

RAPPORT AU PREMIER MINISTRE

**Principales décisions que le Parlement et le Gouvernement
devront prendre dès l'été 2012 pour que la France puisse
atteindre les objectifs de sa politique énergétique**

Roland Blum

Député des Bouches-du-Rhône

16 avril 2012

Plan

	Page
Avant-propos	3
Liste des propositions	4
Introduction	9
1. Echéances programmées de la politique énergie-climat française sur la prochaine législature 2012-2017	12
1.1. Echéances européennes	12
1.2. Echéances nationales	14
a) Programmations pluriannuelles des investissements (PPI)	14
b) Accompagner les perspectives de hausse de prix de l'électricité	16
c) Gestion des déchets radioactifs	18
2. Autres actions à engager d'ici 2017 pour une politique énergie-climat durable	19
2.1. Principaux défis énergétiques à relever, par forme d'énergie	19
a) Efficacité énergétique	20
b) Energies renouvelables (EnR)	22
c) Réseaux d'électricité	25
d) Gaz	26
e) Electronucléaire	28
2.2. Enjeux transverses	30
a) Recherche et développement (R&D)	30
b) Taxe carbone	31
c) Précarité énergétique	33
d) Autres aspects relatifs au développement durable	34
Annexe 1 : liste des personnes auditionnées	36
Annexe 2 : lettre de mission	38

AVANT-PROPOS

La mission que m'a confié le Premier ministre porte sur la politique énergétique française dont les préoccupations concernent à la fois la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité économique et la préservation de l'environnement, sans oublier les aspects sociaux et la politique européenne. Il s'agit donc d'un champ particulièrement vaste, à traiter en une période particulièrement courte puisqu'elle était limitée au premier trimestre 2012.

Plus précisément la lettre de mission du 10 janvier 2012 indique : « (...) *Le travail législatif produit dans le domaine de l'énergie depuis le début des années 2000 a été extrêmement intense et continuera de l'être puisqu'il est d'ores et déjà acquis qu'une loi sur les conditions de réversibilité du stockage des déchets radioactifs en couche géologique profonde devra être examinée lors de la prochaine législature, après un débat public prévu en 2013. Par ailleurs, dans le cadre des échéances internationales à venir, en particulier communautaires, il est essentiel que la France définisse clairement les positions qu'elle souhaite défendre et les propositions dont elle entend être à l'initiative. Dès lors, je souhaite vous confier une mission sur l'identification des principales décisions que le Parlement et le Gouvernement devront prendre, dès l'été 2012, pour que la France puisse atteindre les objectifs de sa politique énergétique (...)* ».

Le présent rapport vise à formuler des propositions de décisions que le Parlement et le Gouvernement devraient prendre sur la législature 2012-2017 pour que la France puisse atteindre les objectifs de sa politique énergétique. Après l'audition d'une soixantaine de représentants des parties prenantes – élus, pouvoirs publics, entreprises, associations environnementales, établissements publics, etc. – dont la liste est fournie en annexe, le rapport a retenu 33 propositions qui sont organisées en deux chapitres : celles concernant des échéances d'ores et déjà programmées de la politique énergie-climat et celles qu'il apparaît raisonnable de mettre en œuvre d'ici 2017 pour mener une politique énergie climat durable.

Après une introduction qui rappelle le contexte et explique en quoi les prochaines années sont cruciales pour la politique énergétique, en France comme dans le reste de l'Europe, le premier chapitre relatif aux échéances programmées distingue celles d'origine européenne et celles d'origine nationale, en traitant des futures programmations pluriannuelles des investissements, des perspectives de hausse de prix de l'électricité et de gestion des déchets radioactifs.

Le deuxième chapitre décrit dans une première partie les principaux défis énergétiques à relever, plus particulièrement pour l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, les réseaux d'électricité, le gaz (dont les gaz de schiste) et l'électronucléaire. Une seconde partie aborde des sujets transversaux que sont la recherche et développement, la taxe carbone, la précarité énergétique et d'autres aspects relatifs au développement durable.

Ce rapport n'aurait pas pu être rédigé sans la participation enthousiaste des personnes rencontrées et de la Direction générale énergie et climat qui a apporté son concours logistique. Qu'ils en soient tous chaudement remerciés.

Roland Blum
Député des Bouches du Rhône

LISTE DES PROPOSITIONS

Echéances programmées de la politique énergie-climat française sur la prochaine législature 2012-2017

Echéances européennes

1. Défendre au niveau européen le principe selon lequel l'UE devrait concentrer sa future législation sur un seul objectif quantifié à l'horizon 2030 concernant la réduction de consommation d'énergies fossiles, de façon à traiter efficacement à la fois la lutte contre le changement climatique et l'amélioration de la sécurité énergétique. Poursuivre les efforts d'amélioration de la visibilité des positions françaises sur l'énergie et le climat au niveau européen, notamment en prolongement des feuilles de route « Low carbon economy 2050 » et « Energy 2050 ». Sur le nucléaire, en lien avec les questions traitées à Euratom, la France devrait maintenir une posture de « porteur d'initiatives » (sûreté, gestion des déchets radioactifs,...).
2. Sur le projet de directive européenne en cours de discussion relative à l'efficacité énergétique, poursuivre les efforts de négociation tout en faisant preuve d'ambition en la matière, par exemple sur la façon d'exprimer des objectifs pour les marchés publics. S'engager dans une transposition rapide après l'adoption de la directive, vraisemblablement d'ici fin 2012.
3. Préparer la position française sur le bilan d'étape que l'UE doit établir en 2014 sur le Marché intérieur de l'énergie, notamment au regard des défis que font peser sur la sécurité d'approvisionnement l'intégration des énergies renouvelables et l'accroissement des pointes de consommation.
4. Etre vigilant sur le dimensionnement du fonds européen de soutien aux infrastructures (lignes de transport, interconnexions,...) qui risque d'entraîner des dépenses budgétaires considérables (cf. perspectives budgétaires 2014-2020 conduisant à 30% d'augmentation de la contribution française au budget communautaire).
5. En lien avec les travaux européens de stratégie, de prospective énergie-climat-air et de feuilles de route, produire une feuille de route « énergie-climat » à 2050, qui soit aussi « visible » que celle de l'Allemagne et du Royaume-Uni. Utiliser à cet effet la PPI de 2013, les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) ainsi que les travaux réalisés en 2011-2012 par le Comité « Trajectoires 2020 – 2050 - Vers une économie sobre en carbone » et la Commission « Energies 2050 ». S'appuyer sur un outil de modélisation des systèmes énergétiques amélioré selon le vœu de cette dernière commission et insister pour obtenir plus de transparence sur les modélisations utilisées par la Commission européenne (PRIMES).
6. Donner suite à la recommandation de la CRE exprimée dans son rapport sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez remis au gouvernement le 28 septembre 2011, de réfléchir à la suppression des tarifs réglementés de vente du gaz pour les industriels intensifs en énergie.

Echéances nationales

Programmations pluriannuelles des investissements (PPI)

7. Lancer dès mi-2012, pour une remise des rapports à l'Assemblée nationale en 2013, comme le prévoit la loi, l'exercice de PPI (électricité et chaleur) et PIP (gaz). Par rapport aux éditions antérieures (la dernière date de 2009), cet exercice devrait être étendu à l'horizon 2025 ou 2030, notamment pour tenir compte de la question du renouvellement, de la fermeture ou de la prolongation des centrales nucléaires existantes.
8. Achever le processus réglementaire de mise en place d'un « marché de capacité » à l'horizon 2015 prévu par la loi NOME par lequel chaque fournisseur d'électricité aura l'obligation de disposer des capacités de production ou d'effacement de consommation pour couvrir, en puissance, les besoins en électricité de ses clients.
9. Etudier l'opportunité d'élargir au pétrole les documents de programmation sous la forme d'un « plan de sécurité pétrolière ».
10. Tout en respectant la liberté de chaque Etat membre de l'UE à choisir son « mix » énergétique, développer des exercices prospectifs à moyen et long terme (au-delà de l'horizon actuellement envisagé pour les seuls réseaux de transport), au niveau européen et au niveau de régions européennes, de façon à veiller au respect des grands équilibres entre offre et demande d'électricité et de gaz ainsi qu'à améliorer la vision de long terme nécessaire aux investisseurs.

Accompagner les perspectives de hausse des prix de l'électricité

11. Préparer la mise en œuvre dès 2015 des échéances tarifaires prévues par la loi NOME en garantissant la couverture des coûts par les tarifs, dans un contexte de hausse des coûts (ils resteront largement inférieurs à la moyenne européenne si la France persévère avec une part substantielle de nucléaire), tout en traitant la précarité énergétique et en veillant à ce que le signal prix incite à baisser les émissions de CO₂.
12. Engager à cet effet rapidement un processus de concertation sur l'évolution des tarifs, avec l'ensemble des acteurs et en intégrant tous les paramètres, afin de donner du sens à la feuille de route tarifaire pour les cinq ans à venir.

Gestion des déchets radioactifs

13. Lancer le débat public qui doit être organisé en 2013 par la Commission nationale du débat public (CNDP) sur le projet de création d'un stockage géologique réversible de déchets radioactifs en Meuse/Haute-Marne, le projet Cigéo destiné au stockage des déchets radioactifs à haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MA-VL), et le prolonger par les échéances s'échelonnant entre 2015 et 2025 pour sa mise en exploitation (sous réserve d'autorisation), y compris les dispositions législatives d'accompagnement.

Autres actions à engager d'ici 2017 pour une politique énergie-climat durable

Principaux défis énergétiques à relever, par forme d'énergie

Efficacité énergétique

14. Poursuivre l'amélioration et la montée en puissance du dispositif de certificats d'économie d'énergie pour les périodes suivantes et le rendre visible vis-à-vis du consommateur final.
15. Renforcer l'expertise technique de l'Administration pour mesurer les impacts environnementaux et sociaux des consommations d'énergie. Ceci concerne par exemple le projet du CGDD d'enquête « Phébus » sur les consommations d'énergie des ménages (logements en lien avec les DPE et déplacements).
16. Examiner la faisabilité de mesures évoquées dans le cadre de la Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique : Livret de Développement Durable, bonus de solidarité énergétique, crédit d'impôt pour les entreprises, Plan Bâtiment Grenelle, etc.

Energies renouvelables (EnR)

17. Procéder à une évaluation des textes législatifs concernant les EnR afin d'améliorer et de simplifier les procédures, sans qu'il ne soit besoin de nouvelle loi cadre. Par exemple, examiner les voies et moyens pour concilier la loi littoral avec le raccordement de champs éoliens offshore et exploiter les pistes de simplification identifiées par le député Warsman.
18. Pérenniser au delà de 2013 et renforcer le « Fonds chaleur » géré par l'ADEME en le portant à 500 M€/an au lieu de 250 M€/an.
19. Adapter le mode de soutien aux EnR à leur degré de maturité ainsi qu'aux autres préoccupations dont elles doivent faire l'objet (environnement, filières industrielles, emploi,...). En particulier, optimiser en conséquence le panel de politiques et mesures qui leur est appliqué (soutien à la R&D, tarifs d'achat, appels d'offres, formation, qualification, normalisation,...).
20. Envisager une refonte du mécanisme de la CSPE¹, notamment du principe de l'« acheteur obligé » de façon à maximiser la création de valeur (valorisation des garanties d'origine et, prochainement, des « capacités » échangées dans le cadre du marché prévu par la loi NOME, placement optimal de l'énergie sur les marchés,...), tout en préservant la simplicité du système pour les producteurs d'EnR. Il serait également judicieux de réviser le mode de gouvernance de la CSPE pour faciliter l'analyse de son impact sur les prix au consommateur final d'électricité.

Réseaux d'électricité

21. Réviser les procédures d'instruction des projets d'infrastructures pour s'efforcer d'en réduire les délais, par exemple en s'inspirant de la méthode scandinave, dite « en cliquet », qui évite d'avoir à recommencer les étapes déjà validées lorsqu'une étape ultérieure est mise en échec.

¹ Contribution au service public de l'électricité.

Gaz

22. Poursuivre le développement des énergies renouvelables (EnR) injectées dans le réseau de gaz (biogaz, hydrogène produit à partir d'éoliennes, etc.).
23. Préserver la faculté offerte aux entreprises françaises grosses consommatrices d'énergie de pouvoir passer des contrats de commercialisation de long terme pour leur énergie, sur le modèle d'Exelsium pour l'électricité, de façon à leur permettre d'avoir une meilleure visibilité en termes de prix et de volumes.
24. Evaluer les impacts environnementaux et les enjeux d'une éventuelle exploitation des huiles et gaz de schiste, comme le prévoit la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 et dans le cadre de la commission instituée par cette loi. Rendre ensuite un rapport au Parlement, comme le prévoit également la loi.

Electronucléaire

25. Soutenir et assurer la mise en oeuvre du plan d'action de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique) dans ses dimensions internationales comme nationales. Au niveau international, continuer de soutenir le renforcement de l'indépendance des autorités de sûreté ainsi que la mise en oeuvre de revues par les pairs obligatoires et promouvoir les recommandations formulées par l'ASN à l'issue des ECS, en particulier la force d'intervention rapide (FARN) mise en oeuvre par les exploitants et le concept de noyau dur. Au niveau communautaire, être force de proposition dans le cas d'un renforcement de la directive sur la sûreté nucléaire.
26. Compte tenu des échelles de temps de plusieurs années pour mettre en service des capacités de production électrique, et compte tenu de la primauté de la sûreté nucléaire, il convient de maintenir les marges dont dispose le système électrique. Ces marges devront être déterminées en particulier pour l'horizon 2020-2025 auquel une partie significative du parc nucléaire devrait être déclassé si l'exploitation au-delà de 40 ans n'est pas possible. Il est nécessaire de disposer au plus tard en 2015 des éléments principaux permettant de statuer sur la faisabilité de la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs les plus anciens au-delà de 40 ans.

