

N° 667

SÉNAT

SESSION EXTRAORDINAIRE DE 2011-2012

Rapport remis à Monsieur le Président du Sénat le 11 juillet 2012

Enregistré à la Présidence du Sénat le 11 juillet 2012

Dépôt publié au Journal Officiel – Édition des Lois et Décrets du 12 juillet 2012

RAPPORT

FAIT

au nom de la commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques (1),

Président

M. Ladislav PONIATOWSKI,

Rapporteur

M. Jean DESESSARD,

Sénateurs.

Tome 1 : Rapport.

(1) Cette commission d'enquête est composée de : M. Ladislav Poniatowski, *président* ; M. Jean Desessard, *rapporteur* ; M. Alain Fauconnier, Jean-Claude Merceron, Jean-Claude Requier, Mmes Laurence Rossignol, Mireille Schurch, M. Jean-Pierre Vial, *vice-présidents* ; MM. René Beaumont, Jacques Berthou, Ronan Dantec, François Grosdidier, Benoît Huré, Philippe Kaltenbach, Ronan Kerdraon, Jean-Claude Lenoir, *Claude Léonard*, Hervé Marseille, Jean-Jacques Mirassou, Jean-Marc Pastor, Xavier Pintat, Mme Esther Sittler.

SOMMAIRE

Pages

INTRODUCTION	9
PREMIÈRE PARTIE - LA FIN D'UNE PHASE D'ÉLECTRICITÉ BON MARCHÉ	21
I. DES PRIX RÉELS QUI ONT CESSÉ DE BAISSER	22
A. L'ÉLECTRICITÉ ET SON MARCHÉ DANS LE CONTEXTE EUROPÉEN	22
1. <i>Les acteurs du marché</i>	23
a) Du producteur au consommateur : les chemins de l'électricité.....	23
b) Réglementation et régulation.....	24
c) Production et consommation d'électricité en 2011.....	25
2. <i>Les composantes du prix de l'électricité</i>	28
a) Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).....	29
b) La contribution au service public de l'électricité (CSPE)	29
3. <i>Un marché progressivement libéralisé</i>	31
a) Un système tarifaire traditionnel	31
b) Les adaptations rendues nécessaires au nom du marché unique communautaire.....	32
(1) La directive de 1996, première étape de la libéralisation	32
(2) Les directives de 2003 et 2009 et la généralisation de l'ouverture des marchés	33
c) Un champ concurrentiel encore limité.....	34
(1) Le marché du détail.....	34
(2) Le marché de gros.....	35
(3) La formation du prix sur les marchés	35
d) Les évolutions prévues par la loi NOME du 7 décembre 2010.....	37
(1) Électricité nucléaire : l'instauration de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).....	37
(2) De nouveaux principes de fixation des tarifs réglementés pour mieux refléter la réalité des coûts	38
4. <i>L'Europe de l'électricité : multiplicité des modèles, diversité des prix</i>	39
a) Des marchés souvent caractérisés par la présence de gros opérateurs.....	39
(1) L'exemple allemand.....	39
(2) L'exemple britannique.....	39
b) La France demeure un marché très concentré.....	40
c) Les fortes différences de prix de l'électricité pour les consommateurs en Europe.....	42
B. DES COÛTS IMMÉDIATS MODÉRÉS DU FAIT D'UN BOUQUET ÉNERGÉTIQUE MARQUÉ PAR LE POIDS DU NUCLÉAIRE	45
1. <i>Le nucléaire : une filière historiquement compétitive malgré des incertitudes multiples</i>	45
a) Le coût du nucléaire : une notion à géométrie variable	47
(1) Des approches méthodologiques différentes selon les objectifs	47
(2) Le chiffrage de la notion de coût courant économique et des autres méthodes.....	49
b) Abstraction faite de l'assurance, il n'y a pas de coûts cachés mais des divergences d'évaluation	51
(1) Le débat autour de la prise en compte des dépenses de recherche	52
(a) <i>Le lien entre l'estimation de la Cour des comptes et la filière de production électronucléaire actuelle</i>	52
(b) <i>Une participation croissante des industriels ou des autres opérateurs publics</i>	54
(c) <i>Un montant élevé, mais à relativiser par rapport à la valeur produite par la filière électronucléaire</i>	55
(d) <i>Une prise en compte seulement partielle des dépenses de recherche dans les coûts de l'électricité</i>	55

(2) Les enjeux du démantèlement	59
(3) De fortes inconnues relatives au stockage, pour un impact limité sur le prix de l'électricité	63
(a) <i>Les différents modes de stockage des déchets nucléaires</i>	63
(b) <i>Les incertitudes entourant les solutions de stockage de déchets à faible et moyenne activité</i>	65
(c) <i>Des estimations de coût très différentes selon les opérateurs pour le projet de stockage géologique</i>	65
(d) <i>Un impact qui devrait rester modéré en toute hypothèse sur le coût par MWh</i>	68
(e) <i>Un coût non chiffré : l'éventualité d'une requalification en déchets nucléaires de certaines matières considérées comme valorisables</i>	68
(4) Les discussions technique et politique sur la prise en compte des dépenses futures.....	73
(a) <i>Le principe du provisionnement</i>	73
(b) <i>Le choix du taux d'actualisation</i>	75
c) Vers une articulation plus étroite entre coûts et tarifs par l'effet de la loi NOME	78
(1) L'ARENH facteur de concurrence ?.....	78
(2) Des appréciations divergentes sur l'efficacité du dispositif.....	80
2. <i>La montée en puissance des énergies renouvelables</i>	81
a) L'énergie hydroélectrique : l'énergie renouvelable actuellement prépondérante.....	81
(1) Une part significative de notre mix électrique (12 %)	81
(2) La « plus belle source de production d'électricité ».....	82
(3) Une réglementation spécifique selon la puissance de l'installation.....	83
(4) L'enjeu du renouvellement des concessions	83
b) Un développement récent du fait de la conjonction d'une double impulsion nationale et européenne	83
c) Des objectifs concrétisés dans une programmation pluriannuelle des investissements	84
d) Des instruments opérationnels de politique publique	85
(1) Les appels d'offres.....	85
(2) Les obligations d'achat	86
e) La croissance exponentielle des capacités	87
(1) L'évolution récente de la part des énergies renouvelables.....	87
(2) Le poids croissant de la CSPE.....	87

II. DES COÛTS ORIENTÉS À LA HAUSSE PAR SUITE DE BESOINS D'INVESTISSEMENTS MASSIFS

89

A. DES FACTEURS DE HAUSSE DU CÔTÉ DE LA DEMANDE QUI EXIGENT DES MOYENS DE PRODUCTION ACCRUS.....	89
1. <i>La poussée des usages spécifiques</i>	89
a) Une progression particulièrement préoccupante dans le secteur résidentiel-tertiaire	89
b) Un phénomène encore mal quantifié mais dont les causes sont bien identifiées.....	91
(1) Des postes pour lesquels la consommation diminue globalement de façon significative : les appareils électroménagers et l'éclairage.....	93
(a) <i>Une amélioration sensible des performances des équipements</i>	93
(b) <i>Un impact parfois atténué par un important « effet rebond »</i>	94
(2) L'explosion du poste « audiovisuel »	95
(3) L'apparition de la bureautique domestique.....	96
2. <i>Le problème très français de la « pointe électrique »</i>	97
a) Qu'est-ce que la « pointe électrique » ?.....	97
(1) Des cycles horaires infra-journaliers très saisonnalisés	97
(2) Les autres facteurs : aléas climatiques et spécificités locales.....	99
b) La croissance préoccupante de la pointe électrique française	100
(1) Une conséquence de l'importance du chauffage électrique mais aussi de la diffusion des usages spécifiques	102
(2) L'impact contrasté des nouveaux modes de consommation sur la pointe	104
c) Les problèmes posés par une pointe « extrêmement pointue »	104
(1) Une source importante d'émission de CO ₂	104

