)
- Temps de travail : mettre fin aux blocages (octobre 2014)
- Réforme de la formation professionnelle : entre avancées, occasions manquées et pari financier (septembre 2014)
- Dix ans de politiques de diversité : quel bilan ? (septembre 2014)
- Et la confiance, bordel ? (août 2014)
- Gaz de schiste : comment avancer (juillet 2014)
- Pour une véritable politique publique du renseignement (juillet 2014)
- Emploi : le temps des (vraies) réformes ? Propositions pour la conférence sociale de juillet 2014 (juillet 2014)
- Rester le leader mondial du tourisme, un enjeu vital pour la France (juin 2014)
- Pour une fonction publique audacieuse et « Business friendly » (avril 2014)
- Passion française. Les voix des cités (avril 2014)
- Alléger le coût du travail pour augmenter l'emploi : les clés de la réussite (mars 2014)
- 1 151 milliards d'euros de dépenses publiques : quels résultats ? (février 2014)
- Une nouvelle ambition pour l'apprentissage : dix propositions concrètes (janvier 2014)
- Comment renforcer l'Europe politique (janvier 2014)
- Améliorer l'équité et l'efficacité de l'assurance chômage (décembre 2013)
- Santé : faire le pari de l'innovation (décembre 2013)
- Afrique-France : mettre en œuvre le co-développement
Contribution au XXVI^e sommet Afrique-France (décembre 2013)
- Chômage : inverser la courbe (octobre 2013)
- Mettre la fiscalité au service de la croissance (septembre 2013)

- Vive le long terme ! Les entreprises familiales au service de la croissance et de l'emploi (septembre 2013)
- Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse (septembre 2013)
- Commerce extérieur : refuser le déclin
Propositions pour renforcer notre présence dans les échanges internationaux (juillet 2013)
- Pour des logements sobres en consommation d'énergie (juillet 2013)
- 10 propositions pour refonder le patronat (juin 2013)
- Accès aux soins : en finir avec la fracture territoriale (mai 2013)
- Nouvelle réglementation européenne des agences de notation : quels bénéfices attendre ? (avril 2013)
- Remettre la formation professionnelle au service de l'emploi et de la compétitivité (mars 2013)
- Faire vivre la promesse laïque (mars 2013)
- Pour un « New Deal » numérique (février 2013)
- Intérêt général : que peut l'entreprise ? (janvier 2013)
- Redonner sens et efficacité à la dépense publique
15 propositions pour 60 milliards d'économies (décembre 2012)
- Les juges et l'économie : une défiance française ? (décembre 2012)
- Restaurer la compétitivité de l'économie française (novembre 2012)
- Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité (novembre 2012)
- Réformer la mise en examen
Un impératif pour renforcer l'État de droit (novembre 2012)
- Transport de voyageurs : comment réformer un modèle à bout de souffle ? (novembre 2012)
- Comment concilier régulation financière et croissance :
20 propositions (novembre 2012)
- Taxe professionnelle et finances locales : premier pas vers une réforme globale ? (septembre 2012)
- Remettre la notation financière à sa juste place (juillet 2012)
- Réformer par temps de crise (mai 2012)
- Insatisfaction au travail : sortir de l'exception française (avril 2012)
- Vademecum 2007 – 2012 : Objectif Croissance (mars 2012)
- Financement des entreprises : propositions pour la présidentielle (mars 2012)
- Une fiscalité au service de la « social compétitivité » (mars 2012)
- La France au miroir de l'Italie (février 2012)

- Pour des réseaux électriques intelligents (février 2012)
- Un CDI pour tous (novembre 2011)
- Repenser la politique familiale (octobre 2011)
- Formation professionnelle : pour en finir avec les réformes inabouties (octobre 2011)
- Banlieue de la République (septembre 2011)
- De la naissance à la croissance : comment développer nos PME (juin 2011)
- Reconstruire le dialogue social (juin 2011)
- Adapter la formation des ingénieurs à la mondialisation (février 2011)
- « Vous avez le droit de garder le silence... »
Comment réformer la garde à vue (décembre 2010)
- Gone for Good? Partis pour de bon ?
Les expatriés de l'enseignement supérieur français aux États-Unis (novembre 2010)
- 15 propositions pour l'emploi des jeunes et des seniors (septembre 2010)
- Afrique - France. Réinventer le co-développement (juin 2010)
- Vaincre l'échec à l'école primaire (avril 2010)
- Pour un Eurobond. Une stratégie coordonnée pour sortir de la crise (février 2010)
- Réforme des retraites : vers un big-bang ? (mai 2009)
- Mesurer la qualité des soins (février 2009)
- Ouvrir la politique à la diversité (janvier 2009)
- Engager le citoyen dans la vie associative (novembre 2008)
- Comment rendre la prison (enfin) utile (septembre 2008)
- Infrastructures de transport : lesquelles bâtir, comment les choisir ? (juillet 2008)
- HLM, parc privé
Deux pistes pour que tous aient un toit (juin 2008)
- Comment communiquer la réforme (mai 2008)
- Après le Japon, la France...
Faire du vieillissement un moteur de croissance (décembre 2007)
- Au nom de l'Islam...
Quel dialogue avec les minorités musulmanes en Europe ? (septembre 2007)
- L'exemple inattendu des Vets
Comment ressusciter un système public de santé (juin 2007)
- Vademecum 2007-2012
Moderniser la France (mai 2007)