Enjeux transverses

Recherche et développement (R&D)

27. Maintenir un programme ambitieux de recherche et développement (R&D) au moins dans les domaines suivants : vieillissement des réacteurs et sûreté, réacteurs de 4^{ème} génération, plan de gestion des déchets radioactifs tel que prévu par la loi de 2006, développement des EnR et amélioration de l'efficacité énergétique.
28. Utiliser le produit futur des enchères du système européen d'échange de quotas d'émission de CO2 (EU-ETS) pour soutenir la R&D dans les technologies de l'énergie bas carbone et de l'efficacité énergétique.
29. Réorganiser les mécanismes de repérage, de reconnaissance et de soutien au développement des PME-ETI innovantes sur les questions d'énergie et de climat.

Taxe carbone

- 30. Afficher des perspectives en matière d'émissions de gaz à effet de serre au-delà de 2020, de façon à donner à l'ETS une visibilité à long terme pour restaurer la confiance des investisseurs et à définir une « trajectoire » reflétant une vision de long terme. Plus précisément, promouvoir le lancement dès que possible à l'échelon communautaire de travaux de fixation d'objectifs à 2030 pour les secteurs ETS et hors ETS (la possibilité de report (« banking ») des quotas d'une période à l'autre permettrait un effet prix haussier rétroactif sur la période actuelle, favorable pour déclencher les investissements aux horizons 2030 et 2040).**
- 31. Relancer les réflexions sur la mise en place d'une taxe carbone française sous forme de « contribution climat énergie » améliorée par rapport à celle de 2009, sans attendre qu'un dispositif se mette en place au niveau de l'UE. Cette taxe ne devrait pas faire doublon avec l'ETS et contribuerait à définir un signal prix du carbone dans l'ensemble des secteurs de l'économie afin de stimuler les investissements de moyens et long termes en faveur d'une économie sobre en carbone, en veillant aux enjeux de concurrence et en contribuant à faire baisser les charges pesant sur le travail.**

Précarité énergétique

- 32. Engager une réflexion avec l'ensemble des acteurs sur les moyens de renforcer la lutte contre la précarité énergétique, comme l'extension du droit de distribuer le Tarif de première nécessité (TPN) aux fournisseurs alternatifs d'électricité ou la création d'un chèque énergie non limité à l'électricité et au gaz.**

Autres aspects relatifs au développement durable

- 33. Poursuivre la diffusion du processus de concertation « Grenelle » avec « gouvernance à cinq » instauré au Comité national du développement durable et du Grenelle de l'environnement (CNDDGE) et au Conseil économique, social et environnemental (CESE), notamment au niveau territorial.**

Introduction

La politique énergie-climat de la France repose sur les principes définis en dernier lieu par la loi POPE n° 2005-781 du 13 juillet 2005 ainsi que sur les deux lois « Grenelle » qui font de la lutte contre le changement climatique un engagement structurant à long terme, puisqu'il s'agit de baisser les émissions de gaz à effet de serre de la France de 75% d'ici 2050 par rapport à 1990 (« facteur 4 »).

Selon la loi précitée (article 1^{er}) la politique énergétique française vise à :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement,
- assurer un prix compétitif de l'énergie,
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre,
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

En outre, toujours selon l'article 1^{er} de la même loi, l'Etat doit veiller à la cohérence de son action avec celle des collectivités territoriales et de l'Union européenne.

A cet effet, de par sa situation géographique, ses ressources naturelles et sa situation économique, la France doit relever trois défis :

- diversifier les formes d'énergie dans le « mix » énergétique,
- renforcer l'efficacité énergétique pour alléger la contrainte pesant sur les ménages et les entreprises,
- se donner des marges de manœuvre pour faire face aux incertitudes dans un monde en mutation et assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande d'énergie.

Pour les deux premiers défis, le Grenelle de l'environnement, avec notamment la Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique animée par la Ministre chargée de l'environnement Nathalie Kosciusko-Morizet au cours du second semestre 2011, a permis d'adopter une feuille de route ambitieuse à l'horizon 2020, qu'il reste à prolonger, notamment en lien avec les réflexions en cours au niveau européen.

Pour le troisième défi, la France est dans une situation très différente de celles des pays voisins : sa production d'électricité repose à 75% sur un parc nucléaire, celui-ci a été construit pour une bonne part de façon concentrée sur la décennie 1980 et l'âge moyen du parc français est relativement plus jeune que dans ces pays où des centrales vétustes doivent être remplacées. Autour des années 2020 et en quelques années, plusieurs dizaines de réacteurs atteindront leur quarantième anniversaire en durée d'exploitation.

L'extension à 50 ans, voire 60 ans, de la durée de fonctionnement de tout ou partie du parc nucléaire actuel (sous réserve de travaux en cours de discussion entre EDF et l'ASN², cette dernière étant « juge de paix » en matière de sûreté) permettrait à la France de bénéficier d'un report pour le renouvellement des centrales jusqu'à 2030 au moins, moyennant des investissements de jouvence dont le coût serait considérablement inférieur à celui d'un renouvellement. Par rapport à d'autres pays européens, cette situation constitue un précieux atout à l'aune de deux considérations :

² Autorité de sûreté nucléaire.

- d'une part, les principales technologies du mix électrique ne semblent susceptibles d'évoluer substantiellement, voire de connaître des « ruptures », qu'après 2030, comme le montrent l'histoire de l'essor des centrales à cycle combiné au gaz (CCG) à partir des années 1990 ou l'engouement actuel pour les gaz de schiste aux Etats-Unis,
- d'autre part, il existe un risque de « fermer des options » en investissant trop vite sur des technologies susceptibles d'être dépassées d'ici 10 ou 20 ans grâce au progrès technique (centrales au charbon « propre », centrales photovoltaïques à technologie actuelle, etc.) ; en effet, les infrastructures construites sur cette base devront perdurer pendant 30 ou 40 ans, voire plus, avec des coûts qui peuvent être prohibitifs (les technologies étant elles-mêmes devenues obsolètes) ou avec des effets négatifs sur l'environnement.

Si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 grâce notamment à la construction du parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent 66% de la consommation finale énergétique (hors usages en matières premières). L'électricité ne représente en effet que 24% de cette consommation, même s'il s'agit pour une forte part de services essentiels et non substituables (électronique, transport ferroviaire, éclairage, etc.). La facture énergétique de la France a dépassé 60 milliards d'euros en 2011, en lien avec les prix élevés du pétrole, ce qui correspond en gros au déficit de notre balance commerciale. Dans ce contexte, le parc de production d'électricité actuel confère à la France un triple avantage :

- une électricité décarbonée à 90% et bon marché par rapport à la moyenne européenne,
- des exportations d'électricité qui réduisent notre déficit commercial entre 2 et 3 Md€ par an,
- des économies d'importation de gaz que l'on peut estimer, en ordre de grandeur³, à environ 20 Md€ pour l'année 2011.

L'électricité ne doit pas être confondue avec les autres formes d'énergie que sont les carburants, le gaz, la chaleur (sous ses diverses formes : réseaux de chaleur, biomasse, géothermie, etc.). Lorsqu'on agrège toutes les consommations énergétiques finales (c-à-d celles des ménages et des entreprises), l'électricité représente environ un quart du total, mais cette part est susceptible de croître même avec de gros efforts d'efficacité énergétique si on substitue des énergies fossiles par de l'électricité, par exemple au fur et à mesure que les véhicules électriques se développent, et certains usages sont contraints (électronique et télécommunications, éclairage,...).

Compte tenu de sa situation budgétaire et d'une croissance économique peu allante sur le court et moyen-terme, la politique énergétique de la France se doit d'évaluer à l'avance le rapport coût-bénéfice des mesures qui sont envisagées afin de les minimiser et de donner confiance aux parties prenantes sur une vision de moyen et long terme. A cet égard, les hésitations en 2009-2010 sur l'évolution des tarifs d'achat du photovoltaïque constituent un contre-exemple de ce qui est souhaitable pour les investisseurs.

Le Traité sur le fonctionnement de l'UE, dans sa version entrée en vigueur au 1^{er} décembre 2009, comporte un chapitre sur l'énergie qui définit une politique énergétique commune de l'UE autour de l'objectif commun consistant à assurer la disponibilité physique ininterrompue de produits et services énergétiques sur le marché, à un prix abordable pour tous les consommateurs, tout en contribuant aux objectifs sociaux et climatiques plus vastes que l'UE s'est fixés. Les objectifs fondamentaux de la politique énergétique (sécurité d'approvisionnement, compétitivité et durabilité) figurent dans le Traité. Néanmoins, chaque pays reste souverain en ce qui concerne son « mix » énergétique, alors que des pays - comme la France - qui sont placés au cœur des réseaux européens sont évidemment affectés par les choix énergétiques des pays voisins, sans que le Traité n'impose de concertation préalable.

³ Sous l'hypothèse du remplacement de toutes les centrales nucléaires par des centrales à cycle combiné au gaz (CCG).

Malgré la prise en compte consensuelle des préoccupations politiques précitées et l'adoption en 2008 par l'UE du Paquet « Energie - climat » qui fixe notamment les objectifs « 3 x 20% » à 2020 (gaz à effet de serre, énergies renouvelables (EnR), efficacité énergétique), l'évolution des systèmes énergétiques en Europe est soumise à plusieurs facteurs d'incertitude :

- les efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre sont perturbés par la lenteur des négociations internationales sur le climat et par les prix du carbone très faibles sur les bourses ETS⁴,
- des prix du charbon, du pétrole et du gaz évoluent selon des logiques fluctuantes, distinctes, difficiles à interpréter et à prévoir pour définir une stratégie d'investissement de long terme,
- le « market design » européen de l'électricité est encore loin d'être adapté à l'engagement du « facteur 4 » après 2020, par exemple pour investir dans des réseaux de transport d'énergie permettant d'intégrer les EnR, permettre le passage des « pointes de consommation » et apporter le « back-up » nécessaire à la compensation de la variabilité des EnR,
- une industrie du raffinage qui tend à se délocaliser,
- des opinions publiques de plus en plus concernées et réactives sur tout projet d'infrastructure,
- des besoins d'investissements considérables en infrastructures de production et de transport, par exemple du fait de centrales électriques vieillissantes au Royaume-Uni ou de réseaux qui doivent être adaptés en Allemagne.

Les 20 prochaines années vont représenter une période déterminante de la politique énergétique française, comme européenne, car des choix structurants sont incontournables pour relever les objectifs ambitieux que l'Europe s'est fixé collectivement et pour faire face aux grands défis d'un développement durable. Ces choix peuvent représenter une opportunité ou un fardeau, selon la façon de procéder, selon les circonstances et les moyens, mais l'inertie des systèmes énergétiques fait qu'il serait long et difficile de modifier des trajectoires inappropriées. Le bien-être de nos concitoyens, aujourd'hui et pour les générations futures, sera affecté en bien ou en mal par ces choix. Le prochain quinquennat sera donc particulièrement exposé sur sa responsabilité à procéder aux bons choix en matière d'énergie et climat et à fixer un cap durable en la matière.

⁴ EU Emissions Trading System ou SEEQE : système européen d'échange de quotas d'émission de CO2.

1. Echéances programmées de la politique énergie-climat française sur la prochaine législature 2012-2017

1.1. Echéances européennes

L'énergie est au cœur de l'agenda européen de ces dernières années : marché intérieur, développement durable, stratégies et feuilles de route,...

S'agissant du marché intérieur européen, la Commission européenne ne semble pas envisager à court ou moyen terme un « 4^{ème} Paquet énergie » : il s'agit pour l'instant d'appliquer les directives issues du 3^{ème} Paquet adopté en 2009, sachant qu'elles ne sont pas toujours très claires. Ce 3^{ème} Paquet crée un marché européen du gaz et de l'électricité : directives 2009/72/CE concernant les règles communes sur le marché intérieur de l'électricité et 2009/73/CE sur le marché du gaz, règlements 715/2009 sur les conditions d'accès aux réseaux de transport du gaz naturel, 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau d'échange transfrontalier d'électricité et 713/2009 sur l'établissement de l'agence ACER.

Le marché européen intégré et interconnecté de l'énergie est supposé être achevé d'ici 2014, ce qui nécessite en particulier des normes techniques harmonisées ainsi qu'une modernisation et une expansion des infrastructures pour relier les systèmes énergétiques nationaux. Un des objectifs est qu'aucun Etat membre ne reste isolé des réseaux électrique et gazier après 2015 ou voir sa sécurité énergétique menacée par un manque de connections appropriées.

L'ACER⁵ créée en 2010 prend son essor avec une double tutelle des Etats membres et des 27 régulateurs, dans l'optique d'obtenir mieux qu'une juxtaposition de 27 réseaux nationaux du gaz et de l'électricité. En particulier les lignes directrices sur le fonctionnement des réseaux électriques et gaziers vont devenir des règlements européens d'application directe dans le droit français.

Par rapport au reste de l'UE, la France est plutôt performante dans la gestion de ses réseaux mais elle est plutôt en retrait par rapport à d'autres Etats membres sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, avec des nuances :

- S'agissant du gaz, les offres de marché ont connu une progression sensible, représentant désormais les trois quarts du marché pour les sites non résidentiels, même si 85% du marché résidentiel reste au tarif réglementés. La part de marché des fournisseurs alternatifs s'accroît (36% sur le marché non résidentiel, mais seulement 9% sur le marché résidentiel) et, grâce au développement des marchés « spot » en Europe, ils peuvent bénéficier de conditions d'approvisionnement compétitives par rapport à GDF Suez.
- Dans le secteur de l'électricité, la possibilité pour EDF seule de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique, dont les coûts de revient sont bien inférieurs au prix de marché de l'électricité, constituait un frein au développement d'offres alternatives sur le marché français, se traduisant par une part de marché des « alternatifs » de l'ordre de 20% sur le segment non résidentiel et 9% sur le segment résidentiel. L'objectif de la loi NOME (Nouvelle organisation des marchés de l'électricité) n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 était de continuer à faire bénéficier les consommateurs en France de la compétitivité du parc électronucléaire, quel que soit leur fournisseur d'électricité. Ainsi, la loi NOME permet aux fournisseurs d'électricité de s'approvisionner auprès d'EDF, à hauteur d'une part significative des besoins de leurs clients en France, à un prix représentatif des coûts complets de production des centrales nucléaires existantes, afin de les placer dans les mêmes conditions économiques qu'EDF sur le segment de la fourniture d'électricité. Cet accès, régulé et limité, à l'électricité produite par EDF, est nommé ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique).