(2) Un facteur de surdimensionnement des moyens de production et de non-rentabilité des installations marginales	105
B. L'ENTRÉE DANS UNE PHASE D'INVESTISSEMENT – OU DE RÉINVESTISSEMENT – LOURD À TOUS LES NIVEAUX	107
1. <i>Des coûts nucléaires en hausse durable ?</i>	108
a) Des investissements conséquents en perspective parmi lesquels il est difficile de faire la part de la maintenance, de la sécurité ou de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales	108
(1) La nécessaire reprise des investissements de maintenance	108
(2) Le « grand carénage » et les compléments de sécurité	109
(3) Des coûts supplémentaires à prendre en compte	110
b) L'augmentation du coût de l'EPR : difficultés normales des « têtes de série » ou hausse structurelle des coûts de la filière nucléaire ?	111
(1) Un coût de l'électricité produite par le premier EPR <i>a priori</i> élevé	112
(2) Des interrogations sur la compétitivité à long terme de l'EPR	112
(3) La prise en compte des effets d'apprentissage	113
c) Synthèse sur l'évolution des coûts	116
2. <i>Énergies renouvelables : un développement rapide payé au prix fort</i>	117
a) Des régimes tarifaires éminemment instables	118
b) Le cas de la filière photovoltaïque ou les désastreux effets de tarifs mal calibrés	122
c) Le cas de l'éolien offshore : une opération a priori mieux maîtrisée	126
d) L'éolien terrestre, une filière déjà compétitive	127
e) Au total, un renchérissement du prix de l'électricité dans le proche avenir	129
f) Le prix à payer pour amorcer la transition énergétique	131
3. <i>Des coûts réseaux en croissance</i>	132
a) Un réseau confronté à d'importants besoins d'investissements sous l'effet d'une triple nécessité	132
(1) Maintenir le réseau actuel à niveau	132
(a) Assurer la sécurité électrique des territoires les plus vulnérables	134
(b) Garder à niveau un réseau dont la performance tend à se dégrader	135
(2) Développer les interconnexions avec les pays voisins avec trois objectifs	137
(a) Le renforcement de la sécurité de l'alimentation	137
(b) La gestion optimale de l'intermittence des énergies renouvelables	138
(c) Le souci de modérer les prix sur le marché français	138
(d) Plusieurs projets de développement des interconnexions en gestation	139
(3) Permettre le raccordement de la production d'origine renouvelable et le développement des nouveaux usages	140
(a) Des besoins de renforcement du réseau de distribution et plus ponctuellement de transport	140
(b) Des investissements supplémentaires à prévoir au titre des nouveaux usages	141
b) Une augmentation des investissements réseau amenée à s'accélérer	141
(1) La poursuite de l'effort d'investissement de RTE	142
(2) Les investissements de ERDF : un programme de grande ampleur pour accompagner la transition énergétique	143

DEUXIÈME PARTIE - VERS UN NOUVEAU MODÈLE DÉCENTRALISÉ PRIVILÉGIANT LA SÉCURITÉ ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

147

I. QUELLE STRATÉGIE POUR LES VINGT ANS À VENIR ?

148

A. TROUVER UN NOUVEL ÉQUILIBRE ENTRE PRODUIRE PLUS ET CONSOMMER MOINS

150

1. Donner une nouvelle impulsion aux économies d'énergies :

151

a) Les usages domestiques de l'électricité recèlent d'importants gisements d'économies d'électricité

152

(1) Les possibilités offertes au niveau des équipements relevant de la consommation dite « spécifique »

152

(2) L'information du consommateur : un étiquetage à faire évoluer	153
(3) L'envoi du bon signal-prix au consommateur	154
(a) <i>L'intérêt d'un bonus-malus</i>	154
(b) <i>La nécessité de développer l'horo-saisonnalité des tarifs</i>	155
b) L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments.....	157
(1) La réglementation dans les logements neufs : quel impact pour la RT 2012 ?	157
(2) L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants	159
(a) <i>Sanctionner l'inaction en matière d'efficacité énergétique</i>	159
(b) <i>Lever certains obstacles dans le cas des copropriétés et des locations</i>	160
c) Des efforts d'efficacité énergétique à poursuivre dans l'industrie et les administrations.....	161
(1) Un potentiel de gains significatif.....	161
(2) L'apparition de sociétés de services énergétiques.....	161
2. <i>Assurer une juste rémunération de la capacité et de l'effacement</i>	164
a) La mise en place imminente d'un mécanisme de capacité.....	164
(1) Une obligation à la charge des fournisseurs.....	164
(2) Un mécanisme décentralisé	165
b) L'effacement : un apport insuffisamment rémunéré.....	166
(1) Le principe : mieux gérer les « pointes » comme les « creux »	166
(a) <i>L'effacement diffus</i>	167
(b) <i>L'effacement industriel</i>	167
(2) La rémunération de l'effacement	168
3. <i>Mettre en œuvre aussi vite que possible les technologies qui permettent la régulation de flux désormais complexes</i>	170
a) Les perspectives en matière de réseau : les « smart grids » ou « réseaux intelligents »	170
(1) Qu'est-ce qu'un « réseau intelligent » ?.....	170
(a) <i>Mieux piloter une énergie désormais intermittente et multidirectionnelle</i>	171
(b) <i>Renforcer la sécurité des réseaux</i>	172
(2) Les perspectives de mise en place en France de « réseaux intelligents »	172
b) Les enjeux du stockage de l'électricité, contrepartie de l'intermittence des énergies renouvelables	174
(1) Les possibilités actuelles : les STEP	174
(a) <i>L'existence d'un potentiel de développement des STEP en France</i>	175
(b) <i>Un modèle économique nécessitant des évolutions</i>	176
(2) Les perspectives offertes par le stockage de l'électricité grâce à l'hydrogène	176
B. DÉBATTRE SANS A PRIORI DE TOUS LES ASPECTS DE LA QUESTION DU NUCLÉAIRE	179
1. <i>La prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires</i>	180
a) L'effet génération : le « papy boom » des centrales françaises.....	181
b) Un avantage qui a été monétisé dans d'autres pays mais qui permet de financer les investissements de sécurité et de jouvence	182
c) Un risque économique réel de gaspillage de ressources en cas de non-prolongation par décision de l'ASN ? Ou une solution d'attente qui permet de « voir venir » ?	184
2. <i>La gestion des déchets ou la prise en compte du temps long du nucléaire</i>	188
a) Quelle est la maturité du projet d'enfouissement définitif ?	189
b) La réversibilité conçue comme une « assurance-stockage ».....	191
(1) La réversibilité, un principe inscrit dans la loi	192
(2) Une contrainte supplémentaire pour ménager l'avenir.....	192
3. <i>La question à long terme du risque nucléaire</i>	193
a) Le coût d'un accident nucléaire majeur, de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de milliards d'euro.....	194
(1) Quelle est la probabilité de survenance d'un accident nucléaire ?	194
(2) Un coût difficile à évaluer, mais certainement très élevé	195
b) Faut-il mettre effectivement à la charge des opérateurs une fraction substantielle des risques ?.....	196

c) L'État assureur implicite en dernier ressort ? Un engagement au sens de la LOLF non chiffré	198
d) La compatibilité de cette garantie implicite avec le droit européen et avec la LOLF	200
e) Les discussions autour du montant et de la nature des provisions.....	201
C. DES SCÉNARIOS DU POSSIBLE QUI PASSENT TOUS PAR LA « CASE INVESTISSEMENT » EN DÉPIT DE MULTIPLES ALÉAS	202
1. <i>Des éléments de contexte particulièrement mouvants.....</i>	203
a) La France et l'Europe vont-elles devoir faire face à des surcapacités de production d'électricité ?	203
b) Des paramètres importants : le prix des énergies fossiles.....	207
(1) Le pétrole et le gaz : une tendance haussière tirée par la demande de pétrole.....	207
(2) Pour l'avenir : vers une décorrélation du gaz et du pétrole ?	208
c) Un « prix du carbone » insuffisamment valorisé.....	209
(1) Un système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SCEQE) grippé par la crise économique.....	209
(2) Demain, une « taxe carbone » pour le secteur diffus ?.....	213
2. <i>Les schémas de référence.....</i>	213
a) Scénario « Sobriété » : un changement radical des modes de consommation permettant une sortie accélérée du nucléaire	214
b) Scénario « Intermédiaire » : une complémentarité entre un nucléaire pour une production de base et un développement volontariste des énergies renouvelables	219
c) Scénario « Nucléaire nouvelle génération » : le choix du nucléaire des nouvelles générations avec un simple complément en matière d'énergies renouvelables.....	224
d) Pour un débat sur la politique énergétique de long terme.....	227
II. QUELLES MESURES D'ACCOMPAGNEMENT POUR UNE NÉCESSAIRE POLITIQUE DE VÉRITÉ DES PRIX ?.....	229
A. PEUT-ON FAIRE PAYER LE « COÛT RÉEL » DE L'ÉLECTRICITÉ ?	229
1. <i>Le souci légitime de la préservation du pouvoir d'achat.....</i>	230
a) La résistance des gouvernements à augmenter un prix considéré comme « sensible »	230
b) Dans certains pays voisins, un prix fort de l'électricité fondé sur des choix énergétiques clairs concrétisés par une fiscalité spécifique	232
2. <i>La montée de la précarité énergétique</i>	233
a) Un phénomène encore mal connu.....	233
b) Un tarif de première nécessité (TPN) inadapté	234
c) Une réforme du dispositif indispensable pour obtenir l'acceptabilité sociale des hausses de tarifs	235
d) Une condition : la relance de la politique d'économie d'énergie dans l'habitat	239
(1) Le crédit d'impôt développement durable victime de son succès	239
(2) Un éco-PTZ qui cherche encore sa place.....	242
3. <i>La compétitivité des entreprises : une préoccupation constante</i>	244
a) L'ARENH ou comment concilier compétitivité et cadre communautaire contraint	246
b) Les évolutions possibles de la CSPE.....	247
B. COMMENT FINANCER LES COÛTS DU RENFORCEMENT ET DE L'ADAPTATION DU RÉSEAU ?	249
1. <i>L'ajustement indispensable du TURPE.....</i>	249
a) Le timbre de soutirage	249
(1) L'introduction d'un tarif horo-saisonnalisé	249
(2) La mise en place d'une part fixe importante dans le TURPE	250
(3) Un aménagement souhaitable du tarif pour le stockage de l'électricité.....	250
b) Vers un timbre d'injection modulable	250
2. <i>Linky : est-il suffisamment évolué pour être déployé sans délai ?</i>	251
a) Le processus de mise en place du compteur intelligent	252
b) Des divergences sur l'estimation du coût du projet.....	252