- Après Erasmus, Amicus
Pour un service civique universel européen (avril 2007)
- Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (mars 2007)
- Sortir de l'immobilité sociale à la française (novembre 2006)
- Avoir des leaders dans la compétition universitaire mondiale (octobre 2006)
- Comment sauver la presse quotidienne d'information (août 2006)
- Pourquoi nos PME ne grandissent pas (juillet 2006)
- Mondialisation : réconcilier la France avec la compétitivité (juin 2006)
- TVA, CSG, IR, cotisations...
Comment financer la protection sociale (mai 2006)
- Pauvreté, exclusion : ce que peut faire l'entreprise (février 2006)
- Ouvrir les grandes écoles à la diversité (janvier 2006)
- Immobilier de l'État : quoi vendre, pourquoi, comment (décembre 2005)
- 15 pistes (parmi d'autres...) pour moderniser la sphère publique
(novembre 2005)
- Ambition pour l'agriculture, libertés pour les agriculteurs (juillet 2005)
- Hôpital : le modèle invisible (juin 2005)
- Un Contrôleur général pour les Finances publiques (février 2005)
- Les oubliés de l'égalité des chances (janvier 2004 - Réédition septembre 2005)

Pour les publications antérieures se référer à notre site internet :
www.institutmontaigne.org

INSTITUT MONTAIGNE



AIR FRANCE-KLM
AIRBUS GROUP
ALLEN & OVERY
ALLIANZ
ALVAREZ & MARSAL FRANCE
ARCHERY STRATEGY CONSULTING
ARCHIMED
ARDIAN
AT KEARNEY
AUGUST & DEBOUZY
AXA
BAKER & MCKENZIE
BANK OF AMERICA MERRILL LYNCH
BEARINGPOINT
BNI FRANCE & BELGIQUE
BNP PARIBAS
BOLLORE
BOUYGUES
BPCE
BRED BANQUE POPULAIRE
BRUNSWICK
CAISSE DES DÉPÔTS
CAPGEMINI
CARBONNIER LAMAZE RASLE & ASSOCIÉS
CAREIT
CARREFOUR
CASINO
CGI FRANCE
CHAÎNE THERMALE DU SOLEIL
CIS
CISCO SYSTEMS FRANCE
CNP ASSURANCES
COHEN AMIR-ASLANI
CONSEIL SUPÉRIEUR DU NOTARIAT
CRÉDIT AGRICOLE
CRÉDIT FONCIER DE FRANCE
DAVIS POLK & WARDWELL
DENTSU AEGIS NETWORK
DE PARDIEU BROCCAS MAFFEI
DEVELOPMENT INSTITUTE INTERNATIONAL
EDF
ELSAN
ENGIE
EQUANCY
EURAZEO
EUROSTAR
FONCIÈRE INEA
GAILLARD PARTNERS
GRAS SAVOYE
GROUPAMA
GROUPE EDMOND DE ROTHSCHILD
GROUPE M6
GROUPE ORANGE
HENNER
HSBC FRANCE
IBM FRANCE
ING BANK FRANCE
INTERNATIONAL SOS
IONIS EDUCATION GROUP
ISRP
JALMA

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

INSTITUT MONTAIGNE



JEANTET ET ASSOCIÉS
KANTAR
KPMG
LA BANQUE POSTALE
LAZARD FRÈRES
LINEDATA SERVICES
LIR
LIVANOVA
LVMH
MACSF
MALAKOFF MEDERIC
MAZARS
MCKINSEY & COMPANY FRANCE
MEDIA PARTICIPATIONS
MERCER
MICHELIN
MICROSOFT FRANCE
NESTLÉ
OBEA
ONDRA PARTNERS
PAI PARTNERS
PIERRE & VACANCES
PLASTIC OMNIUM
PWC
RADIALL
RAISE
RAMSAY GÉNÉRALE DE SANTÉ
RANDSTAD
RATP
REDEX
REXEL
RICOL, LASTEYRIE CORPORATE FINANCE
ROCHE
ROLAND BERGER
ROTHSCHILD & CIE
SANOFI
SANTECLAIR
SCHNEIDER ELECTRIC SA
SERVIER
SIA PARTNERS
SIACI SAINT HONORÉ
SIER CONSTRUCTEUR
SNCF
SNCF RÉSEAU (ANCIENNEMENT RÉSEAU FERRÉ DE FRANCE)
SODEXO
SOLVAY
STALLERGENES
SUEZ
TECNET PARTICIPATIONS SARL
THE BOSTON CONSULTING GROUP
TILDER
TOTAL
TUDEL & ASSOCIÉS
VEOLIA
VINCI
VIVENDI
VOYAGEURS DU MONDE
WAVESTONE
WENDEL
WILLIS TOWERS WATSON
WORDAPPEAL