⁵ Agence européenne pour la coopération des régulateurs en énergie.

La loi NOME a permis de mettre la France en conformité avec les textes européens (DG ENER et DG COMP), au prix d'un dispositif unique en Europe. A défaut de loi NOME, la France serait restée fortement exposée à des risques de sanctions dans le cadre de procédures communautaires déjà engagées : d'une part, au titre des aides d'Etat, la Commission considérant que les tarifs aux gros consommateurs sont anormalement bas puisque inférieurs aux prix de marché et, d'autre part, pour défaut de transposition des directives, la Commission contestant le principe même de l'existence de tarifs réglementés pour les gros consommateurs. L'engagement de la France à mettre en place le projet de loi NOME a permis à la Commission de suspendre ces procédures, qui sont désormais en cours de clôture, tout en évitant de nous voir imposer l'élimination de toute réglementation des prix voire, dans un deuxième temps, un démantèlement partiel d'EDF pour favoriser le développement de la concurrence. La loi prévoit la disparition des tarifs « jaunes » et « verts » de l'électricité pour les industriels à fin 2015. En revanche, les tarifs réglementés pour les petits consommateurs (« bleus ») ne sont pas remis en cause. A partir de fin 2015, ils seront construits de manière additive, incluant le prix de l'ARENH, celui du complément d'approvisionnement, les coûts d'acheminement et les coûts commerciaux, afin de permettre le développement de la concurrence. A partir de fin 2015, les tarifs de l'électricité seront fixés sur proposition de la CRE, même si les ministres conserveront la possibilité de s'y opposer.

Dans le secteur du gaz, la loi ne prévoit pas à ce stade l'extinction des tarifs réglementés du gaz pour les industriels. Cette situation pourrait donner lieu à un avis motivé de la Commission européenne dans les prochains mois, même si ces tarifs ne représentent plus qu'une faible part du marché sur ce segment de clientèle, et si leur mode de construction garantit la couverture des coûts. Le principe d'un tarif réglementé pour les consommateurs domestiques, en revanche, n'est pas contesté par la Commission.

Propositions :

- 1. Défendre au niveau européen le principe selon lequel l'UE devrait concentrer sa future législation sur un seul objectif quantifié à l'horizon 2030 concernant la réduction de consommation d'énergies fossiles, de façon à traiter efficacement à la fois la lutte contre le changement climatique et l'amélioration de la sécurité énergétique. Poursuivre les efforts d'amélioration de la visibilité des positions françaises sur l'énergie et le climat au niveau européen, notamment en prolongement des feuilles de route « Low carbon economy 2050 » et « Energy 2050 ». Sur le nucléaire, en lien avec les questions traitées à Euratom, la France devrait maintenir une posture de « porteur d'initiatives » (sûreté, gestion des déchets radioactifs,...).**
- 2. Sur le projet de directive européenne en cours de discussion relative à l'efficacité énergétique, poursuivre les efforts de négociation tout en faisant preuve d'ambition en la matière, par exemple sur la façon d'exprimer des objectifs pour les marchés publics. S'engager dans une transposition rapide après l'adoption de la directive, vraisemblablement d'ici fin 2012.**
- 3. Préparer la position française sur le bilan d'étape que l'UE doit établir en 2014 sur le Marché intérieur de l'énergie, notamment au regard des défis que font peser sur la sécurité d'approvisionnement l'intégration des énergies renouvelables et l'accroissement des pointes de consommation.**
- 4. Etre vigilant sur le dimensionnement du fonds européen de soutien aux infrastructures (lignes de transport, interconnexions,...) qui risque d'entraîner des dépenses budgétaires considérables (cf. perspectives budgétaires 2014-2020 conduisant à 30% d'augmentation de la contribution française au budget communautaire).**

5. **En lien avec les travaux européens de stratégie, de prospective énergie-climat-air et de feuilles de route, produire une feuille de route « énergie-climat » à 2050, qui soit aussi « visible » que celle de l'Allemagne et du Royaume-Uni. Utiliser à cet effet la PPI de 2013, les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) ainsi que les travaux réalisés en 2011-2012 par le Comité « Trajectoires 2020 – 2050 - Vers une économie sobre en carbone » et la Commission « Energies 2050 ». S'appuyer sur un outil de modélisation des systèmes énergétiques amélioré selon le vœu de cette dernière commission et insister pour obtenir plus de transparence sur les modélisations utilisées par la Commission européenne (PRIMES).**
6. **Donner suite à la recommandation de la CRE exprimée dans son rapport sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez remis au gouvernement le 28 septembre 2011, de réfléchir à la suppression des tarifs réglementés de vente du gaz pour les industriels intensifs en énergie.**

1.2. Echéances nationales

Trois thèmes apparaissent comme devant faire l'objet d'un calendrier contraint par des dispositions législatives à respecter au cours du prochain quinquennat.

a) Programmations pluriannuelles des investissements (PPI)

La demande d'énergie finale est soumise à des influences contradictoires. Ainsi le Grenelle de l'environnement, complété par la Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique, notamment dans le secteur du bâtiment, incite par diverses mesures, réglementaires, normatives, informatives ou fiscales, à économiser l'énergie, en ligne avec l'objectif européen d'amélioration de l'efficacité énergétique de 20% d'ici 2020. Mais parallèlement, le développement des énergies renouvelables, la substitution d'énergies fossiles au profit d'énergies décarbonées (dont l'électricité), la nécessité de compenser la variabilité des énergies renouvelables et d'équilibrer les réseaux en période de pic de demande ainsi que le vieillissement des centrales nucléaires, imposent de prévoir des marges de manœuvre pour l'approvisionnement énergétique. Ceci est d'autant plus justifié que les incertitudes sur la demande d'énergie, comme sur l'approvisionnement en énergies fossiles, restent importantes et que la prévision est difficile, en particulier dans le contexte de perturbations économiques qui caractérise la période actuelle.

En outre, la décennie 2020-2030 va être charnière pour les centrales nucléaires françaises puisqu'une grande partie des réacteurs existants ont été mis en service 40 ans plus tôt (1977 pour le réacteur Fessenheim 1), ce qui pose la question de leur remplacement, de leur fermeture ou de l'extension de leur durée de vie. Cette dernière option est d'ailleurs recommandée par le rapport « Energies 2050 », sous réserve bien entendu de l'accord de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Compte tenu des délais d'autorisation et de construction d'une nouvelle centrale (typiquement une quinzaine d'années), il paraît indispensable que les pouvoirs publics puissent disposer d'une vision prospective à l'horizon 2025-2030 sur les investissements à engager.

Conformément à l'article 6 de la loi (modifiée) n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, « le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la PPI (Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité) qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. (...) Cette programmation fait l'objet d'un rapport au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans

l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale ». Il est donc nécessaire qu'un tel exercice soit lancé dès 2012 pour que le rapport considéré puisse être remis à l'Assemblée nationale courant 2013. La dernière PPI a fait l'objet de l'arrêté du 15 décembre 2009 en tant que feuille de route pour la production d'électricité à l'horizon 2020.

De même, la loi (modifiée) n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE), notamment son article 50, prévoit que *« le ministre chargé de l'énergie établit et rend publique une programmation pluriannuelle des investissements de production d'énergies utilisées pour la production de chaleur. Il arrête notamment dans ce cadre des objectifs par filière de production d'énergies renouvelables et le cas échéant par zone géographique »*.

Pour le gaz, la loi (modifiée) n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie prévoit en son article 18 que *« le ministre chargé de l'énergie arrête et rend public, après consultation des représentants professionnels intéressés, un plan indicatif pluriannuel (PIP) décrivant, d'une part, l'évolution prévisible de la demande nationale d'approvisionnement en gaz naturel et sa répartition géographique et, d'autre part, les investissements programmés pour compléter les infrastructures du réseau d'approvisionnement en gaz naturel, qu'il s'agisse des stockages souterrains, des terminaux de gaz naturel liquéfié, des canalisations de transport ou des ouvrages d'interconnexion avec les pays voisins. Il fait l'objet d'un rapport présenté chaque année au Parlement par le ministre chargé de l'énergie »*.

Un exercice conjoint a été mené en 2008-2009 pour l'électricité, le gaz et la chaleur, aboutissant à la publication de trois rapports PPI et PIP ainsi que de deux arrêtés PPI datés du 15 décembre 2009. Ils ont été l'occasion de débattre, d'interagir entre parties prenantes et de converger sur une vision de long terme qui est indispensable pour les investisseurs et les décideurs.

Plus encore aujourd'hui qu'en 2008-2009, les efforts à accomplir, particulièrement en ce qui concerne les investissements, pour assurer la transition vers une économie bas carbone d'ici 2050 doivent être définis dans un cadre européen et international qui reste à négocier. A priori le partage des efforts conçu en 2008 pour 2020 n'a pas de raison d'être transposable de façon homothétique pour 2030 et la France devrait donc plaider, d'une part, pour que l'UE concentre sa future législation sur un seul objectif quantifié pour 2030 concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'autre part, pour que l'exercice de PPI engagé par la France soit généralisé à l'ensemble des Etats membres, y compris au niveau de la production.

Propositions :

- 7. Lancer dès mi-2012, pour une remise des rapports à l'Assemblée nationale en 2013, comme le prévoit la loi, l'exercice de PPI (électricité et chaleur) et PIP (gaz). Par rapport aux éditions antérieures (la dernière date de 2009), cet exercice devrait être étendu à l'horizon 2025 ou 2030, notamment pour tenir compte de la question du renouvellement, de la fermeture ou de la prolongation des centrales nucléaires existantes.**
- 8. Achever le processus réglementaire de mise en place d'un « marché de capacité » à l'horizon 2015 prévu par la loi NOME par lequel chaque fournisseur d'électricité aura l'obligation de disposer des capacités de production ou d'effacement de consommation pour couvrir, en puissance, les besoins en électricité de ses clients.**
- 9. Etudier l'opportunité d'élargir au pétrole les documents de programmation sous la forme d'un « plan de sécurité pétrolière ».**

- 10. Tout en respectant la liberté de chaque Etat membre de l'UE à choisir son « mix » énergétique, développer des exercices prospectifs à moyen et long terme (au-delà de l'horizon actuellement envisagé pour les seuls réseaux de transport), au niveau européen et au niveau de régions européennes, de façon à veiller au respect des grands équilibres entre offre et demande d'électricité et de gaz ainsi qu'à améliorer la vision de long terme nécessaire aux investisseurs.**

b) Accompagner les perspectives de hausse de prix de l'électricité

Au cours des prochaines années, il est impossible de décrire l'évolution des prix du pétrole ou du gaz qui sont soumis à des influences géo-politiques imprévisibles à court et moyen terme, même si à long terme une hausse de prix est inéluctable du fait de leur raréfaction et de leur concentration dans des zones géographiques politiquement sensibles. Par contre, pour l'électricité, la nécessité d'engager des investissements massifs permet de prévoir une hausse sensible des tarifs réglementés de vente de l'électricité qui s'analyse de la façon suivante :

- le niveau de la hausse nécessaire n'est pas connu précisément : il dépendra de nombreux facteurs, comme l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux (qui fait actuellement l'objet de discussions entre la CRE et les opérateurs), le niveau des prix de marché (difficile à prévoir), le rythme de développement des énergies renouvelables (qui impacte les charges de CSPE⁶). Le chiffre de 30% de hausse à l'horizon 2015 évoqué récemment par le président de la CRE repose sur des hypothèses – pessimistes – qu'il n'est pas possible de confirmer ou d'infirmer à ce stade ;
- la hausse des tarifs est pour une large part indépendante de l'accident de Fukushima : les investissements dans le parc nucléaire étaient prévus de longue date et, du reste, ils ne représentent qu'un des facteurs expliquant la hausse des coûts ;
- la hausse des tarifs ne résulte pas d'un mauvais calage des tarifs au cours des années précédentes car ceux-ci ont toujours été définis pour permettre la couverture des coûts⁷, mais l'on doit aujourd'hui faire face à une hausse importante des besoins d'investissements ;
- cet effort d'investissements n'est en rien spécifique à la France ; à titre d'exemple, le Royaume-Uni devra remplacer 25% de son parc à l'horizon 2020, l'Allemagne devra financer sa sortie du nucléaire, tous les pays européens doivent adapter leur système électrique pour favoriser l'intégration des EnR, etc. La France devrait donc conserver son avantage compétitif par rapport à ceux de nos partenaires européens ;
- les estimations faites jusqu'à présent (y compris celle de la CRE) reposent sur l'hypothèse de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire. Si l'on abandonnait cette hypothèse, il faudrait rapidement investir dans de nouvelles centrales, ce qui impliquerait de porter les tarifs au coût marginal de développement de long terme (et non au coût de production, comme aujourd'hui), ce qui nécessiterait une hausse encore bien supérieure.

L'effort d'investissement à réaliser concerne l'ensemble des maillons du système électrique français :

- les réseaux, pour répondre aux besoins d'intégration des EnR, augmenter les capacités d'échanges aux frontières (garantir notre sécurité d'approvisionnement et développer les exportations), et poursuivre les efforts d'amélioration de la qualité de l'électricité (réduction de la durée des coupures) ; ce sujet fait actuellement l'objet de discussions entre la CRE et les opérateurs de réseaux et devrait être clarifié en janvier 2013 ;

⁶ Contribution au service public de l'électricité.