c) Le débat sur les fonctionnalités de Linky	253
(1) Des avancées certaines	253
(2) Les critiques des associations de consommateurs	254
C. INSÉRER CES ÉVOLUTIONS DANS UNE NOUVELLE DYNAMIQUE TERRITORIALE.....	255
1. <i>Encourager l'autonomie énergétique</i>	255
a) Promouvoir une logique de « consom'acteur » individuelle et collective	255
b) L'importance déterminante des initiatives locales	256
(1) Le modèle énergétique nordique : un exemple à suivre	256
(2) Les vertus de la production décentralisée : l'exemple de Montdidier	258
(a) <i>Des initiatives locales pionnières intéressantes</i>	258
(b) <i>Une opération pilote</i>	259
2. <i>Vers un nouveau modèle territorial des politiques de l'électricité ?</i>	260
a) La centralisation de la gestion de l'électricité en France : un héritage de l'après-guerre, récemment remis en cause.....	261
b) Des propositions pour aller plus loin dans le sens d'une réappropriation des politiques de l'électricité par les acteurs locaux	262
CONCLUSION DE M. JEAN DESESSARD, RAPPORTEUR, ET CONTRIBUTIONS DES GROUPES POLITIQUES	267
I. CONCLUSION DE M. JEAN DESESSARD, RAPPORTEUR.....	267
II. CONTRIBUTION DU GROUPE UNION POUR UN MOUVEMENT POPULAIRE	272
III. CONTRIBUTION DU GROUPE SOCIALISTE ET APPARENTÉS.....	281
IV. CONTRIBUTION DU GROUPE DE L'UNION CENTRISTE ET RÉPUBLICAINE.....	285
V. CONTRIBUTION DU GROUPE COMMUNISTE RÉPUBLICAIN ET CITOYEN.....	291
VI. CONTRIBUTION DU GROUPE DU RASSEMBLEMENT DÉMOCRATIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN	297
VII. CONTRIBUTION DU GROUPE ÉCOLOGISTE	298
ANNEXE I - ABRÉVIATIONS	315
ANNEXE 2 - LISTE DES PERSONNES ENTENDUES PAR LA COMMISSION	319
ANNEXE 3 - LISTE DES PERSONNES ENTENDUES PAR LE RAPPORTEUR.....	323
ANNEXE 4 - DÉPLACEMENTS RÉALISÉS PAR LA COMMISSION	327
ANNEXE 5 - COMMUNICATION DE LA COUR DES COMPTES : LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ – SUITES DONNÉES AUX OBSERVATIONS DE LA COUR DANS LE RAPPORT PUBLIC 2011	331

INTRODUCTION

Créée le 8 février dernier à l'initiative du groupe écologiste, la commission d'enquête sur le *coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques* s'est réunie pour la première fois le 27 février pour désigner son bureau, constitué sur des bases pluralistes conformément à l'article 6 *bis* du Règlement du Sénat¹, qui prévoit le partage entre majorité et opposition des fonctions de président et de rapporteur².

En raison de son mode même de constitution, il a été admis comme une évidence par tous les membres de la commission qu'il convenait d'adopter une démarche favorisant l'apparition d'un consensus aussi large que possible sur le constat, même si, au niveau des objectifs, et plus encore des propositions, des divergences, parfois profondes, pourraient se faire jour.

C'est dans cet esprit d'ouverture que le rapporteur de votre commission d'enquête a travaillé, sans aller, dès lors qu'il s'agit d'un document rédigé ès qualités, au bout de convictions personnelles que reflète plus naturellement l'opinion émise en annexe au présent rapport au nom du groupe écologiste. De son côté, le président a avant tout veillé au bon

¹ *L'article 6 bis du Règlement du Sénat, tel qu'il résulte de la résolution du 2 juin 2009, attribue à chaque groupe politique un droit de tirage pour la création d'une commission d'enquête ou d'une mission d'information, par année parlementaire. Ce nouveau droit, qui reprend une proposition du « Comité Balladur », a été mis en place au Sénat dans le cadre des « droits spécifiques aux groupes d'opposition [...] ainsi qu'aux groupes minoritaires » que doit désormais reconnaître le règlement de chaque assemblée, sur le fondement de l'article 51-1 de la Constitution, issu de la révision du 23 juillet 2008. En effet, bien que ce nouveau droit ne s'adresse pas spécifiquement aux groupes d'opposition ou minoritaire, ceux-ci en sont les principaux bénéficiaires. La Conférence des Présidents se limite à prendre acte de la demande, sous réserve, dans le cas d'une demande de création de commission d'enquête, du contrôle de recevabilité minimal exercé par la commission des Lois, conformément à la jurisprudence du Conseil constitutionnel. En ce qui concerne la composition du bureau d'un organe de contrôle créé sur ce fondement, l'article 6 bis du Règlement prévoit que « les fonctions de président et de rapporteur [...] sont partagées entre la majorité et l'opposition ».*

Il a été fait la première application de ce droit de tirage, en octobre 2009, avec la création de la mission commune d'information sur le traitement des déchets, à la demande du groupe de l'Union centriste. Depuis lors, 7 autres missions communes d'information et 3 commissions d'enquête ont été créées sur ce fondement.

² *Celui-ci est ainsi composé :*

- **Président** : M. Ladislas Poniatowski (UMP-R – Eure)

- **Rapporteur** : M. Jean Desessard (ECOLO – Paris)

- **Vice-présidents** : M. Alain Fauconnier (SOC – Aveyron)

M. Claude Léonard (UMP-A – Meuse) puis M. Jean-Pierre Vial (UMP-Savoie)

M. Jean-Claude Merceron (UCR – Vendée)

M. Jean-Claude Requier (RDSE – Lot)

Mme Laurence Rossignol (SOC – Oise)

Mme Mireille Schurch (CRC – Allier).

déroulement des débats et à la possibilité pour chaque sensibilité de s'exprimer et d'être entendue.

À l'origine de la création de votre commission d'enquête, il y a, ainsi que l'indique l'exposé des motifs de la proposition de résolution n° 330 (2011/2012) présentée par M. Jean-Vincent Placé et ses collègues membres du groupe écologiste, le rapport de la Cour des comptes en date du 31 janvier 2012 intitulé *Les coûts de la filière électronucléaire*, qui, selon l'exposé des motifs de ladite proposition de résolution, « *présente un travail inédit et particulièrement éclairant sur un certain nombre des coûts autrefois cachés de cette filière même si, comme le note la Cour elle-même, demeurent de nombreuses incertitudes, par exemple sur le démantèlement des centrales, le traitement des déchets ou l'assurance en cas d'accident.* »

Soucieuse d'accomplir la mission qui lui était confiée, votre commission s'est donné comme **tout premier objectif de s'approprier, au niveau politique, le travail de la Cour des comptes.** Elle s'est efforcée, d'une part, d'assimiler des éléments d'analyse, souvent complexes tant sur le plan technique que financier, et, d'autre part, d'identifier les points devant faire l'objet d'un débat sur le plan politique, sans pour autant chercher à y apporter des réponses définitives, ce qui, sur de nombreux sujets fondamentaux, aurait excédé son mandat.

Votre rapporteur n'ignore pas que les travaux de votre commission d'enquête s'inscrivent dans un **continuum d'initiatives parlementaires sur les questions énergétiques.** Le débat a déjà été amorcé à la fois au sein des instances de veille et de dialogue permanent que constituent, pour l'assimilation des aspects techniques du sujet, l'Office d'évaluation des choix scientifiques et technologiques ou le groupe d'études de l'énergie, mais aussi, tout récemment, dans un cadre plus large, avec l'adoption par le Sénat, le 9 février 2012, d'une résolution relative à la filière industrielle nucléaire française N° 67 (2011/2012).

Certes le contexte international – avec notamment l'arrêt des centrales nucléaires japonaises suite à l'accident de Fukushima et la fin programmée de la production nucléaire en Allemagne – et les équilibres politiques ont évolué depuis lors, mais la recherche sinon d'un consensus, *a priori* hors d'atteinte, du moins d'un **dialogue ouvert et de bonne foi sur les grandes options énergétiques**, reste plus que jamais nécessaire.

Telle a été l'ambition première de votre commission qui rassemblait en son sein des sénateurs dont la plupart avaient une expertise réelle de la matière. Mais, au fur et à mesure du déroulement de l'enquête, il est apparu que, même les membres de votre commission ayant le plus d'expérience n'ont cessé d'apprendre, tant l'objet de la mission, apparemment simple – le coût réel de l'électricité que payent les Français –, comporte de ramifications.

La nécessité d'une approche « système » au-delà de la feuille de route initiale

En effet, si la filière nucléaire est bien au cœur du sujet en raison de sa part prépondérante de près de 78 % dans la production nationale d'électricité, elle n'en épuise pas toute la substance, loin de là. D'abord, parce qu'il faut s'intéresser à toutes les autres filières en dépit d'un poids encore limité, mais aussi parce que la prise en compte de la montée en puissance des énergies renouvelables justifie que l'on aille au-delà de l'objet initial de la mission pour adopter une approche du système énergétique dans son ensemble.