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

Imprimé en France
Dépôt légal : juin 2017
ISSN : 1771-6756
Achévé d'imprimer en juin 2017

INSTITUT MONTAIGNE



COMITÉ DIRECTEUR

PRÉSIDENT (en congé)

Henri de Castries

VICE-PRÉSIDENT

David Azéma

Jean-Dominique Senard Président, Michelin

Emmanuelle Barbara *Managing Partner*, August & Debouzy

Nicolas Baverez Avocat, Gibson Dunn & Crutcher

Marguerite Bérard-Andrieu Directrice générale adjointe en charge de la Stratégie, groupe BPCE

Jean-Pierre Clamadieu Président du Comité exécutif, Solvay

Olivier Duhamel Professeur émérite des Universités, Sciences Po

Mireille Faugère Conseiller Maître, Cour des comptes

Christian Forestier ancien recteur

Marwan Lahoud Directeur général délégué, Airbus Group

Natalie Rastoin Directrice générale, Ogilvy France

René Ricol Associé fondateur, Ricol Lasteyrie Corporate Finance

Arnaud Vaissié Co-fondateur et Président-directeur général, International SOS

Philippe Wahl Président-directeur général, Groupe La Poste

Lionel Zinsou Président, PAI Partners

PRÉSIDENT D'HONNEUR

Claude Bébéar Fondateur et Président d'honneur, AXA

Bernard de La Rochefoucauld Président, Les Parcs et Jardins de France

CONSEIL D'ORIENTATION

PRÉSIDENT

Ezra Suleiman Professeur, Princeton University

Benoît d'Angelin Président, Ondra Partners

Frank Bournois Directeur général, ESCP Europe

Pierre Cahuc Professeur d'économie, École Polytechnique

Loraine Donnedieu de Vabres Avocate, associée gérante, Jeantet et Associés

Pierre Godé ancien vice-Président, Groupe LVMH

Michel Godet Professeur, CNAM

Françoise Holder Administratrice, Groupe Holder

Philippe Josse Conseiller d'État

Marianne Laigneau Directrice des ressources humaines, Groupe EDF

Sophie Pedder Chef du Bureau de Paris, *The Economist*

Hélène Rey Professeur d'économie, London Business School

Laurent Bigorgne Directeur

INSTITUT MONTAIGNE



IL N'EST DÉSIR PLUS NATUREL QUE LE DÉSIR DE CONNAISSANCE

Énergie : priorité au climat !

La campagne présidentielle qui vient de s'achever a de nouveau démontré que les débats sur les questions énergétiques et climatiques en France se réduisent trop souvent à une opposition stérile entre nucléaire et renouvelables. Ils cèdent ainsi à la passion et ne reposent pas sur des bases objectives solides, oubliant notamment que plus des deux tiers de notre consommation finale d'énergie provient encore d'énergies fossiles...

Si elle souhaite respecter les engagements forts qu'elle a pris lors de la Conférence de Paris, la France doit adopter au plus vite une approche rationnelle afin d'articuler efficacement politiques énergétiques et action en faveur du climat. Quatre actions doivent ainsi être prioritairement entreprises pour ce quinquennat :

1. Diminuer les émissions de gaz à effet de serre liées au chauffage par la rénovation du bâti.
2. Développer l'électrification du transport et accélérer la convergence des fiscalités sur les carburants.
3. Corriger les dysfonctionnements du marché de l'électricité à l'échelle de la plaque européenne.
4. Assurer la pérennité du parc nucléaire français, notamment par la prolongation des centrales.

Rejoignez-nous sur :



Suivez chaque semaine
notre actualité en vous abonnant
à notre newsletter sur :
www.institutmontaigne.org

Institut Montaigne

59, rue La Boétie - 75008 Paris

Tél. +33 (0)1 53 89 05 60 - Fax +33 (0)1 53 89 05 61

www.institutmontaigne.org - www.desideespourdemain.fr

10 €

ISSN 1771-6756

Juin 2017