⁷ Le cadre désormais en place pour l'évolution de la CSPE comprend le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) défini par la CRE et la couverture des coûts de production vérifié par la CRE.

- le développement des EnR, avec un souci constant d'efficacité (illustré par exemple par la refonte du dispositif de soutien au solaire photovoltaïque) : le financement public, via la CSPE, des appels d'offres et obligations d'achat devrait augmenter de plus de 50% à l'horizon 2015 ;
- la réalisation des investissements de maintenance nécessaires, prévus de longue date, dans le parc nucléaire. Les mesures complémentaires de sûreté décidées par l'ASN suite à l'accident de Fukushima ne représentent en elles-mêmes qu'une petite partie des investissements à réaliser. Au total, les investissements annuels devraient passer de 1 Md€ par an pendant la décennie 2000 à 4,5 Md€ par an pendant les 5 prochaines années ;
- le renouvellement de plusieurs centrales électriques majeures, aujourd'hui obsolètes, dans les îles (Corse, Guadeloupe, Martinique, Réunion), dont le financement est assuré pour partie par la CSPE au titre de la péréquation tarifaire. Selon certaines estimations, encore à confirmer, le coût de la péréquation pour la collectivité nationale pourrait doubler dans les 10 ans à venir.

L'enjeu des prochains mois est de donner du sens à cette trajectoire haussière et de l'accompagner politiquement et socialement en :

- démontrant les contreparties énergétiques de la hausse des tarifs (sécurité d'approvisionnement, performance du parc de production d'électricité, développement des EnR),
- expliquant les choix énergétiques qui ont été faits,
- valorisant les retombées économiques et industrielles des politiques énergétiques menées,
- expliquant l'origine de la hausse,
- envisageant une refonte des dispositifs d'accompagnement pour les consommateurs les plus modestes (« précarité énergétique »).

Au regard de la trajectoire tarifaire pour les cinq prochaines années, il semble souhaitable d'engager rapidement un processus de concertation sur l'évolution des tarifs, avec l'ensemble des acteurs et en intégrant tous les paramètres, afin de s'affranchir d'un débat purement consumériste et de donner du sens à la « feuille de route » pour les cinq ans à venir. Cette feuille de route devra être articulée avec le futur contrat de service public (CSP) entre EDF et l'Etat.

Dès juillet 2012, une augmentation des prix supérieure à l'inflation va être nécessaire afin de répercuter la hausse des coûts et de commencer à résorber le « ciseau tarifaire ». Un tel mouvement tarifaire supérieur à l'inflation a déjà été fait en 2009 et 2010. En 2012, la contrainte est à la fois une contrainte de couverture des coûts (il faut s'attendre à de multiples contentieux si ce principe n'est pas respecté) et une contrainte de trajectoire (si la première « marche » est trop basse, les « marches » suivantes seront très difficiles à gravir).

Propositions :

- 11. Préparer la mise en œuvre dès 2015 des échéances tarifaires prévues par la loi NOME en garantissant la couverture des coûts par les tarifs, dans un contexte de hausse des coûts (ils resteront largement inférieurs à la moyenne européenne si la France persévère avec une part substantielle de nucléaire), tout en traitant la précarité énergétique et en veillant à ce que le signal prix incite à baisser les émissions de CO2.**
- 12. Engager à cet effet rapidement un processus de concertation sur l'évolution des tarifs, avec l'ensemble des acteurs et en intégrant tous les paramètres, afin de donner du sens à la feuille de route tarifaire pour les cinq ans à venir.**

c) Gestion des déchets radioactifs

S'agissant de la gestion à long terme des déchets radioactifs produits en France, le cadre d'activité de l'ANDRA est fixé par la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Trois types de déchets sont à distinguer :

- **Déchets de faible et moyenne activité (FMA) et de très faible activité (TFA) :** le centre de stockage de surface FMA de la Manche (à Digulleville) a été fermé en 1994 après avoir permis pendant 25 ans de stocker environ 527 000 m³ de tels déchets ; ce centre et son environnement font l'objet d'une surveillance qui sera continue pendant encore plusieurs centaines d'années. Deux centres de stockage de surface sont en activité :
 - le Centre FMA de l'Aube, à Soulaines, conçu pour une capacité de 1 million de m³, qui a ouvert en 1992 et n'est rempli aujourd'hui qu'au quart de sa capacité. Il lui reste de l'ordre de 50 ans d'exploitation ;
 - un deuxième site dans l'Aube, le Centre TFA de Morvilliers, ouvert en 2003 pour les déchets de très faible activité peut accueillir environ 650 000 m³ de tels déchets. Il est rempli à 27% et devrait rester en exploitation une quinzaine d'années.
- **Déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) :** avec un volume conditionné d'environ 150 000 m³, représentant environ 6% du volume total des déchets radioactifs français, ils ont fait l'objet d'une recherche de site de stockage, de façon ouverte et progressive, basée sur le volontariat après un appel à candidatures à l'échelle nationale lancé en 2008. Un rapport de l'ANDRA est attendu fin 2012 pour proposer des solutions de gestion à long terme et des orientations pour poursuivre la démarche de recherche de site.
- **Déchets à haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MA-VL) :** les volumes de déchets concernés (déjà produits ou à produire d'ici la fin de vie des installations existantes) représentent de l'ordre de 10 000 m³ (soit l'équivalent du contenu de deux piscines olympiques) de déchets HA et 70 000 m³ de déchets MA-VL. Actuellement, les déchets déjà produits sont entreposés en surface sur les sites de production (Marcoule, Cadarache et La Hague). Le Centre industriel de stockage géologique Cigéo est envisagé pour stocker ces déchets en souterrain, sur une durée de plus de 100 ans, qui pourrait se situer près de Bure, dans la Meuse, à proximité de la Haute-Marne. La zone restreinte pour étudier l'implantation de l'installation souterraine de Cigéo a été validée par le gouvernement en 2010. Le choix du site d'implantation des installations de surface devra être validé en 2013. Un débat public doit être organisé en 2013 par la CNDP à prolonger par les échéances suivantes :
 - 2015 : évaluation de la demande d'autorisation de création par la CNE⁸, avis de l'ASN et de l'OPECST⁹, recueil de l'avis des collectivités territoriales ;
 - 2016 : vote d'une loi fixant les conditions de réversibilité du stockage, conformément à l'article L.542-10-1 du code de l'environnement ;
 - enquête publique ;
 - décret d'autorisation de création du centre
 - 2025 (sous réserve d'autorisation en 2017) : début de la mise en exploitation.

L'ANDRA a engagé la phase de conception industrielle du projet Cigéo qui comprendra des études de conception visant à fournir les données techniques pour préparer le débat public et des évaluations économiques (le coût du stockage représente de l'ordre de 1% à 2% du coût de production de l'électricité nucléaire, selon une estimation donnée par la Cour des comptes fin janvier 2012).

⁸ Commission Nationale d'Evaluation des recherches pour la gestion des déchets radioactifs, créée par la loi du 30 décembre 1991.

⁹ Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

Conformément à la loi du 28 juin 2006, il sera nécessaire de créer au sein de l'ANDRA un fonds « construction – exploitation » alimenté par les exploitants d'installations nucléaires de base (INB), en complément au fonds « recherche » déjà créé et alimenté par une taxe « recherche », additionnelle à la taxe sur les INB. Néanmoins, le montant de cette taxe « recherche » doit être réévalué à la hausse à court terme et l'articulation entre les deux fonds pourrait nécessiter une clarification législative.

Quelques autres dispositions législatives seront nécessaires à partir de 2013 : pour préciser et sécuriser la procédure d'autorisation de création de Cigéo afin de respecter l'article L.542-10-1 du code de l'environnement, pour créer et préciser la fiscalité associée à une future « zone interdépartementale », pour confirmer le mode de gestion financière et comptable de l'ANDRA, à plus long terme, pour pérenniser la taxe « recherche » au-delà de la création de Cigéo et pour étendre son champ d'application à d'autres types de déchets radioactifs.

Proposition :

- 13. Lancer le débat public qui doit être organisé en 2013 par la Commission nationale du débat public (CNDP) sur le projet de création d'un stockage géologique réversible de déchets radioactifs en Meuse/Haute-Marne, le projet Cigéo destiné au stockage des déchets radioactifs à haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MA-VL), et le prolonger par les échéances s'échelonnant entre 2015 et 2025 pour sa mise en exploitation (sous réserve d'autorisation), y compris les dispositions législatives d'accompagnement.**

2. Autres actions à engager d'ici 2017 pour une politique énergie-climat durable

En 2008, la France a émis 8 teqCO₂/habitant (contre 10 pour la moyenne UE et 12 pour l'Allemagne) et le Grenelle de l'environnement devrait réduire ce chiffre à 6 teqCO₂/habitant d'ici 2020. Tout en conservant cet avantage de départ, des progrès importants sont attendus dans le bâtiment (la loi « Grenelle 1 » prévoit 38% de baisse des consommations d'énergie par m² de surface d'ici 2020 et l'industrie est déjà soumise au marché européen de quotas de CO₂ (ETS) qui l'incite à économiser les énergies fossiles. Il reste que des progrès supplémentaires pourraient concerner plus particulièrement les transports dont l'inertie est cependant considérable. Ceci conduirait par exemple à modifier les comportements, favoriser les transferts modaux, améliorer fortement les moteurs thermiques et développer les véhicules électriques, toutes actions pertinentes à long terme mais dont l'effet ne pourra qu'être amorcé dans le cadre du prochain quinquennat.

2.1. Principaux défis énergétiques à relever, par forme d'énergie

Selon les derniers scénarios énergétiques publiés par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la diminution de moitié des émissions de CO₂ d'ici 2050 (qui est la condition pour limiter le réchauffement d'origine anthropique à +2°C) provient de quatre origines dans le scénario dit « 450 ppm » : l'efficacité énergétique, pour 44% des réductions attendues d'ici 2035, les énergies renouvelables, pour 25%, le captage et stockage du CO₂ (CSC), pour 22%, et le nucléaire, pour 9%.

Le coût des politiques et des mesures à mettre en place à cet effet n'est pas le même selon le pays et il dépend de « circonstances nationales » telles que le savoir-faire technologique, la situation géographique, la structure de l'économie, les progrès déjà réalisés, etc. Les priorités françaises ne sont donc pas forcément similaires à celles des Etats-Unis, de la Chine, voire de l'Allemagne. Certains rapports d'étude commandés par le gouvernement se sont efforcés d'avoir sur ce sujet une vision

générale et détaillée (notamment le rapport de 2007 de la Commission Energie du Centre d'Analyse Stratégique, sous la présidence de Jean Syrota). Le présent rapport n'a pas l'ambition de recenser la multitude d'actions qui pourraient être engagées pour définir la politique énergie-climat de la France, il se limite à souligner les principaux défis et à proposer des pistes d'actions à engager à court terme dans une perspective plus globale.

a) Efficacité énergétique

Les économies d'énergie sont un pilier de la politique énergétique française, à côté de l'essor des EnR et du nucléaire. Il est presque devenu un lieu commun de dire que renforcer l'efficacité énergétique constitue l'un des moyens les plus simples de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et de garantir un approvisionnement en énergie sûr et durable. C'est aussi une façon de soutenir le développement économique, de créer des emplois et de rendre nos entreprises plus compétitives ainsi que de réduire les coûts d'énergie supportés par les ménages, les entreprises et les pouvoirs publics.

A l'été 2011, la France a transmis à la Commission européenne, en application de la directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques (ESD) son deuxième Plan national d'action en faveur de l'efficacité énergétique (PNAEE) qui avait pour objet de dresser le bilan des politiques et mesures mises en œuvre par la France en terme d'économies d'énergie.

En complément au Grenelle de l'environnement qui a déjà bien investi ce chantier, avec un ensemble d'outils pour réduire les consommations, la Table ronde nationale pour l'efficacité énergétique (TRNEE), lancée par la Ministre chargée de l'environnement Nathalie Kosciusko-Morizet au second semestre 2011, a conduit à un « Plan d'action TRNEE » issu des nombreuses propositions des participants. Il s'agit de mesures concrètes pour accélérer les économies d'énergie faites par les ménages, les entreprises et les pouvoirs publics, de façon à pouvoir atteindre l'objectif européen de 20% d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 par rapport à 2005, contre 17 % avec le Grenelle seul.

Une réduction globale de la consommation d'énergie est envisageable par des actions conjuguées de sobriété et d'efficacité énergétique. Plus ambitieuse que la recherche de l'efficacité énergétique, elle n'est cependant pas à exclure car des « gisements » importants sont encore inexplorés. Par exemple, une évolution de l'économie vers la consommation de produits durables et réparables, plutôt que jetables (« obsolescence programmée »), irait dans la bonne direction.

Tout en faisant de la lutte contre la précarité énergétique une grande cause nationale, il faudrait renforcer les moyens pour atteindre les objectifs du Grenelle dans le bâtiment (-38% de consommation d'ici 2020 dans le parc existant). Comme le recommande Philippe Pelletier, président du « Plan Bâtiment Grenelle », il ne s'agit pas de se précipiter vers les économies d'énergie les plus rentables à court terme (par exemple le remplacement d'une chaudière par une plus efficace mais tout aussi puissante) mais privilégier au contraire des « bouquets de travaux de rénovation » (par exemple isolation des combles et changement de chaudière) ; les soutiens financiers de l'Etat devraient être conçus pour orienter en ce sens.

L'énergie peut être un élément structurant de l'organisation des collectivités locales, comme cela a été relevé par le « COMOP 10 » du Grenelle de l'environnement, mais elles ne sont pas suffisamment incitées à agir pour la promotion des EnR et de l'efficacité énergétique, faute d'instrument incitatif approprié (si ce n'est les certificats d'économie d'énergie).