Certes, votre commission d'enquête s'est attachée en priorité, conformément à la mission qui lui avait été confiée, d'analyser le rapport de la Cour des comptes. C'est ainsi qu'elle a, en premier lieu, accepté, après avoir entendu les magistrats responsables du rapport et pris connaissance des avis de nombreuses personnalités, de **reprendre**, pour la filière électronucléaire, **les chiffres établis par la Cour des comptes**. Votre commission s'est néanmoins attachée à cerner les incertitudes définies par la haute juridiction financière, qu'il s'agisse du coût des démantèlements, de la gestion des déchets, de l'assurance en cas d'accident grave, de la méthode économique de calcul des investissements, de la fiabilité des taux d'actualisation pour les provisions ou de la prise en compte des coûts de recherche publics et privés.

Parce que le transport et la distribution d'énergie représentent pour le consommateur une charge du même ordre que celle de la production, elle a aussi examiné une liste des points plus spécifiques mentionnés dans l'exposé des motifs de la proposition de résolution précitée au niveau de « ... *la répartition du coût réel de l'électricité. Entre autres investigations, cette commission pourra s'intéresser aux bilans d'EDF et d'ERDF, aux différents crédits d'impôt et niches fiscales relatifs à l'électricité, au tarif de rachat des productions décentralisées (notamment à partir d'énergies renouvelables), à la concurrence entre opérateurs publics et privés, aux coûts externalisés (comme la recherche), aux coûts d'acheminement de l'électricité, aux clauses des concessions des collectivités territoriales à ERDF, etc.* »

Toutefois votre commission n'a pas souhaité se limiter à ces aspects très techniques de cette « feuille de route » initiale, car elle s'est vite rendue compte qu'au travers du « coût réel de l'électricité », c'était toute la politique énergétique qui était en jeu, et même plus encore, dès lors qu'à certains égards, nos modes de consommation d'électricité conditionnent largement notre mode de vie.

Dès lors que l'objectif d'équilibrage de l'offre et de la demande d'électricité ne passe pas nécessairement par une augmentation de la production mais peut, de façon tout aussi légitime, être atteint par un ajustement à la baisse de la consommation, la problématique de la présente commission d'enquête change de dimension. Autrement dit, à partir du

moment où le coût de l'électricité pertinent n'est plus uniquement un coût de production mais également un coût de non-consommation, il y a là un facteur de complexité car la comptabilisation des coûts évités n'est pas facile à réaliser de façon parfaitement objective.

Indépendamment de cette difficulté d'ordre conceptuel – dont on verra très concrètement les conséquences quand il s'agira d'assurer la rémunération des agents économiques qui interviennent pour diminuer les consommations –, votre rapporteur s'est aussi heurté à d'autres obstacles pratiques dans l'accomplissement de sa mission. En effet, il est vite apparu qu'il était difficile à votre commission **de chercher à reproduire *mutatis mutandis* la démarche de calcul de coûts adoptée par la Cour des comptes pour toutes les filières de production d'électricité.**

En effet, s'agissant d'une filière intégrée comme celle de l'électricité d'origine nucléaire, le petit nombre d'acteurs et leur caractère étatique facilitent l'établissement d'un coût complet. Certes, on rencontre des difficultés théoriques, notamment pour l'évaluation de coûts futurs aujourd'hui mal déterminés ou intervenant sur des durées tellement longues que la prise en compte du temps devient source d'arbitraire mais il est relativement simple de se procurer les données de base.

En revanche, **en ce qui concerne les filières des énergies renouvelables, la multiplicité des acteurs, leur statut de sociétés commerciales, d'une part, le degré de maturité différent des technologies tout comme les inconnues relatives à leurs perspectives d'évolution, d'autre part, rendent les données plus difficiles à établir** matériellement - les chiffres relèvent du secret des affaires - et même conceptuellement : ce n'est qu'après coup qu'on saura établir des coûts complets sur la base d'une durée d'exploitation assez longue des équipements et prenant en compte des dépenses comme celles de recherche qu'on ne peut pas encore rapporter à une production électrique suffisamment importante pour être significative. Au surplus, il faut tenir compte des interactions avec les coûts de réseaux, étant donné le caractère intermittent – ou d'aucuns diraient simplement variable – des flux d'électricité renouvelable.

Cette approche « système », tendant à ne plus séparer nécessairement production et consommation d'électricité, a amené votre commission d'enquête à se référer, dans la perspective politique qui était la sienne, à ce que l'on a appelé la « **troisième révolution industrielle** » à la suite de l'économiste américain Jeremy Rifkin : « *L'invention de la technologie informatique des réseaux de seconde génération a changé l'équation économique, en faisant basculer le rapport de forces des anciennes énergies centralisées - combustible fossile et uranium - aux nouvelles énergies renouvelables distribuées.* » **La technologie d'Internet tendrait ainsi à transformer le réseau électrique en réseau info-énergétique interactif permettant à des millions de personnes de produire leurs propres énergies renouvelables.** Pour cet auteur, ce processus rappelle celui par lequel « *les gros ordinateurs centraux ont cédé la place des petites machines dispersées*

géographiquement, les ordinateurs de bureau et portable, ...reliés entre eux au sein de réseaux pleinement intégrés et flexibles à l'extrême.. ». C'est ce qu'il appelle **l'ère nouvelle de « l'énergie distribuée »** dans laquelle l'énergie ne circule pas à sens unique. Pour lui, on assiste à une floraison d'initiatives – que l'on qualifierait volontiers de période des « cent fleurs énergétiques » -, dans lesquelles **des acteurs les plus divers au niveau local**, régions, PME, coopératives et même particuliers, **sont de plus ouverts à l'idée de produire leur propre électricité renouvelable sur des micro-réseaux.**

Si l'on prend cette évolution comme **une tendance lourde de nature sociologique**, ainsi que votre rapporteur est tenté de le faire, il y a là comme une **donnée de départ à laquelle il convient de s'adapter**. Les choix de société devraient même, selon votre rapporteur, constituer une composante de base du coût de l'électricité, d'autant que ses investigations tendent à montrer que **le coût d'aujourd'hui devrait intégrer les investissements nécessaires pour faire face aux besoins de demain** : le « coût réel », pour avoir un sens opérationnel, pourrait inclure le « coût virtuel », c'est-à-dire prendre en compte ce que coûterait la production d'électricité avec les technologies actuelles, qu'elles correspondent à des filières nucléaires ou fondées sur les énergies renouvelables, y compris les dépenses de transport et de distribution.

Investir pour gérer le « papy boom » de nos centrales nucléaires et l'adaptation des réseaux

D'où la place donnée par votre commission d'enquête aux dépenses d'investissement – quelle qu'en soit la nature – dont l'augmentation massive, par suite du vieillissement de notre parc de centrales nucléaires et des besoins d'adaptation du réseau avec la montée en charge des énergies renouvelables, va peser sur les coûts.

C'est bien ce qui justifie une **augmentation des prix unitaires que les gouvernements ont eu jusqu'ici naturellement tendance à différer pour ne pas affecter la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des ménages**. Sur ce dernier aspect, votre commission a été amenée à **inclure dans le périmètre du sujet** au titre de l'imputation des coûts de l'électricité aux différents agents économiques, **la précarité énergétique** et la question de la réforme des tarifs sociaux, sachant que ce qu'il importe de maîtriser, c'est la dépense plus que le prix lui-même.

Un impératif à court terme est de « mettre sur la table » la question de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires. La matière est certes technique mais aussi politique, dès lors qu'il faut prendre en compte le risque nucléaire. Elle doit donc être appréhendée par le Parlement sur la base d'investigations beaucoup plus approfondies que celles auxquelles a pu procéder votre commission dans le bref laps de temps qui lui était imparti. C'est ce à quoi nous invite, à juste titre dans son allocution de

présentation du rapport précité de la Cour des comptes, son Premier président M. Didier Migaud : « *Dans ce domaine de la production d'énergie électrique, où le cycle d'investissement est long, particulièrement pour le nucléaire, ne pas décider revient à prendre une décision qui engage l'avenir. Il apparaît souhaitable que les choix d'investissements futurs ne soient pas effectués de façon implicite mais **qu'une stratégie énergétique soit formulée et adoptée de manière explicite, publique et transparente.*** »

Ouvrir un débat au fond sur la durée d'exploitation des centrales nucléaires dans le cadre de la présente commission d'enquête aurait sans doute fait apparaître des clivages prématurés en une matière sur laquelle on est loin de disposer de toutes les informations techniques souhaitables. Tout au plus, votre commission a-t-elle eu tendance à considérer que, eu égard à la confiance que l'on pouvait accorder à l'Autorité de sûreté nucléaire, cette prolongation, certes contestable pour certains, avait pour avantage de **laisser le temps du débat à un moment où des technologies majeures étaient encore en gestation** et où il était difficile de savoir sur lesquelles il fallait miser.

Quant à l'**augmentation des coûts « réseaux »**, que ce soit au niveau du transport ou de la distribution, **pour tenir compte des besoins de maintenance, des déséquilibres régionaux parfois préoccupants et des nouveaux moyens de production notamment renouvelables, elle est inévitable en France comme dans les autres pays européens.** C'est à ce niveau que l'on voit que la détermination du montant et de la nature des investissements - et donc les coûts - ne dépend pas seulement de considérations techniques, mais d'options politiques sur la place que l'on souhaite donner aux énergies renouvelables et la vitesse avec laquelle on souhaite évoluer vers des réseaux plus décentralisés.

Votre rapporteur a été naturellement séduit par la perspective de **réseaux dits « intelligents »**. **Les idées de réseaux partagés, de flux bidirectionnels et de « consom'acteurs »** lui paraissent aller **dans le sens de l'Histoire en offrant aux agents les moyens de gérer leur consommation énergétique.** Des débats ont eu lieu à ce sujet au sein de la commission mais plus sur les modalités et, éventuellement, le calendrier que sur les finalités elles-mêmes, qui semblent nous orienter vers des réseaux électriques effectivement décentralisés dans lesquels l'énergie ne circulera plus seulement « top down » mais éventuellement « bottom up ».

Le coût réel des filières actuelles : une enquête délicate à mener

En ce qui concerne la compétitivité relative des différentes filières de production qui est avec la sécurité un critère de choix de l'investissement, la conviction de votre rapporteur, partagée par de nombreux membres de la commission, est d'abord que l'on assiste à **une certaine convergence du coût de production des différentes filières** du fait d'un double mouvement : d'une

part, l'augmentation du coût de l'électricité nucléaire, même si l'on peut débattre de l'ampleur de la baisse à espérer entre les têtes de séries – aux coûts manifestement non maîtrisés qu'il s'agisse de l'EPR finlandais ou de celui de Flamanville – et celui des centrales suivantes, d'autre part, la diminution plus ou moins rapide de celui des énergies renouvelables.

Sur cette question des coûts relatifs des filières, votre commission s'est efforcée de se faire une opinion en utilisant les moyens traditionnellement à la disposition des commissions d'enquête et des missions d'information

Elle a d'abord adopté une **démarche** systématique **d'écoute des principaux acteurs du secteur**, qui l'a conduite à organiser de nombreuses **auditions** tant en formation plénière avec tout le cérémonial des commissions d'enquête (au nombre de 37, qui pour la plupart d'entre elles ont fait l'objet d'un enregistrement vidéo)¹ que dans un cadre informel à l'initiative du rapporteur – mais ouvertes à tous les membres de la commission –, sans compter les contacts directs à l'occasion des déplacements sur place.

Un certain nombre de **visites de terrain**, toutes faites en France métropolitaine sauf un déplacement à Bruxelles, sont venues concrétiser, notamment en ce qui concerne les enjeux nucléaires à long terme que sont le démantèlement des centrales et l'enfouissement des déchets radioactifs, les sujets abordés en audition. Des délégations de votre commission se sont ainsi rendues à Brennilis dans le Finistère, à Chooz et à Revin dans les Ardennes, ainsi qu'au laboratoire souterrain de recherche sur le stockage des déchets nucléaires de longue durée à Bure, à la limite de la Meuse et de la Haute-Marne. En outre, à l'invitation ou sur la suggestion de membres de la commission, votre rapporteur s'est déplacé, d'une part, à Chambéry pour y visiter notamment l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES), l'agrégateur d'effacement Energy Pool et le Centre d'Ingénierie Hydraulique (CIH) d'EDF et, d'autre part, à Montdidier dans la Somme où il a pu voir comment une commune dotée d'une entreprise locale de distribution était parvenue à produire et distribuer efficacement une électricité largement décarbonée. Enfin, le rapporteur s'est rendu à Paris et en région parisienne dans deux lieux stratégiques du point de vue de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité : au siège parisien d'EPEX Spot, où s'échange l'électricité physique livrable le lendemain sur les réseaux français, allemand/autrichien et suisse, et au Centre National d'Exploitation du Système (CNES) à Saint-Denis où votre rapporteur a pu voir fonctionner la salle de contrôle des flux d'électricité sur le réseau RTE en France. À cet égard, votre rapporteur tient à remercier tous les professionnels et les élus qui l'ont accueilli.

Votre commission s'est aussi efforcée d'éclairer le Parlement en faisant la synthèse des **éléments de « benchmarking » international** disponibles en mobilisant le réseau des missions économiques dont la rapidité de réaction et la qualité des contributions doivent être saluées.

¹ Dont les transcriptions figurent en annexe au tome II du présent rapport.

Enfin, sur certains sujets sensibles comme le coût du soutien aux énergies renouvelables et le dérapage du coût de l'EPR qui conditionne les choix d'investissement et donc les coûts à financer dès aujourd'hui, votre rapporteur a fait usage des **prérogatives qui sont les siennes en tant que rapporteur d'une commission d'enquête**.

C'est ainsi qu'en premier lieu, votre commission, soucieuse de fonder ses réflexions sur des informations aussi précises que possible, a demandé à la **Cour des comptes**, en application de l'article L.132-4 du code des juridictions financières¹, **d'actualiser les analyses et d'effectuer le suivi des recommandations qu'elle avait faites à l'occasion de son rapport annuel 2011 en ce qui concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE)**. En dépit de la brièveté des délais qui lui étaient impartis, la deuxième chambre de la haute juridiction financière est parvenue à remettre sa « communication » suffisamment tôt pour que puisse être organisé un débat contradictoire avec les administrations concernées sur le modèle de ce qui se pratique pour les rapports que celle-ci rédige à la demande des commissions des finances sur le fondement du 2° de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances. La communication, qui figure à la suite du présent rapport, manifeste une fois de plus la disponibilité de la Cour des comptes et son attachement à la bonne information du Parlement.

En second lieu, considérant l'imprécision ou les divergences d'appréciations sur certains points financiers importants, votre rapporteur a exercé les **pouvoirs d'investigation** qu'il détient en application de l'ordonnance n° 58-1100 du 17 novembre 1958 relative au fonctionnement des assemblées parlementaires, pour effectuer des contrôles « *sur pièces et sur place* » et se « *faire communiquer tous documents de service, à l'exception de ceux revêtant un caractère secret et concernant la défense nationale, les affaires étrangères, la sécurité intérieure ou extérieure de l'État sous réserve du respect du principe de la séparation de l'autorité judiciaire et des autres pouvoirs* » (article 6, II).

C'est ainsi que le lundi 11 juin dernier, votre rapporteur s'est rendu dans les locaux de la Direction générale de l'énergie et du climat à la Grande Arche de La Défense où il a pu prendre connaissance, avec l'accord de la ministre de tutelle² d'alors, de notes et documents, d'une part, sur la façon dont avaient été gérées la fixation puis la révision des **tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque** au moment où les revirements en

¹ *Celui-ci dispose que* « La Cour des comptes procède aux enquêtes qui lui sont demandées par les commissions des finances et par les commissions d'enquête du Parlement sur la gestion des services ou organismes soumis à son contrôle ou à celui des chambres régionales ou territoriales des comptes. »

² *Cf. le communiqué de presse du Cabinet de la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie en date du 7 juin 2012 : « Nicole BRICQ, ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a répondu à la demande de la commission d'enquête du Sénat sur le coût de l'électricité, de consulter l'ensemble des notes du Ministère relatives au coût du nouveau réacteur nucléaire EPR.*

France mais aussi et, surtout, en Allemagne ont mis la filière en difficulté, et, d'autre part, sur l'évolution inquiétante des coûts des nouvelles centrales nucléaires.

Au vu de certaines informations de presse faisant état d'une augmentation des coûts de l'EPR britannique, il était difficile de ne pas se poser des questions en ce qui concerne le **dérapiage des coûts de la technologie EPR** en général et votre commission ne pouvait se contenter de simples déclarations affirmant que tout était sous contrôle.

En demandant à avoir accès à des sources internes à l'Administration, votre rapporteur n'a pas cherché à déterminer les causes techniques de l'augmentation continue des coûts, mais simplement à apprécier la façon dont la Direction générale de l'énergie et du climat suit une affaire stratégique. De ce point de vue, votre rapporteur a été plutôt rassuré sur la vigilance des services tout en constatant que les grands opérateurs EDF et AREVA ont pour le moins des progrès à accomplir en matière de transparence : selon les documents internes qu'il a pu consulter, il apparaît que **l'État**, qui détient à la fois les droits de la tutelle et ceux de l'actionnaire, **se pose, par la voix de ses représentants, beaucoup plus de questions qu'il n'obtient, semble-t-il, de réponses.** Plus généralement, votre rapporteur a volontairement limité ses investigations à l'action de l'Administration et pour l'essentiel aux seules notes de service rédigées par elle. Il a considéré que l'objet même de sa mission était trop général pour lui permettre de pousser ses investigations plus loin en allant consulter les documents émanant d'EDF ou d'AREVA, voire de leurs contractants. Au surplus, s'agissant de sociétés cotées, votre rapporteur est resté très soucieux de l'impact que pourrait avoir sur la marche de ces entreprises, la publication d'informations intempestives avec des conséquences néfastes pour les négociations commerciales ou sur les cours de bourse et donc pour les actionnaires parmi lesquels figure au premier chef l'État.