Les mesures volontaristes pour développer l'efficacité énergétique ne devraient pas être perçues seulement comme la prise en compte de « contraintes » environnementales que l'on pourrait être tenté de passer au second plan en période de crise économique et budgétaire, mais aussi la réponse aux

conséquences économiques et sociales négatives de la hausse des prix des énergies « historiques ». L'ADEME a en portefeuille un vaste panel de telles mesures qui méritent d'être approfondies, certaines ayant déjà été discutées et proposées dans la TRNEE précitée.

Propositions :

- 14. Poursuivre l'amélioration et la montée en puissance du dispositif de certificats d'économie d'énergie pour les périodes suivantes et le rendre visible vis-à-vis du consommateur final.**
- 15. Renforcer l'expertise technique de l'Administration pour mesurer les impacts environnementaux et sociaux des consommations d'énergie. Ceci concerne par exemple le projet du CGDD¹⁰ d'enquête « Phébus » sur les consommations d'énergie des ménages (logements en lien avec les DPE et déplacements).**
- 16. Examiner la faisabilité de mesures évoquées dans le cadre de la Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique, telles que :**
 - Livret de Développement Durable (LDD) et prêts liés : le dispositif actuel du LDD étant loin d'atteindre les objectifs environnementaux qui motivent sa défiscalisation puisque seulement 2,7 Md€ d'éco-prêts sont accordés au lieu d'un objectif de 9,5 Md€ (correspondant à 10% de l'encours non centralisé à la CDC), il est proposé d'affecter les ressources de l'épargne défiscalisée beaucoup plus massivement à des « produits verts » en renforçant l'implication des banques dans le financement des travaux d'énergie pour les particuliers, en permettant un développement d'éco-prêts pour les PME et/ou de fonds de garantie économie d'énergie ou en finançant des travaux d'économie d'énergie par les collectivités locales sur la part de l'épargne des Français centralisée à la CDC.
 - Mettre en place un « bonus de solidarité énergétique » visant à accélérer le glissement du marché vers les produits les plus performants et à faciliter aux ménages les plus pauvres l'accès à ces produits, lorsqu'ils s'avèrent plus chers que les autres : une participation de solidarité écologique serait prélevée sur l'ensemble des équipements en fonction de leur consommation énergétique et reversée aux ménages en difficulté sous forme, par exemple, de « coupons verts » valables sur les équipements peu consommateurs et permettant donc des économies sur les coûts d'utilisation. Ces dispositions pourraient également prendre en compte la durée de vie des produits.
 - Mettre en place un crédit d'impôt pour les entreprises qui pourrait être accordé aux PME des secteurs industriel, tertiaire, artisanal et agricole, lorsqu'elles investissent dans l'efficacité énergétique. Le crédit d'impôt est en effet un levier efficace pour une mobilisation massive des entreprises sur des investissements qui peuvent être préalablement définis (équipements productifs, transports, bâtiments tertiaires,...) Les ressources en regard de cette dépense pourraient provenir d'une taxation « pollueur-payeur » de l'énergie et/ou de la mise aux enchères des quotas de CO2.
 - Poursuivre la mise en œuvre du « Plan Bâtiment Grenelle », notamment en instituant l'obligation de rénovation prévue par la loi « Grenelle 2 » ainsi qu'en favorisant les « bouquets de travaux de rénovation », et étudier l'opportunité d'autres propositions issues de la Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique telles que le lancement d'un concours d'idées ou de projets pour la démonstration de modifications collectives de comportement favorisant les économies d'énergie (par exemple dans des lycées).

¹⁰ Commissariat général au développement durable.

b) Energies renouvelables (EnR)

Sous présidence française en 2008, l'Union européenne a choisi de répondre aux défis de l'énergie et du climat en se dotant en particulier de 20% d'EnR dans sa consommation finale brute d'énergie d'ici 2020. Dans ce cadre et celui du Grenelle de l'environnement, cet objectif a été fixé pour la France à 23%, contre 10% en 2005. Cela supposait à l'époque, par exemple, une multiplication par près de 10 de la chaleur renouvelable issue de la biomasse et de la géothermie, par 30 des éoliennes et par plus de 200 du photovoltaïque. Il s'agit d'une évolution remarquable de la politique énergétique française dont les résultats sont déjà probants puisqu'on avait recensé, fin 2011, 6 800 MW d'éolien installé et 2 800 MW de photovoltaïque installé, contre respectivement 2 500 MW et 50 MW fin 2007.

Dans le cadre de l'objectif global de 23% d'EnR assigné à la France à l'horizon 2020, par rapport à la consommation finale brute d'énergie à ce même horizon, l'analyse du « COMOP 10 » du « Grenelle de l'environnement » a consisté à définir des objectifs appropriés pour chaque forme d'EnR repris ensuite dans l'exercice de PPI 2009. L'idée était que les politiques publiques de soutien, qui amputeraient inévitablement mais raisonnablement le pouvoir d'achat des français sur cette période, induiraient une activité suffisante pour que l'industrie française de ce secteur puisse, dans un futur proche, se développer et s'imposer au niveau français et surtout mondial.

Les progrès techniques conduiront en effet à plus ou moins brève échéance la plupart des EnR à la compétitivité économique, sans qu'il ne soit nécessaire de les soutenir (« parité réseau »), et leur développement pourra alors se faire sans peser sur les finances publiques. L'accélération de la R&D sur les EnR, grâce à des roadmaps et à l'identification des verrous technologiques ou sociologiques, est un enjeu important dans la course mondiale à la compétitivité. Partout dans le monde les pouvoirs publics sont en quête des instruments les plus performants pour soutenir en ce sens les organismes de recherche et les entreprises

Les EnR contribuent tout particulièrement au développement énergétique durable : elles n'émettent pas de gaz à effet de serre, sont peu polluantes et participent d'une moindre dépendance aux importations de combustibles fossiles. De plus, par leur caractère décentralisé, elles participent à l'aménagement du territoire et à la création d'emplois non délocalisables. Elles représentent aussi des opportunités d'excellence technologique et d'exportation pour nos industriels.

Comme l'indique le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (PNAEnR) pour la période 2009-2020 transmis en 2010 à la Commission européenne en application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'UE, la politique française de soutien aux EnR vise à concilier cinq grandes préoccupations : bénéfiques environnementaux, sécurité énergétique, stratégie industrielle, activité économique, efficacité de réduction des énergies fossiles importées et des émissions de CO₂.

Le prix de la tonne de CO₂ évitée n'est pas le seul indicateur à prendre en compte dans l'évaluation du coût d'une politique de soutien aux EnR car les bénéfices concernent d'autres aspects, non seulement environnementaux (par exemple un moindre prélèvement d'eau), mais aussi sociaux et économiques. Il est parfois difficile d'estimer le coût des services rendus, par exemple à la sécurité énergétique. Il existe une vaste palette d'instruments à la disposition des pouvoirs publics et des collectivités territoriales pour développer la production et l'usage des EnR : incitations de marché (fiscalité, subventions, tarif d'achat, appels d'offres, prêts bonifiés, certificats verts, fonds chaleur, etc.), réglementation, planification (ZDE¹¹, SRCAE¹², ...), information.

Tant en Europe que dans l'OCDE, aucun outil ne fait l'unanimité et les politiques publiques semblent suivre un principe d'optimisation par approximations successives. Parmi les actions de soutien les plus

¹¹ Zone de développement de l'éolien.

¹² Schéma régional climat air énergie.

emblématiques, figurent les tarifs d'achat obligatoire (« feeding tariffs ») par EDF et le « fonds chaleur » géré par l'ADEME. Créé en 2009 par le Grenelle de l'environnement, ce fonds a pour objectif de soutenir des projets de développement des installations de chaleur renouvelable dans l'habitat collectif, le secteur tertiaire, l'agriculture et l'industrie. Doté de 1,2 Md€ pour la période 2009-2013, ce dispositif connaît un grand succès et permet de quintupler les financements de l'Etat en faveur de quatre sources d'EnR : le bois, le biogaz, la géothermie et l'énergie solaire. Il s'agit en fait, de loin, du mode de soutien des EnR le moins coûteux en termes d'énergie produite par euro engagé. Sur 2009-2011, il a permis la création de près de 1 600 installations pour un montant global de plus de 600 millions d'euros.

Les EnR thermiques sont moins médiatiques que les EnR électriques, comme l'éolien ou le photovoltaïque, mais elles sont supposées contribuer à la moitié du développement attendu des EnR en France d'ici 2020. Compte tenu des ambitions qui sont placées sur trois d'entre elles, la géothermie, dont le marché subit des à-coups, les réseaux de chaleur, dont l'essor reste limité, et le bois-énergie, dont le modèle économique est à préciser, des analyses cout-bénéfice complémentaires mériteraient d'être engagées :

- **La géothermie.** L'arrêté du 15 décembre 2009 sur la « PPI chaleur » a fixé les objectifs suivants de développement de la production de chaleur à partir de géothermie (profonde et intermédiaire) : 295 ktep à fin 2012 et 750 ktep fin 2020 (contre 90 ktep environ constaté fin 2010). Le domaine de la géothermie est très multiforme, qu'il s'agisse de la production/stockage de chaleur ou de la production d'électricité, qu'il s'agisse d'utilisation directe ou via des pompes à chaleur, qu'il s'agisse de distribution au moyen de réseaux de chaleur collectifs ou privés,... Des initiatives nouvelles apparaissent indispensables à l'égard de deux formes de géothermie :
 - Les systèmes « à très basse température » pour le chauffage et le rafraîchissement des bâtiments neufs (habitations individuelles, immeubles collectifs, tertiaire, installations sportives,...), soit directement (puits canadiens), soit au moyen de pompes à chaleur géothermiques.
 - Dans les îles d'Outremer, la production d'électricité à partir d'EnR à un prix de revient intéressant et, pour les îles volcaniques, une source géothermique, comme à Bouillante en Guadeloupe, présente l'atout d'être non intermittente.
- **Les réseaux de chaleur.** Une analyse socioéconomique devrait être engagée sur la façon de promouvoir de nouveaux réseaux de chaleur ou l'extension des réseaux existants car leurs avantages évidents en termes de préservation de l'environnement et de flexibilité des combustibles utilisés (y compris les énergies fatales issues de l'incinération des ordures ménagères) sont confrontés à un modèle économique reposant sur des équipements fortement capitalistiques, avec des durées de vie longues. La chaleur délivrée comporte en effet une part importante de coûts fixes dont le financement nécessite des densités de consommation énergétique relativement élevées or les objectifs du Grenelle de l'environnement réduisent les besoins thermiques unitaires des bâtiments, d'autant que le réchauffement climatique limitera les besoins de chauffage. Par ailleurs, l'extension des réseaux des villes déjà équipées peut se faire dans des zones périphériques dont la densité de population est plus faible que dans les centre-villes.
- **Le bois-énergie.** L'utilisation de la biomasse pour la production de chaleur (à ce jour essentiellement le bois) pourrait également faire l'objet d'une réflexion stratégique. Le bois-énergie, qui représente environ 10 Mtep¹³, est aujourd'hui principalement utilisé en maison individuelle dans des appareils indépendants, en complément d'une autre source d'énergie (souvent de l'électricité). On peut se demander si cette utilisation va se maintenir voire se développer comme les projections du PNAEnR précité semblent le montrer, si parallèlement les

¹³ Soit 61% de l'ensemble des EnR thermiques et pratiquement l'équivalent du double de la production d'électricité hydraulique, dans la mesure où l'on peut exprimer ces deux formes d'énergie en une même unité de mesure.

consommations unitaires des logements sont fortement réduites et que le renforcement des exigences en matière de qualité de l'air se poursuit. L'utilisation du bois (ou de combustibles solides en général) pour la production de chaleur, implique des investissements unitaires plus élevés que pour des équipements utilisant des combustibles liquides ou gazeux. Les coûts fixes représentent donc une part plus importante dans le coût de fourniture de l'énergie. Les installations de combustion bénéficiant d'importants rendements d'échelle, la compétitivité du bois est meilleure pour des installations de taille importante. Or, comme pour les réseaux de chaleur, les actions d'efficacité énergétique dans les bâtiments et la hausse globale des températures, en réduisant les besoins thermiques unitaires, vont restreindre le domaine de pertinence économique du bois en installations de chauffage collectif de taille petite ou moyenne. In fine on peut se demander si, à terme, le bois (et la biomasse ligno-cellulosique en général) ne devrait pas être destiné en priorité à des installations de grande taille approvisionnant directement de gros utilisateurs en chaleur ou produisant un vecteur d'énergie plus « propre » et facile d'utilisation pour de petits consommateurs (électricité, combustible liquide).

La filière des EnR crée de la valeur ajoutée et des emplois mais il est difficile d'en mesurer l'ampleur car il existe deux effets antagonistes : des effets directs positifs et visibles correspondant à l'activité de construction et d'installation et des effets indirects, qui peuvent être positifs ou négatifs en fonction de l'origine des équipements qui peut grever le déficit de la balance commerciale ou de la hausse des prix de l'électricité entraînée par le soutien aux EnR non matures.

A moyen et long terme, les EnR représentent un marché considérable, tant au niveau national qu'europpéen et mondial. Leur recours à des technologies de plus en plus sophistiquées fait que la France peut maîtriser des filières d'excellence. Les entreprises qui peuvent prétendre au « first mover advantage » sont probablement celles qui s'imposeront sur les marchés. Or les jeux ne sont pas encore faits car les EnR sont souvent loin de la maturité et la France dispose d'avantages structurels : une position historique forte dans les technologies de l'énergie, une recherche forte et un tissu de PME innovantes, de pôles de compétitivité ainsi qu'un gisement diversifié et important du simple fait de sa géographie (la France est le deuxième pays d'Europe après l'Allemagne pour sa production d'EnR, bien que dominée par l'hydraulique et la biomasse, et elle a longtemps été en première position).