Relancer l'objectif des 3x20 du paquet énergie-climat

Compte tenu de l'ampleur et de la diversité du sujet, votre commission n'est pas parvenue à approfondir autant qu'elle l'aurait souhaité certains points de son enquête et a dû limiter son ambition à aller aussi loin que possible dans l'établissement d'un **constat partagé sur le marché de l'électricité et son évolution.**

Sur la base de ces éléments de contexte dont il est clair qu'ils ont un caractère européen, elle a voulu à la fois identifier les inconnues –et elles sont nombreuses – qui affectent les coûts des différentes filières ainsi que le montant et la nature des investissements sur les réseaux, et les questions de principe auxquelles des réponses différentes et mêmes parfois opposées peuvent être apportées.

Ce faisant, votre rapporteur estime qu'il prépare le terrain pour le grand débat national auquel doit donner lieu la stratégie énergétique de la France. Celle-ci ne peut que s'inscrire dans les perspectives tracées par le **paquet énergie-climat de l'Union européenne adopté le 23 janvier 2008** par la Commission, dont les deux axes prioritaires sont, d'une part, mettre en place une politique européenne commune de l'énergie plus soutenable et durable, d'autre part, lutter contre le changement climatique. Ces orientations ont été déclinées en objectifs opérationnels souvent résumés dans la formule des « trois fois 20 » :

- faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 % ;
- réduire les émissions de CO₂ des pays de l'Union de 20 % ;
- accroître l'efficacité énergétique de 20 % par rapport aux projections de consommation pour 2020.

C'est cette perspective très générale qui justifie que votre rapporteur ait cherché à poser le problème de l'énergie électrique dans toutes ses dimensions. Sans doute une enquête sur le coût « réel » de l'électricité peut-elle conduire à évoquer le mix énergétique national ; mais il paraît difficile d'aller au-delà du rappel de cet objectif de 20 % d'énergies renouvelables à horizon 2020 dans le cadre du présent rapport qui, parce qu'il a d'abord pour objet de rassembler des éléments de fait, a plus vocation à poser des questions qu'à apporter des réponses.

Votre rapporteur, en revanche, a considéré que **la réduction des émissions de CO₂ et donc leur prise en compte dans les coûts**, de même que **l'importance des questions d'efficacité énergétique faisaient partie intégrante du champ de l'enquête**, dès lors que les dépenses effectuées à ces deux titres – à ce jour mal financées – impactent le coût ou la consommation d'énergie.

Enfin, **les questions de financement sont un volet important du sujet**. Celui-ci, comme cela résulte du titre même de votre commission d'enquête, n'incluait pas seulement le coût « réel » de l'électricité mais également la question de son imputation aux différents agents économiques, ce qui invitait à se demander qui en supporte – ou qui devrait en supporter – la charge. Implicitement, cela revenait à **passer d'une problématique de coût à une problématique de prix de l'électricité**.

*

* *

En termes simples et pour respecter le « cahier des charges » qui lui était fixé, votre commission d'enquête a développé ses analyses en répondant à deux séries de questions : d'abord, combien cela a-t-il coûté de produire de

l'électricité jusqu'à aujourd'hui et combien cela pourrait-il coûter demain ? Ensuite, qui supporte effectivement la charge et qui devrait supporter la charge de ce coût ?

Cette démarche a conduit votre commission à affirmer deux convictions :

- l'ère de l'énergie électrique à relativement bon marché est révolue, par suite de besoins d'investissement massifs, tant pour le renouvellement de notre parc de production que pour l'adaptation du réseau ;

- le financement de la transition vers un nouveau modèle décentralisé privilégiant sécurité et efficacité énergétique – quelles qu'en soient les modalités – devrait passer par une politique de vérité des coûts et donc des prix qu'il n'est plus possible de différer et pour laquelle il convient de définir les mesures d'accompagnement qui en sont la condition de l'acceptabilité sociale.

PREMIÈRE PARTIE

LA FIN D'UNE PHASE D'ÉLECTRICITÉ BON MARCHÉ

Au nom du grand marché intérieur, l'Union européenne a imposé, notamment par trois « paquets » législatifs successifs¹, l'ouverture des marchés de l'électricité dans les États membres de l'Union européenne (UE). Or, la France, depuis la Libération, avait bâti un modèle fondé sur le quasi-monopole d'un établissement public, Électricité de France (EDF), ainsi que sur l'instauration de tarifs réglementés de vente aux consommateurs, qu'il s'agisse des entreprises ou des ménages, variant en fonction de la puissance souscrite par ces utilisateurs finaux.

Ayant ainsi, depuis plus de cinquante ans, étroitement associé l'électricité à un service public assuré, *in fine*, par l'État, les Français ont accueilli avec une certaine méfiance la libéralisation du marché, comme en témoignent, pour les particuliers, la très forte part de marché qu'a conservée EDF et, pour les entreprises, la création fin 2006 d'un tarif transitoire d'ajustement au marché, dit TaRTAM, accessible aux acteurs économiques regrettant d'avoir opté pour le marché libre de l'électricité.

Le Parlement, avec notamment la loi NOME du 7 décembre 2010, a dû, sous la pression de la Commission européenne, mettre fin progressivement aux tarifs réglementés des entreprises et acter l'évolution du marché de l'électricité vers un modèle libéral distinguant les opérateurs de réseau des fournisseurs, sommés pour les plus importants d'entre eux de se soumettre aux règles de concurrence.

Mais le modèle électrique français n'était pas seulement une organisation intégrée verticalement, hyper-centralisée, mais aussi une ambitieuse politique de développement d'une filière nucléaire lancée initialement par synergie avec les activités militaires puis relancée au milieu des années soixante-dix après la première crise pétrolière.

Après le modèle fonctionnel, c'est aujourd'hui le modèle technique et économique d'énergie de base continûment abondante et relativement bon marché qui est aujourd'hui en question, sous le double effet du développement volontariste d'énergies renouvelables – se répartissant aujourd'hui entre des filières matures, des filières encore chères mais aux coûts en diminution régulière tel le photovoltaïque et des filières émergentes nécessitant des efforts de recherche et développement accrus –, et de l'augmentation du coût de construction des centrales nucléaires de la nouvelle génération.

¹ Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, et directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE. Depuis lors, les principes de ce dernier texte ont été intégrés dans une nouvelle directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

I. DES PRIX RÉELS QUI ONT CESSÉ DE BAISSER

L'objectif de votre rapporteur a d'abord été de brosser, de façon aussi simple que possible, un panorama du paysage électrique français, dont il est désormais clair qu'il est étroitement intégré au marché européen. C'est sur cette base qu'il lui a semblé possible, dans un premier temps, de reconnaître que, objectivement, notre pays avait bénéficié, surtout au cours de la dernière décennie, de coûts « immédiats » de l'électricité relativement modérés. Il y a là la conséquence de l'adoption d'un bouquet énergétique largement dominé par la filière nucléaire, qui, hors la question du risque et de son assurance, s'est révélée, jusqu'à présent au moins, un choix avantageux du point de vue économique, qu'il convient de considérer à présent au regard de la montée en puissance des énergies renouvelables.

A. L'ÉLECTRICITÉ ET SON MARCHÉ DANS LE CONTEXTE EUROPÉEN

L'électricité ne se plie aux règles de marché habituelles que moyennant des adaptations liées à sa nature physique.

Tous les électrons sont identiques, quel que soit leur mode de production, ce qui favorise leur circulation et rend leur échange plus facile sur un marché. Il est toutefois impossible de les stocker sur une grande échelle, de sorte qu'à tout instant, la production doit satisfaire exactement la demande, ou au contraire la consommation doit s'adapter à l'offre : ce marché est intrinsèquement instable.

On pourrait même s'interroger : l'électricité est-elle réellement un bien de consommation ou ne s'agit-il pas plutôt d'un service : le consommateur achète-t-il réellement des kilowatt-heures, ou acquiert-il le droit, à un instant donné, d'être éclairé lorsqu'il appuie sur un interrupteur ?

En outre, ainsi que l'écrivent Jean-Marie Chevalier et Jacques Percebois¹, « l'électricité est ainsi un bien hybride qui combine les caractéristiques d'un bien privé et d'un bien public ». La loi du 10 février 2000 consacre en effet, dès sa première phrase, le service public de l'électricité, qui « a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général », et le complète par « le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité »².

Cette nature particulière de l'électricité comme son caractère essentiel dans la vie économique et sociale se reflètent dans le système des tarifs

¹ *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France, rapport n° 74 du Conseil d'analyse économique, 2008.*

² *Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, article 1^{er}. Ces dispositions sont aujourd'hui reportées à l'article L. 121-1 du code de l'énergie.*

réglementés et du marché de l'électricité, ainsi que dans les conditions de sa libéralisation progressive depuis les années 1990.

1. Les acteurs du marché

Les modes de production sont aussi divers que les usages. Si les règles du marché de l'électricité, comme on le verra plus loin, sont assez spécifiques, les acteurs appartiennent aux catégories que l'on retrouve sur les autres marchés : producteurs, transporteurs, revendeurs, consommateurs ; un rôle important étant joué par les autorités publiques et l'autorité de régulation.

a) Du producteur au consommateur : les chemins de l'électricité

• **Le secteur de la production** comprend des modes de production et des acteurs très diversifiés.

Le plus important est, de loin, EDF qui exploite la totalité des 58 réacteurs nucléaires français, à l'origine de 77,7 % de l'électricité produite en 2011.

La production hydroélectrique représente 9,3 % de l'électricité produite en 2011. Elle est également dominée à 80 % par EDF, qui dispose d'une capacité installée supérieure à 20 000 MW, mais de nombreux autres acteurs sont également présents : la Compagnie nationale du Rhône (3 000 MW) et la Société hydro-électrique du Midi (SHEM, 750 MW), toutes deux liées au groupe GDF-Suez, ainsi que 1 700 producteurs de taille plus petite¹.

La production thermique à combustible fossile a produit 9,5 % de l'électricité en 2011. Elle comprend des unités de production au gaz, au charbon et au fioul.

La production éolienne (2,2 % de l'électricité) est moins concentrée que d'autres modes de production : un tiers de la puissance installée appartient aux cinq plus gros exploitants (GDF Suez, EDF, Energias de Portugal, Iberdrola, *Renewable Energy Systems*), parmi la centaine d'entreprises qui exploitent quelque 350 parcs.

La production photovoltaïque (0,3 % de l'électricité), quant à elle, est particulièrement diffuse : si certains parcs ont une capacité de plusieurs dizaines de mégawatts-crête,² la production relève également de petites entreprises ou de particuliers ayant installé des panneaux sur leur toit.

Les autres sources d'énergie renouvelables ont produit 1 % de l'électricité en 2011 : déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.

¹ Direction générale de l'énergie et du climat, *L'industrie des énergies décarbonées en 2010*, édition 2011.

² La puissance crête correspond à la puissance électrique maximale délivrée par une installation photovoltaïque, dans des conditions d'ensoleillement idéales.

- **L'acheminement de l'électricité** est divisé en deux parties¹ :

- le réseau de transport achemine, sur des lignes de 63 kV à 400 kV, de grandes quantités d'énergie sur de longues distances et les répartit entre les régions. Sont connectés à ce réseau, les grandes centrales de production ainsi que certains gros consommateurs industriels. Le réseau de transport est exploité par RTE, filiale d'EDF dotée d'une autonomie de gestion ;

- les réseaux de distribution, sur des lignes de 400 V à 20 000 V, desservent les consommateurs finaux en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie). Sont également connectées à ce réseau, la plupart des fermes éoliennes, les installations de production photovoltaïque et la majorité des installations de cogénération, qui produisent simultanément de la chaleur et de l'électricité.

Les réseaux de distribution appartiennent aux communes qui en confient la gestion à ERDF, filiale d'EDF, sur 95 % du territoire métropolitain, à des entreprises locales de distribution (ELD) sur les 5 % restants. EDF, *via* sa filiale EDF SEI (EDF Systèmes énergétiques insulaires), exploite le réseau de distribution dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (Corse et Outre-mer), sauf à Mayotte qui dispose de sa propre entreprise de distribution².

- La **fourniture d'électricité** est exercée par des entreprises qui peuvent être également productrices (EDF, GDF Suez, Direct Énergie...) ou être de simples revendeurs.

Ce sont les entreprises les mieux connues du client final, avec lequel elles sont en contrat. La libéralisation a permis l'émergence de nouveaux acteurs, qui n'ont pour le moment obtenu qu'une part de marché limitée.

- Les **consommateurs** sont aussi bien les clients particuliers que les entreprises de toute nature. Pour certaines entreprises, dites électro-intensives, le coût de l'électricité représente une part importante des coûts de revient : 30 % pour l'industrie de l'aluminium, voire 70 % pour l'industrie du chlore³.

b) Réglementation et régulation

Les **autorités politiques** jouent un rôle essentiel à plusieurs niveaux :

- elles fixent les normes au niveau national et européen (directives, lois, règlements). En France, la politique énergétique est, d'une manière générale, une compétence de l'État, mais l'Europe joue un rôle de plus en plus important *via* notamment le droit de la concurrence. La politique de l'énergie

¹ Voir Commission de régulation de l'énergie, *Réseaux publics d'électricité : description générale* (site Web).

² Article L. 111-52 du code de l'énergie.

³ Chiffres fournis par l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) lors de son audition devant votre commission.

est inscrite dans les traités européens depuis 2009, la définition du bouquet énergétique relevant toutefois de la compétence nationale ;

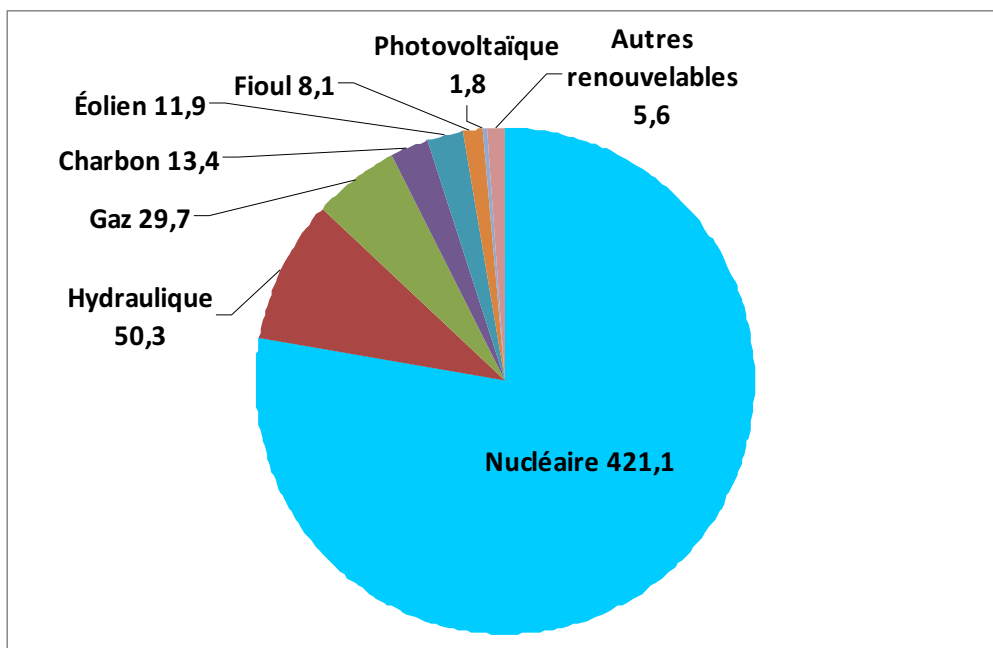
- l'État est actionnaire majoritaire de plusieurs grandes entreprises du secteur de l'électricité telles que EDF, mais aussi Areva (*via* le CEA). Le capital de la Compagnie nationale du Rhône est également public à 50,03 % (Caisse des dépôts et consignations, collectivités locales).

• Une autorité de régulation indépendante, la **Commission de régulation de l'énergie** (CRE), a pour mission de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle dispose de pouvoirs de décision et d'approbation, concernant, par exemple, les programmes d'investissement de RTE, prononce des sanctions en cas de violation des règles législatives ou réglementaires ou de non-respect de ses propres décisions et donne des avis sur de nombreuses décisions gouvernementales (dont celles relatives aux tarifs).

c) Production et consommation d'électricité en 2011

• La **production d'électricité** française métropolitaine, qui représente moins de 30 % de la consommation énergétique finale¹, a été de **541,9 térawatt-heures (TWh)**² en 2011, se répartissant comme suit :

Production nette d'électricité en 2011 (TWh)



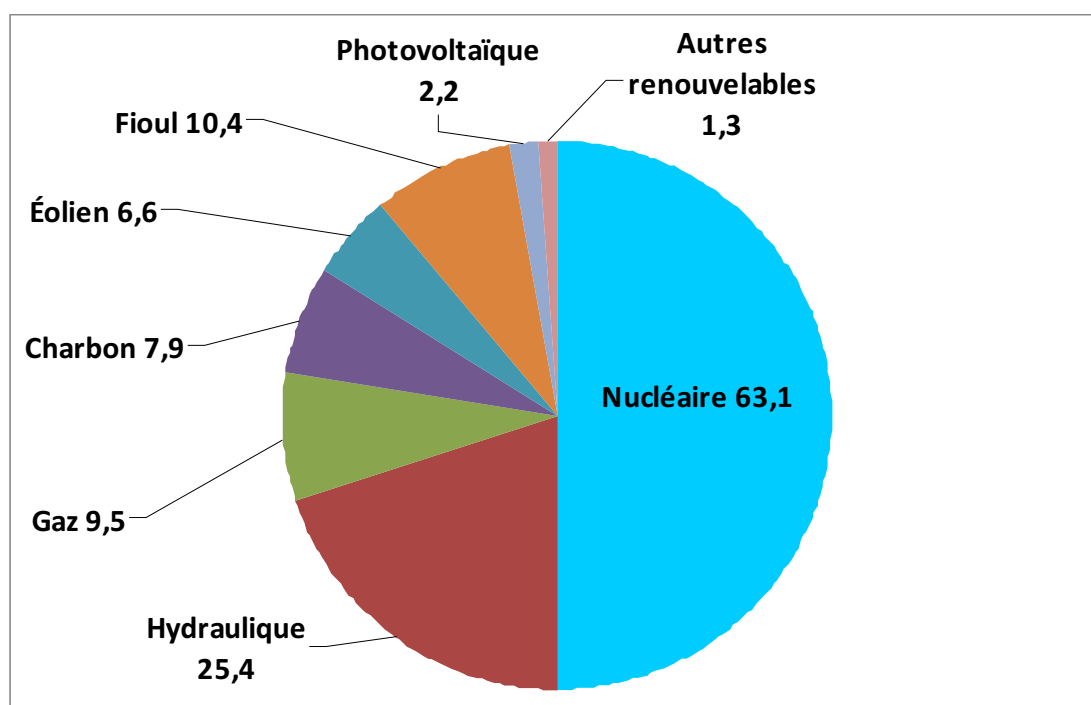
Données : RTE, Bilan électrique 2011 (France métropolitaine, y compris la Corse).
Graphique Sénat.