Propositions :

- 17. Procéder à une évaluation des textes législatifs concernant les EnR afin d'améliorer et de simplifier les procédures, sans qu'il ne soit besoin de nouvelle loi cadre. Par exemple, examiner les voies et moyens pour concilier la loi littoral avec le raccordement de champs éoliens offshore et exploiter les pistes de simplification identifiées par le député Warsman.**
- 18. Pérenniser au delà de 2013 et renforcer le « Fonds chaleur » géré par l'ADEME en le portant à 500 M€/an au lieu de 250 M€/an.**
- 19. Adapter le mode de soutien aux EnR à leur degré de maturité ainsi qu'aux autres préoccupations dont elles doivent faire l'objet (environnement, filières industrielles, emploi,...). En particulier, optimiser en conséquence le panel de politiques et mesures qui leur est appliqué (soutien à la R&D, tarifs d'achat, appels d'offres, formation, qualification, normalisation,...).**
- 20. Envisager une refonte du mécanisme de la CSPE¹⁴, notamment du principe de l'« acheteur obligé » de façon à maximiser la création de valeur (valorisation des garanties d'origine et, prochainement, des « capacités » échangées dans le cadre du**

¹⁴ Contribution au service public de l'électricité.

marché prévu par la loi NOME, placement optimal de l'énergie sur les marchés,...), tout en préservant la simplicité du système pour les producteurs d'EnR. Il serait également judicieux de réviser le mode de gouvernance de la CSPE pour faciliter l'analyse de son impact sur les prix au consommateur final d'électricité.

c) Réseaux d'électricité

Après plusieurs directives européennes et leur transposition en droit français, le cadre législatif et réglementaire régissant l'activité de RTE est désormais mature mais il reste un difficile défi à relever consistant à convaincre les Français qu'il faut renforcer le réseau malgré deux évolutions qui a priori l'incitent à penser le contraire :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique, qui n'exclut pas une progression régulière de la demande d'électricité et, surtout, d'une forte croissance de la consommation de pointe dont l'évolution suit une logique distincte qui ne s'enraye pas (cf. puissance de 102 GW atteinte le 8 février 2012) ;
- le développement des EnR qui peuvent apparaître locales et diffuses mais ne sont pas auto-consommées sur place et dont les intermittences nécessitent des moyens de back-up et de stockage. Inversement, dans les périodes où les EnR produisent beaucoup, comme les technologies de stockage ne sont pas encore bien au point, il peut être nécessaire de limiter l'accès aux EnR (cas de l'Espagne) à moins de pouvoir profiter des lignes ou des interconnexions pour acheminer l'électricité correspondante vers les régions ou les pays qui en auraient besoin.

Classiquement une ligne dure entre 60 et 80 ans. Les investissements de RTE sont répartis approximativement en un tiers pour le renouvellement des infrastructures, un tiers pour leur renforcement et un tiers pour l'application de dispositions relevant de la politique énergétique. Par exemple, RTE a calculé que le raccordement au réseau des 3 000 MW d'éolien offshore dont les résultats de l'appel d'offres ont été publiés le 6 avril, devrait lui coûter 1 Md€, soit autant que le raccordement des 19 000 MW d'éolien terrestre dont le Grenelle de l'environnement a prévu la mise en service d'ici 2020.

En application de la directive européenne du 3ème paquet sur le marché de l'électricité, tous les deux ans l'ENTSOE¹⁵ doit établir un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'UE. En droit français, l'ordonnance du 9 mai 2011 impose à RTE d'élaborer chaque année un « schéma décennal de développement du réseau », dont le projet actuel a été diffusé le 31 décembre 2011. RTE investit actuellement environ 1,3 Md€ par an et ce chiffre pourrait être porté à 1,5 à l'horizon 2030.

Les interconnexions apportent une grande souplesse au réseau, même si elles entraînent un faible risque d'importation de black-out. Grâce aux interconnexions il est possible d'absorber des à-coups sur la demande d'électricité sans démarrer ou arrêter des centrales brutalement. Les interconnexions permettent en outre au reste de l'Europe de profiter des faibles coûts de l'électricité nucléaire française et inversement la France peut profiter de périodes où des disponibilités existent à des prix inférieurs à ceux du marché français.

RTE est confronté à une durée d'instruction de ses projets d'infrastructures sensiblement plus longue que dans d'autres pays, de l'ordre de 7,5 ans, contre 5 ans environ dans les pays scandinaves. En outre, la loi « littoral » crée des difficultés pour le raccordement des champs éoliens offshore.

¹⁵ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Proposition :

- 21. Réviser les procédures d'instruction des projets d'infrastructures pour s'efforcer d'en réduire les délais, par exemple en s'inspirant de la méthode scandinave, dite « en cliquet », qui évite d'avoir à recommencer les étapes déjà validées lorsqu'une étape ultérieure est mise en échec.**

d) Gaz

La nouvelle réglementation thermique RT 2012 donne une place équilibrée à diverses solutions énergétiques. En Europe, la lutte contre le changement climatique tend à s'imposer à côté des autres préoccupations de politique énergétique ; par rapport aux autres énergies fossiles le gaz bénéficie de sa complémentarité avec les EnR pour produire de l'électricité de façon très rapide en compensation de leurs intermittences.

Les opérateurs gaziers souhaitent un « juste prix » de l'énergie qui respecte le principe de réalité économique et qui tienne compte de la raréfaction des ressources. Le prix du gaz pour les consommateurs résidentiels est à peu près réparti en 50% pour la fourniture, 50% pour le stockage, le transport et la distribution. Cette deuxième partie devrait connaître une évolution modérée car le réseau est en bon état et les investissements de maintenance, de mise en sécurité et de fluidification ne devraient pas être relativement très élevés ; la mise en place de la télé-relève pour la distribution ne devrait pas changer ce diagnostic. En revanche, la partie « fournitures » dépend du prix du pétrole, du prix du gaz sur les marchés « spot » et du taux de change euro/dollar. Contrairement aux Etats-Unis qui bénéficient de la manne des gaz de schiste et constituent une sorte d'« île gazière », le reste du monde, dont l'Europe, connaît des niveaux de prix plus élevés avec une tendance plutôt haussière ; elle connaît de surcroît une double indexation, sur le prix des produits pétroliers et sur les marchés « spot » européens..

La situation géographique de la France donne à GRTgaz un rôle de carrefour des réseaux européens, déjà très interconnectés (Belgique, Allemagne, Suisse-Italie, TIGF-Espagne), renforcé par trois terminaux méthaniers (Fos-Tonkin, Fos Cavaou, Montoir-de-Bretagne et bientôt Dunkerque) et de nombreux stockages. Il a une situation idéale pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Europe, notamment grâce à son accès au GNL¹⁶ du bassin méditerranéen et de l'Atlantique. GRTgaz exploite le plus long réseau de transport de gaz en Europe (plus de 32 000 km).

L'approvisionnement de la France en gaz est géographiquement bien diversifié (Mer du Nord, Pays-Bas, Russie, Algérie et GNL de plusieurs origines). Avec l'accord de la CRE des décisions d'investissement ont été prises en 2011, pour un montant total de 1,6 Md€, dans le but d'augmenter la robustesse, la capacité d'évolution et la manoeuvrabilité du réseau de GRTgaz à d'ici 2016. Ces décisions s'articulent principalement autour de deux projets structurants :

- raccordement du terminal méthanier de Dunkerque conduisant à la réalisation d'un gazoduc de gros diamètre sur 450 km (entrée en service prévue en 2015) ;
- projet ERIDAN consistant à doubler l'artère du Rhône par un gazoduc de gros diamètre sur 220 km.

La pérennité du parc de cogénération au gaz suscite des inquiétudes auprès de ses exploitants. Ce parc s'élève à 4 300 MW en moyens de productions électriques décentralisés et à fort rendement, sans compter la chaleur produite, et il contribue à l'équilibre du réseau :

¹⁶ Gaz naturel liquéfié transporté par navire (méthanier).

- 2 300 MW correspondant à des installations de plus de 12 MW de capacité électrique, arrivent à échéance de leur contrat d'obligation d'achat de l'électricité produite et ne trouvent pas de rémunération suffisante sur le marché de l'électricité. Pour certains acteurs, la solution envisagée (appel d'offres de la CRE pour des capacités de production électrique) paraît très longue et aléatoire et ils préféreraient un dispositif de soutien transitoire par la CSPE, pour un coût limité à 50 M€ par an jusqu'en 2015, date d'entrée en fonctionnement du marché de capacité de la loi NOME.
- 2 000 MW d'installations de moins de 12 MW, essentiellement situées sur des réseaux de chaleur. Ces installations ont la possibilité théorique de renouveler leur contrat d'obligation d'achat en contrepartie d'un réinvestissement, mais certains acteurs estiment qu'en pratique ce renouvellement risque d'être difficile à obtenir : d'une part, parce que l'Administration annonce régulièrement sa volonté de dégrader la rémunération électrique de ces installations, ce qui décourage les investisseurs, d'autre part parce que l'énergie thermique récupérée sur ces cogénérations, pourtant vertueuse, n'est pas reconnue comme telle en France et donc ne bénéficie pas de la TVA à 5,5% (contrairement à l'énergie récupérée sur les incinérateurs). D'ici 2015, la plupart de ces installations seront arrivées au terme de leur contrat d'obligation d'achat.

L'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz présente des perspectives intéressantes pour le développement des EnR (biogaz, hydrogène produit à partir d'éoliennes, méthanation, etc.).

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures par fracturation hydraulique ont été interdites par la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011. Le rapport d'une mission interministérielle sur les enjeux économiques, sociaux et environnementaux des gaz et huiles de schiste, lancée en février 2011, a été publié en mars 2012 et la Commission nationale d'orientation prévue par la loi précitée rendra un avis public sur ce rapport. La loi interdit l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique. De plus, elle a permis d'abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique. Il paraît souhaitable de rouvrir le dossier en identifiant bien les conditions d'acceptation, notamment en analysant le bilan environnemental complet, y compris en émissions de CO₂. Si des questions environnementales indéniables se posent, il n'en reste pas moins nécessaire d'évaluer la faisabilité technique et économique de mobilisation de cette nouvelle source d'énergie, en veillant à éviter les risques sur l'environnement et la santé humaine.

Propositions :

- 22. Poursuivre le développement des énergies renouvelables (EnR) injectées dans le réseau de gaz (biogaz, hydrogène produit à partir d'éoliennes, etc.).**
- 23. Préserver la faculté offerte aux entreprises françaises grosses consommatrices d'énergie de pouvoir passer des contrats de commercialisation de long terme pour leur énergie, sur le modèle d'Exelsium pour l'électricité, de façon à leur permettre d'avoir une meilleure visibilité en termes de prix et de volumes.**
- 24. Evaluer les impacts environnementaux et les enjeux d'une éventuelle exploitation des huiles et gaz de schiste, comme le prévoit la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 et dans le cadre de la commission instituée par cette loi. Rendre ensuite un rapport au Parlement, comme le prévoit également la loi.**

e) Electronucléaire

Les deux défis principaux du nucléaire pour les cinq prochaines années concerneront, d'une part, la sûreté avec la mise en œuvre des dispositions prises à la suite de l'accident de Fukushima et la poursuite de la promotion des plus hauts standards de sûreté à travers le monde, d'autre part, l'instruction du processus de prolongation de la durée de fonctionnement du parc existant.

L'accident de Fukushima-Dai-ichi est un événement majeur pour le nucléaire, comme Three Miles Island et Tchernobyl avant lui : il y a un avant et un après Fukushima. Le retour d'expérience demandera plusieurs années, mais l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire) a d'ores et déjà engagé un certain nombre d'actions sur les installations nucléaires françaises notamment les 58 réacteurs nucléaires français :

- par des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) qui ont été engagées par l'ASN à partir de mai 2011 sur l'ensemble des installations nucléaires françaises. Ces évaluations répondent à la demande du Premier ministre du 23 mars 2011 de procéder à un audit des installations françaises et à celle du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 de réaliser des « stress tests » des réacteurs électronucléaires européens. Il s'agit d'une démarche innovante dans le domaine de la prévention des risques nucléaires, complémentaire de la démarche de sûreté existante. L'ASN a demandé à chaque exploitant un rapport analysant le comportement de ses installations confrontées à des situations hors dimensionnement (séisme, inondation, autres phénomènes naturels extrêmes, perte des alimentations électriques et perte du refroidissement) et déterminant les améliorations à apporter. Les ECS ont donné lieu à une forte et rapide mobilisation des exploitants, des experts, des parties prenantes et de l'ASN. La démarche a été effectuée de manière ouverte et transparente ;
- par une série d'inspections ouvertes aux parties prenantes (dont des élus, des associations, des experts étrangers).

A l'issue de ces ECS, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. L'ASN va donc imposer aux exploitants un ensemble de dispositions et renforcer les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels (séisme et inondation), à la prévention des risques liés aux autres activités industrielles, à la surveillance des sous-traitants et au traitement des non conformités. On peut citer, entre autres :

- la mise en place d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes,
- la mise en place progressive, à partir de 2012, de la « force d'action rapide nucléaire (FARN) », dispositif national d'urgence rassemblant des équipes spécialisées et des équipements permettant d'intervenir en moins de 24 h sur un site accidenté.

Ces prescriptions entraîneront des investissements importants sur le parc nucléaire français dont la majeure partie pourrait devoir être réalisée au cours des cinq prochaines années. Ceci constituera l'un des défis industriels et financiers majeurs pour l'exploitant EDF. Le processus des ECS n'est pas terminé. Les installations nucléaires moins prioritaires seront examinées par l'ASN courant 2012. Par ailleurs, les rapports des différents États européens sont actuellement soumis à un processus de revues croisées (« peer reviews ») qui s'achèvera en juin 2012. L'ASN veillera à tirer toutes les conséquences des résultats de ces processus. Au niveau européen, une révision de la directive 2009/71/euratom sur la sûreté nucléaire est envisagée et un projet de directive modificatif pourrait être proposée durant le second semestre 2012.

Au niveau international, le Plan d'action « sûreté nucléaire » de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique), approuvé à l'unanimité des Etats membres lors de la 55^{ème} Conférence générale de septembre 2011, constitue un progrès important en incitant les Etats à la réalisation d'ECS. Il invite également les Etats à accentuer leurs coopérations et les peer reviews. La réunion extraordinaire des Parties à la Convention internationale sur la sûreté nucléaire, qui se tiendra à Vienne du 27 au 31 août 2012, constituera une étape importante dans le renforcement du cadre international de sûreté et de son application. La France promeut également activement, d'une part, la mise en place d'un mécanisme d'intervention rapide permettant l'envoi de matériels et de moyens humains au pays touché par un accident, s'il en fait la demande auprès des autres Etats, d'autre part, la mise en réseau des centres de formation à la gestion de crise, de manière à améliorer les formations dans ce domaine.

L'autre principal défi, pour le nucléaire en particulier et pour le système électrique en général, tient à la possibilité de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire existant au-delà de quarante ans. Ce scénario est à ce jour le plus favorable d'un point de vue économique. C'est une des conclusions du rapport remis par la Commission « Energies 2050 » en février 2012. C'est également ce que confirme le rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de la filière électronucléaire, remis fin janvier 2012, en indiquant que les investissements nécessaires à la prolongation conduiront à une hausse modérée du coût de production nucléaire, en moyenne sur les quinze prochaines années ; ce coût resterait en tout état de cause très inférieur aux coûts de production des technologies qui seraient susceptibles de se substituer au nucléaire existant.

La poursuite de l'exploitation des réacteurs existants au-delà de 40 ans doit au préalable être approuvée par l'ASN. Pour cela, l'exploitant devra mettre en place un programme visant, d'une part, à s'assurer de la conformité des installations, notamment par l'examen des composants non remplaçables (cuves et enceintes de confinement, par exemple), pour lesquels l'exploitant devra fournir la preuve de leur tenue dans le temps ; d'autre part, à améliorer leur niveau de sûreté au regard du niveau de sûreté de l'EPR. Ce programme représente des investissements importants sur les quinze années à venir, estimés à environ 55 Md€ par EDF selon le rapport précité de la Cour des Comptes.

En termes de calendrier, il est envisagé que l'ASN prenne prochainement position sur le programme à mettre en œuvre par EDF, puis qu'EDF lance les études appropriées de façon que l'ASN puisse prendre position notamment sur les cuves de réacteurs les plus anciens (900 MW) en 2015. Ce programme devra en outre tenir compte des prescriptions qui seront prises à la suite des ECS dont il a été fait état précédemment.

Compte tenu de ce calendrier, s'il apparaît en 2015 que la stratégie de prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires doit être remise en cause, il faudra décider très rapidement de lancer la construction des moyens de substitution, qu'ils soient nucléaires ou autres. La disponibilité à cette date des résultats principaux des études qui doivent être réalisées par l'exploitant et de l'instruction de l'ASN revêt donc un caractère particulièrement important.

Compte tenu des objectifs de développement des EnR, de maîtrise de la demande d'électricité et de construction de deux EPR (à Flamanville et à Penly), l'actuelle PPI vise à donner à notre système électrique des marges de manœuvre pour faire face aux incertitudes de l'horizon 2020. En particulier, elle prévoit, en cas d'atteinte de l'ensemble des objectifs qu'elle fixe, que le solde exportateur de la France soit de l'ordre de 99 à 135 TWh à l'horizon 2020. Ce solde exportateur permettrait de faire face à l'éventualité d'une impossible prolongation d'exploitation des réacteurs existants au-delà de leur quatrième visite décennale ; ceci suppose toutefois que tous les éléments nécessaires à la décision de renouveler le parc existant soient disponibles en 2015, de sorte que les premiers moyens de substitution puissent être décidés en vue d'être disponibles sur le réseau à l'horizon 2020.

Propositions :

25. **Soutenir et assurer la mise en oeuvre du plan d'action de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) dans ses dimensions internationales comme nationales. Au niveau international, continuer de soutenir le renforcement de l'indépendance des autorités de sûreté ainsi que la mise en oeuvre de revues par les pairs obligatoires et promouvoir les recommandations formulées par l'ASN à l'issue des ECS, en particulier la force d'intervention rapide (FARN) mise en oeuvre par les exploitants et le concept de noyau dur. Au niveau communautaire, être force de proposition dans le cas d'un renforcement de la directive sur la sûreté nucléaire.**
26. **Compte tenu des échelles de temps de plusieurs années pour mettre en service des capacités de production électrique, et compte tenu de la primauté de la sûreté nucléaire, il convient de maintenir les marges dont dispose le système électrique. Ces marges devront être déterminées en particulier pour l'horizon 2020-2025 auquel une partie significative du parc nucléaire devrait être déclassé si l'exploitation au-delà de 40 ans n'est pas possible. Il est nécessaire de disposer au plus tard en 2015 des éléments principaux permettant de statuer sur la faisabilité de la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs les plus anciens au-delà de 40 ans.**

2.2. Enjeux transverses

a) Recherche et développement (R&D)

L'expérience du soutien à l'innovation dans le cadre du Fonds Démonstrateur de Recherche de l'ADEME puis des Investissements d'Avenir, témoigne de l'intérêt de poursuivre les soutiens à la R&D ciblant à la fois les technologies liées à la production d'énergie et les recherches sur les usages, en particulier dans les domaines de la mobilité et du bâtiment. Ces recherches doivent permettre de lever des verrous technologiques et organisationnels afin d'amplifier la maîtrise de la demande énergétique. Un autre axe essentiel de recherche à poursuivre est celui des réseaux intelligents (« smart grids »), essentiels pour une insertion plus massive des EnR et pour les économies d'énergie. Les investissements que la France consentira dans la recherche sont indispensables pour que notre pays conserve ou acquière une place de premier plan au niveau international dans plusieurs technologies énergétiques clés pour nos entreprises dans leur conquête des marchés nationaux et internationaux.

Compte tenu de sa taille et de ses avantages comparatifs (sous-traitants et entreprises existantes, centres de recherche), notre pays doit miser sur un nombre limité de technologies, telles que le solaire photovoltaïque, l'éolien offshore, la biomasse, le solaire thermodynamique et thermique, l'hydrogène et les piles à combustible. Le prochain rapport du Conseil d'Analyse Stratégique sur la prospective technologique devrait apporter des pistes plus précises à ce sujet. Par ailleurs, l'effort et les incitations des pouvoirs publics devraient être adaptés au niveau de maturité de ces technologies (développement industriel ou démonstrateurs).

Un effort supplémentaire et particulier devrait être fait sur les technologies de stockage de l'énergie, notamment pour le soutien aux EnR dans les réseaux et pour les batteries pour véhicules, dont l'amélioration des performances conditionne un développement à grande échelle de la traction électrique, ainsi que sur l'« hyper-efficacité » énergétique, les techniques de CSC (captage et stockage du CO₂) et de valorisation du CO₂, compte tenu de leur importance potentielle dans les mix énergétiques du futur.

Les techniques de l'information et de la communication vont jouer un rôle majeur pour piloter et optimiser des systèmes de plus en plus performants et participer à une meilleure gestion de la demande

énergétique. Cependant, dans la mesure où leur consommation électrique propre croît à un rythme soutenu, il faudra les améliorer et réduire leur consommation d'énergie spécifique.

Pour l'ensemble des pays OCDE, l'ouverture des marchés de l'énergie a induit une baisse de la R&D des entreprises du secteur dérégulé. L'optimum économique doit alors être recherché par un investissement accru des pouvoirs publics. La crise économique actuelle a ralenti encore l'investissement des entreprises dans la recherche de long terme, qu'il s'agisse de recherche fondamentale, capable ensuite d'irriguer les applications énergétiques, ou de recherche « amont » sur de nouveaux procédés ou de nouvelles filières. Le maintien d'une action soutenue de développement des réacteurs nucléaires de 4^{ème} génération entre aussi dans ce cadre. Une coopération accrue au niveau européen, notamment à travers le Plan stratégique pour les technologies de l'énergie bas-carbone (SET-Plan), paraît indispensable pour réduire les redondances et favoriser les effets de taille.

Le soutien à la R&D est un facteur clé de la transition écologique. Un bon exemple est le programme « Ambition Ecotech » publié le 13 janvier 2012, élaboré avec les différents secteurs économiques et les ministères chargés de l'écologie et de l'économie. Il faut identifier les filières prometteuses pour la France et en soutenir le développement. Il y a un enjeu de connaissance et d'anticipation, par exemple pour l'adaptation au changement climatique ou les océans. C'est le cas pour chaque filière d'EnR et d'efficacité énergétique, notamment celles relevant des instituts d'excellence (IEED) retenus en juin 2011 puis mars 2012 dans des domaines énergétiques et climatiques porteurs, s'appuyant sur un partenariat public-privé équilibré et tirant parti des forces nationales dans la recherche académique et industrielle.

Il ne faut pas négliger le potentiel de créativité des PME, encore très insuffisamment reconnu et exploré en France et mal relayé par les acteurs publics et privés

Propositions :

- 27. Maintenir un programme ambitieux de recherche et développement (R&D) au moins dans les domaines suivants : vieillissement des réacteurs et sûreté, réacteurs de 4^{ème} génération, plan de gestion des déchets radioactifs tel que prévu par la loi de 2006, développement des EnR et amélioration de l'efficacité énergétique.**
- 28. Utiliser le produit futur des enchères du système européen d'échange de quotas d'émission de CO2 (EU-ETS) pour soutenir la R&D dans les technologies de l'énergie bas carbone et de l'efficacité énergétique.**
- 29. Réorganiser les mécanismes de repérage, de reconnaissance et de soutien au développement des PME-ETI¹⁷ innovantes sur les questions d'énergie et de climat.**

b) Taxe carbone

L'urgence de la lutte contre le changement climatique impose de s'engager au plus vite dans une transition énergétique, sans attendre les signes annonciateurs de la raréfaction des énergies fossiles. Les économistes considèrent qu'un signal prix est incontournable. Même s'il n'est pas suffisant à lui seul, un prix du CO2 associé à une vision de long terme est incontournable pour susciter les investissements adéquats pour atteindre une économie décarbonée. C'est un signal essentiel pour inciter aux économies d'énergie et au développement d'énergies bas carbone. Encore faut-il que ce signal s'applique à tous et n'incite pas à des « fuites de carbone », non seulement d'un pays à l'autre

¹⁷ ETI : entreprises de taille intermédiaire.

mais aussi à l'intérieur d'un même pays, par exemple des réseaux de chaleur, qui y sont soumis, vers des chaudières individuelles au gaz, qui ne le seraient pas.

Le principe de la coexistence d'une part, de l'ETS pour l'industrie et la branche énergie, d'autre part, d'une taxe carbone (ou équivalent) pour le secteur « diffus » partage les parties prenantes, d'autant qu'elle est en partie à l'origine de l'annulation en 2009 par le Conseil constitutionnel du projet de « Contribution climat énergie » (CCE) incluant l'électricité avec ou sans carbone, mais il semble que, les quotas d'émissions ETS étant mis aux enchères à partir de 2013, l'objection du Conseil pourrait être levée.

Une taxe carbone à un taux de 17 €/tCO₂ permettrait de collecter 7 à 8 Md€/an de façon relativement acceptable pour les entreprises (hors ETS) et les ménages à condition de traiter spécifiquement les cas des industries exposées à la concurrence internationale, ainsi que des professions exposées et de la précarité énergétique. Le projet en cours de discussion de directive européenne sur la fiscalité énergétique risque de prendre trop de temps avant d'être adopté et il paraît préférable de relancer la réflexion sur la base du projet de contribution climat-énergie de 2009, en l'améliorant, sans attendre la conclusion des travaux à Bruxelles.

Le marché européen ETS de permis d'émissions de CO₂ fonctionne relativement bien, si ce n'est qu'avec des prix de 7 à 9 €/tCO₂ il ne donne pas de signal prix pour les investisseurs adapté aux défis à relever pour le climat. Le mécanisme britannique de « carbon floor » ne protège pas forcément des « fuites de carbone » mais il paraît une piste intéressante à étudier. Néanmoins l'utilisation de ce prix plancher ne sera effective que si le système EU ETS délivre un signal cohérent et progressif au niveau européen. Pour cela il faudra envisager des objectifs de plus long terme, traiter la dépression actuelle du prix par une mesure ponctuelle et réfléchir en profondeur sur des mécanismes structurels d'ajustement (comprenant l'articulation avec les autres politiques publiques).

Pour l'agriculture, son exemption nécessaire de l'ETS et d'une future taxe carbone obligera à mettre en place des mécanismes spécifiques, tels que des subventions, des redistributions du revenu des enchères ETS ou des mécanismes de projet.

Propositions :

- 30. Afficher des perspectives en matière d'émissions de gaz à effet de serre au-delà de 2020, de façon à donner à l'ETS une visibilité à long terme pour restaurer la confiance des investisseurs et à définir une « trajectoire » reflétant une vision de long terme. Plus précisément, promouvoir le lancement dès que possible à l'échelon communautaire de travaux de fixation d'objectifs à 2030 pour les secteurs ETS et hors ETS (la possibilité de report (« banking ») des quotas d'une période à l'autre permettrait un effet prix haussier rétroactif sur la période actuelle, favorable pour déclencher les investissements aux horizons 2030 et 2040).**
- 31. Relancer les réflexions sur la mise en place d'une taxe carbone française sous forme de « contribution climat énergie » améliorée par rapport à celle de 2009, sans attendre qu'un dispositif se mette en place au niveau de l'UE. Cette taxe ne devrait pas faire doublon avec l'ETS et contribuerait à définir un signal prix du carbone dans l'ensemble des secteurs de l'économie afin de stimuler les investissements de moyens et long termes en faveur d'une économie sobre en carbone, en veillant aux enjeux de concurrence et en contribuant à faire baisser les charges pesant sur le travail.**

c) Précarité énergétique

La crise économique et la hausse inexorable des prix de l'énergie entraînent une croissance continue de la précarité énergétique. En 2006, année de la dernière enquête « logement », l'INSEE avait estimé à 3,4 millions le nombre de ménages qui consacrent au moins 10% de leurs revenus aux dépenses d'énergie et il est probable que le chiffre de 4 millions est aujourd'hui dépassé. La précarité énergétique a des conséquences en termes de santé, de sécurité (usage d'équipements de chauffage d'appoint dangereux ou nocifs), de dégradation de l'habitat (moisissures,...). Une étude a montré qu'au Royaume-Uni, la lutte contre la précarité énergétique avait un effet substantiel sur la baisse des dépenses de santé.

L'Observatoire national de la précarité énergétique, lancé officiellement le 1^{er} mars 2011 avec l'ADEME et l'ONPES¹⁸, le programme « Habiter mieux » de l'ANAH et l'automatisation de l'attribution des tarifs sociaux vont dans le bon sens. Cependant, il reste des mesures à prendre (certaines ont été proposées dans la Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique mais non mises en œuvre) pour agir de façon plus résolue, dans deux voies en parallèle :

- améliorer massivement le bâti existant et en allant au-devant des ménages potentiellement exposés car ils n'ont bien souvent pas connaissance d'outils de type CIDD¹⁹ et Eco-PTZ²⁰ ou ne savent pas les utiliser,
- dans l'attente de ces rénovations, agir à court terme pour aider les ménages qui en ont besoin à se chauffer correctement (et à se rafraîchir lors des canicules).

La précarité énergétique devrait être traitée par des mécanismes ciblés et non par un niveau maintenu artificiellement bas des tarifs du gaz et de l'électricité. Les mécanismes actuels ne traitent pas correctement de la chaleur, puisqu'il n'existe pas de tarif social sur les réseaux de chaleur, de même que pour le fioul, le GPL²¹ et le bois. Or 800 000 logements sociaux sont alimentés par des réseaux de chaleur, nombre qui est appelé à croître puisque le Grenelle de l'environnement a prévu au moins le doublement du nombre de logements raccordés à des réseaux de chaleur d'ici 2020, et plusieurs millions de ménages dépendent du fioul, du GPL et du bois.

Il serait souhaitable d'envisager une réforme qui créerait un dispositif global de tarifs sociaux de l'énergie qui pourrait prendre la forme d'un chèque énergie, attribué sous condition de ressources quel que soit le type d'énergie utilisé, avec une péréquation entre énergies (pour tenir compte par exemple que les réseaux de chaleur fournissent plus souvent des ménages à faibles revenus) et une articulation efficace entre, d'une part, les services sociaux en charge de l'identification des ménages en situation de précarité énergétique, d'autre part, les fournisseurs de services énergétiques (chauffage) ou d'énergie (gaz, électricité). Le Médiateur national de l'énergie a d'ailleurs soutenu cette proposition dans son rapport d'activité 2011.

Proposition :

- 32. Engager une réflexion avec l'ensemble des acteurs sur les moyens de renforcer la lutte contre la précarité énergétique, comme l'extension du droit de distribuer le Tarif de première nécessité (TPN) aux fournisseurs alternatifs d'électricité ou la création d'un chèque énergie non limité à l'électricité et au gaz.**

¹⁸ Observatoire national de la pauvreté et de l'exclusion sociale.

¹⁹ Crédit d'impôt développement durable.

²⁰ Prêt à taux zéro.

²¹ Gaz de pétrole liquéfié (butane ou propane).

d) Autres aspects relatifs au développement durable

L'énergie et le climat font l'objet de différents chantiers qui sont reliés de près ou de loin à d'autres thématiques transversales relevant du développement durable :

- Etat exemplaire : de bons résultats ont été enregistrés avec la circulaire de 2008, avec par exemple une baisse moyenne de consommation d'énergie de l'Etat de 6,5% en 2010 ; une circulaire actualisée est en préparation et une extension du suivi au niveau départemental est envisagée résolvant la difficulté pratique de l'interministérialité des services ; il paraît indispensable de prévoir une meilleure prise en compte de l'efficacité énergétique dans les marchés publics mais il n'y a pas consensus pour l'instant sur ce sujet dans le projet de directive européenne sur l'efficacité énergétique.
- Cohésion territoriale : la valorisation des logements à basse consommation d'énergie s'accompagne d'une logique de perte de valeur des logements très consommateurs ; lorsque ces logements se situent dans le large péri-urbain, cette évolution s'accompagne du renchérissement des transports : il faut donc s'efforcer de construire des « outils de mesure » pour bien cerner l'impact sur différents types de ménages, d'où le projet d'enquête Phébus du CGDD (déjà mentionné au titre des préoccupations d'efficacité énergétique) qui associera cette évaluation socio-économique à celle d'un DPE pour chacun de ces ménages.
- Soutien et diffusion de la croissance verte, par un travail interministériel pour le développement de filières stratégiques et la réflexion, par exemple, sur les subventions dommageables à l'environnement : c'est un sujet délicat, surtout avec les prix actuels élevés du pétrole, mais il faudrait affiner l'évaluation des politiques publiques grâce à des modèles plus performants ou plus diversifiés que ceux dont on dispose, notamment au niveau européen (ex. modèle PRIMES).
- Finance à long terme de la transition écologique : une lettre de mission sur ce thème des cabinets des ministères chargés de l'écologie et de l'économie a été adressée au CGDD et à la DGTrésor en février 2012 et il convient de mener les travaux correspondants dans les meilleurs délais.
- Adhésion des acteurs : la vigilance sur le développement durable est facilitée par le processus de concertation inédit et efficace mis en place avec le « Grenelle de l'environnement » et disséminée grâce au principe d'une « gouvernance à 5 » systématisée ; ce processus facilite le suivi des décisions et s'est révélé une force de proposition sur tous les points de friction ; une structure telle que le CNDDGE²² est une façon de s'assurer de cette dynamique
- Négociations européennes et « Rio + 20 » (juin 2012) : avec la démonstration du Grenelle, la France a eu un effet d'entraînement pour l'adoption du Paquet énergie climat (« 3 x 20% ») sous présidence française de l'UE en 2008 ; elle cherche à en faire de même sur la communauté internationale avec un projet d'organisation mondiale de l'environnement qui permettrait notamment d'associer la société à ces négociations internationales et de relier entre elles les différentes conventions autour des enjeux environnementaux.
- Le 6^{ème} Forum mondial de l'eau (12-16 mars 2012) a mis en évidence le lien (« nexus ») entre alimentation, eau, énergie et écosystèmes, qui devraient être traités avec le souci constant d'une soutenabilité d'ensemble. En France, le renouvellement en cours des concessions hydrauliques peut s'appuyer sur la « Convention d'engagements pour le développement d'une hydroélectricité durable » en cohérence avec la restauration des milieux aquatiques, signée en juin 2010 avec différentes parties prenantes dont des associations, des élus et les producteurs d'hydroélectricité.

²² CNDDGE : Comité National du Développement Durable et du Grenelle de l'Environnement.

Proposition :

- 33. Poursuivre la diffusion du processus de concertation « Grenelle » avec « gouvernance à cinq » instauré au Comité national du développement durable et du Grenelle de l'environnement (CNDDGE) et au Conseil économique, social et environnemental (CESE), notamment au niveau territorial.**

ANNEXE 1

Liste des personnes auditionnées

Pierre-Marie Abadie (DGEC)
Maryse Ardit (FNE)
Matthieu Autret (SGAE)
Jean-Louis Bal (SER)
Christian Bataille (député, OPECST)
Bruno Bensasson (GDF Suez)
Bernard Bigot (CEA)
Claude Birraux (député, OPECST)
François-Nicolas Boquet (AFEP)
Michel Bourguignon (ASN)
Patrice Bruel (EDF)
Marc Bussiéras (EDF)
Jean-Yves Caneill (EDF)
Sylvain Chapon (GrDF)
Pierre-Franck Chevet (DGEC)
Fabien Choné (Direct Energie, pour l'A.N.O.D.E)
Raphaël Claustre (CLER)
Anne-Laure de Coincy (SGAE)
Frédéric Contié (Powéo, pour l'A.N.O.D.E)
Stéphane Cossé (RTE)
Steven Curel (Alstom)
Philippe Delleur (Alstom)
Dominique Dron (CGDD)
Pierre Ducret (CDC Climat)
Marie-Claude Dupuis (ANDRA)
Pascal Dupuis (DGEC)
Robert Durdilly (UFE)
Daniel Fava (Altergaz, pour l'A.N.O.D.E)
Cécile George (CRE)
François-Michel Gonnot (député, ANDRA)
Jean-Philippe Guignard (Alstom)
François Habègre (Dalkia)
Francis Haughel (CRE)
Eric Heitz (GDF Suez)
Franck Lacroix (Dalkia)
Philippe de Ladoucette (CRE)
Bertrand Lapostolet (Fondation Abbé Pierre)
Jean Lemaistre (GrDF)
François Loos (ADEME)
Philippe Madiec (GRTgaz)
Dominique Maillard (RTE)
Damien Mathon (SER)
Alexandre de Montesquiou (SER)
Jean-Christophe Niel (ASN)
Patrick Pelle (GRTgaz)
Evangelia Petit (ASN)
Morgane Piederrière (FNE)
Serge Poignant (député, Commission des affaires économiques de l'AN)
Thierry Prouteau (GrDF)

Philippe Prudon (UIC)
Stéphanie Robert (AFEP)
Virginie Schwarz (ADEME)
Maria Scolan (CDC Climat)
Bruno Sido (sénateur, OPECST)
Jean Syrota (CAS)
Jean-Michel Tiard (Yara, pour l'UIC)
Gérard Trouvé (EDF)
Iouri Virobian (Gazprom)
Jean-Pierre Vigouroux (CEA)
Audrey Zermati (UFE)

Trois contributions écrites ont été reçues : une de l'UFIP, une du MEDEF et une de Mme Marie-Claire Cailletaud au nom de la CGT.

ANNEXE 2

Lettre de mission

Le Premier Ministre

Paris, le 10 JAN. 2012

• 55 / 12 / SG

Monsieur le Député,

Le secteur de l'énergie est en pleine mutation. Les risques liés au réchauffement climatique, la crise financière, la découverte de gaz non conventionnels et la catastrophe nucléaire de Fukushima ont modifié les analyses du mix énergétique mondial pour les prochaines décennies.

Chaque pays s'attache à affirmer ses choix énergétiques en les appuyant sur des considérations économiques, sociales et environnementales. La France a pour priorité le renforcement de l'efficacité énergétique et le maintien d'un socle nucléaire solide, combiné avec le développement des énergies renouvelables. Ce triptyque est le mieux à même d'assurer sur le long terme une énergie peu carbonée, fiable, compétitive et créatrice d'emplois.

Le travail législatif produit dans le domaine de l'énergie depuis le début des années 2000 a été extrêmement intense et continuera de l'être puisqu'il est d'ores et déjà acquis qu'une loi sur les conditions de réversibilité du stockage des déchets radioactifs en couche géologique profonde devra être examinée lors de la prochaine législature, après un débat public prévu en 2013.

Par ailleurs, dans le cadre des échéances internationales à venir, en particulier communautaires, il est essentiel que la France définisse clairement les positions qu'elle souhaite défendre et les propositions dont elle entend être à l'initiative.

Dès lors, je souhaite vous confier une mission sur l'identification des principales décisions que le Parlement et le Gouvernement devront prendre, dès l'été 2012, pour que la France puisse atteindre les objectifs de sa politique énergétique.

*Monsieur Roland BLUM
Député des Bouches-du-Rhône
Assemblée Nationale
126, rue de l'Université
75355 PARIS 07*

Pour cette étude, dont je souhaite qu'elle puisse être achevée d'ici au 31 mars, vous pourrez asseoir votre réflexion sur :

- la mise en place des incitations économiques offrant une visibilité à moyen terme aux entreprises, en vous appuyant sur l'analyse des décisions du Conseil constitutionnel concernant les réformes envisagées en 2000 sur la TGAP énergie et en 2009 sur la taxe carbone ;

- le renforcement des mesures de politique industrielle favorisant la transition vers une économie sobre en carbone et leur financement par le biais, par exemple, du produit des enchères de quotas CO2 prévues à partir de 2013 et des futures taxes carbone ;

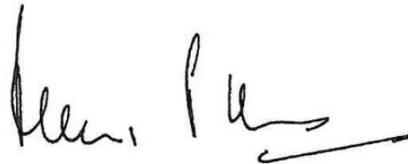
- l'analyse des avantages et des inconvénients du secteur européen de l'énergie.

Vous pourrez comparer les pratiques de la France avec celles des autres pays européens, notamment le Royaume-Uni et l'Allemagne, en regardant comment la représentation nationale est associée aux enjeux énergétiques et en proposant, le cas échéant, des pistes d'évolution pour les relations entre le Parlement et le Gouvernement sur les grands enjeux énergétiques.

Un décret vous nommera, en application de l'article LO 144 du code électoral, parlementaire en mission auprès de Madame Nathalie KOSCIUSKO-MORIZET, Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, et de M. Éric BESSON, Ministre auprès du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique.

Vous bénéficierez du concours de l'ensemble des administrations compétentes, ainsi que du secrétariat général des affaires européennes.

Je vous prie de croire, Monsieur le Député, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.



François FILLON