¹ D'après le bilan énergétique de la France pour 2010 du Commissariat général au développement durable), la consommation d'énergie finale était en 2010 de 169.7 Mtep (méga-tonnes d'équivalent pétrole), soit 1 974 TWh (térawatt-heures) tandis que la production totale brute d'électricité était cette année-là de 568.9 TWh.

² Un térawatt-heure (TWh) est égal à 1 000 gigawatt-heures (GWh), soit un milliard de kilowatt-heures (kWh).

En termes de **puissance installée**, la part du nucléaire paraît moins élevée car la plupart des autres capacités sont appelées seulement lors des périodes de forte consommation ou en fonction des conditions météorologiques (éolien, photovoltaïque) :

Parc de production (GW)



*Données : RTE, Bilan électrique 2011(France métropolitaine, y compris la Corse).
Graphique Sénat.*

• La **consommation intérieure brute d'électricité** en France métropolitaine a été de 478,2 TWh au cours de l'année 2011.

Ce chiffre comprend :

- les pertes sur le réseau (34,9 TWh) ;
- les entreprises grandes consommatrices raccordées directement au réseau de RTE (73,6 TWh) ;
- les particuliers et entreprises de taille modérée reliés au réseau de distribution (358,7 TWh) ;
- l'autoconsommation sur certains sites industriels (11 TWh)¹.

¹ La production nette d'électricité (541,9 TWh en 2011) est égale à la somme de la consommation intérieure brute (478,2 TWh), de l'énergie soutirée pour le pompage (6,8 TWh) et du solde des échanges physiques (56,9 TWh).

Les pertes en ligne

Une partie de l'énergie électrique est dissipée sous forme de chaleur (effet Joule) au cours de son acheminement sur les lignes électriques. Ces pertes sont plus importantes sur les réseaux à basse tension que sur les réseaux à haute tension. Il existe aussi des pertes « commerciales », liées à de l'énergie livrée mais non facturée (fraude, erreurs de comptage...).

Sur l'ensemble des réseaux (distribution et transport), les pertes en ligne ont été en 2011 de 34,9 TWh pour une consommation intérieure brute de 478,2 TWh¹, soit un taux de pertes global de 7,3 %.

Ces pertes en ligne se répartissent ainsi :

- 10 TWh environ, soit un peu plus de 2 %, de pertes sur le réseau de transport ;

- 15 TWh environ, soit 3,8 % de l'électricité injectée sur le réseau de distribution² pour les pertes techniques du réseau de distribution ;

- 10 TWh environ, soit 2,5 % de l'électricité injectée sur le réseau de distribution² pour les pertes commerciales du réseau de distribution.

Les gestionnaires de réseau, tels que RTE et ERDF, compensent les pertes survenues sur leurs réseaux respectifs en achetant de l'électricité sur les marchés de gros. S'agissant plus spécifiquement du réseau de transport, M. Dominique Maillard, président de RTE, a indiqué lors de son audition devant votre commission que 20 % du coût du transport était constitué par la compensation des pertes. Mme Michèle Bellon, président du directoire de ERDF, a signalé, pour sa part, que l'achat des pertes représentait une charge de 1,5 milliard d'euros par an pour son entreprise.

La loi NOME permettra, à compter de 2013, aux gestionnaires de réseau d'acheter de l'électricité nucléaire à un tarif réglementé (mécanisme de l'ARENH) pour compenser leurs pertes (voir *infra*).

S'agissant des lignes d'interconnexion à longue distance, M. Maillard a indiqué que des pertes assez faibles étaient envisageables : un câble sous-marin en courant continu relie ainsi la Norvège aux Pays-Bas avec des pertes de l'ordre de 3 % seulement.

• Les **échanges contractuels avec l'étranger** représentent, selon les années, de l'ordre de 65 à 95 TWh en exportations et 15 à 45 TWh en importations, soit un solde constamment positif.

En 2011, l'Allemagne, malgré l'arrêt définitif de sept tranches nucléaires, a été le principal fournisseur de la France en électricité (8,4 TWh sur des importations totales de 19,7 TWh, au plus bas niveau depuis dix ans) mais le principal client a été la Suisse (27,6 TWh sur un total d'exportations de 75,4 TWh).

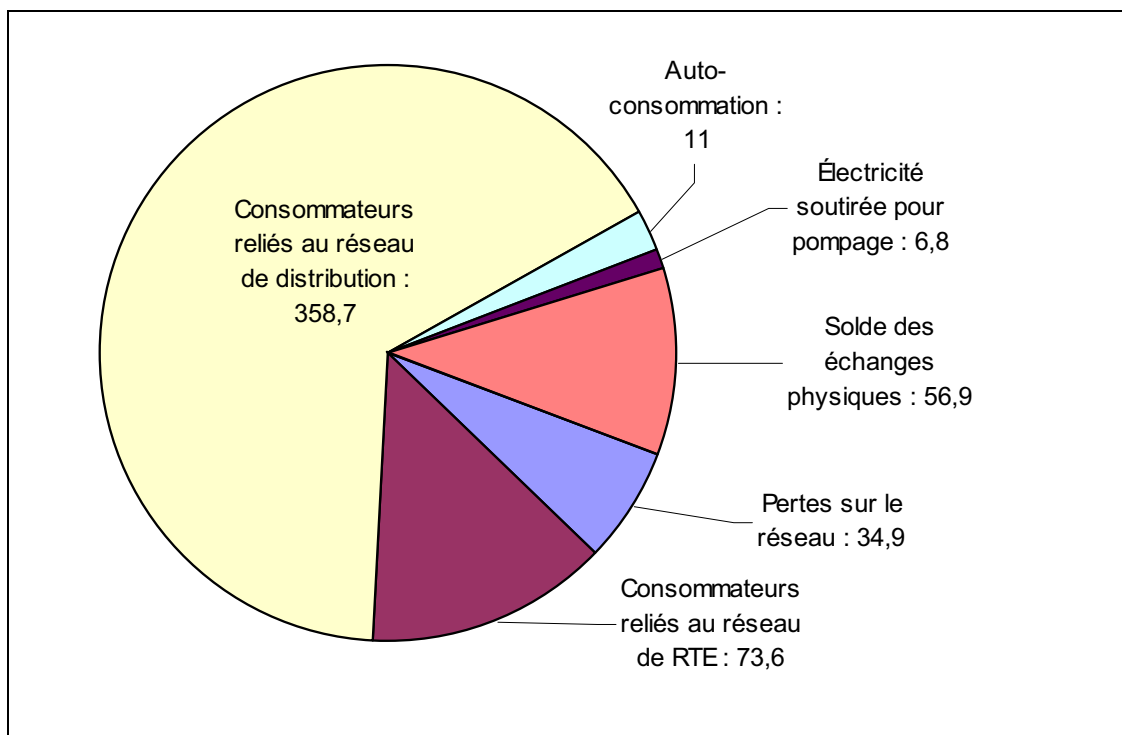
¹ RTE, Bilan électrique 2011.

² Le volume d'électricité injectée sur le réseau de distribution est égal à la consommation intérieure brute diminuée des pertes du réseau de transport (10 TWh environ) et de la consommation des clients directement raccordés au réseau de RTE (73,6 TWh), soit 394,6 TWh.

• La production nette d'électricité a été de 541,9 TWh en 2011, qui se décomposent ainsi :

- consommation intérieure brute (478,2 TWh) ;
- énergie soutirée pour le pompage (6,8 TWh) ;
- solde des échanges physiques (56,9 TWh)¹.

Production nette d'électricité en 2011 (541,9 TWh)



Source : données RTE (Bilan électrique 2011). Graphique Sénat.

2. Les composantes du prix de l'électricité

L'électricité est vendue soit à un tarif réglementé, fixé par les autorités politiques ou par une autorité de régulation, soit à un prix de marché fixé librement. Dans les deux cas, on décompose communément ce prix payé par le consommateur, en **trois éléments** :

¹ Le solde des échanges contractuels était de 55,7 TWh en 2011 (soit la différence entre les exportations de 75,4 TWh et les importations de 19,7 TWh). La différence avec le solde des échanges physiques (flux physiques sur les interconnexions) est liée à la non-prise en compte de certaines lignes d'interconnexion (France – Andorre, France – Jersey, Corse – Italie) dans le solde des échanges contractuels (voir le site Web de RTE : <http://www.audeladeslignes.com/echanges-contractuels-physiques-electricite-europe-difference-12943>).

Fourniture	Fixé librement (<i>prix de marché</i>) ou de manière à couvrir les coûts de production et les coûts commerciaux du fournisseur historique (<i>tarif réglementé</i>)
+ acheminement	TURPE : finance le transport et la distribution (voir ci-dessous)
+ taxes et charges	– taxes perçues par les collectivités publiques – CSPE : soutien aux énergies renouvelables et autres politiques de service public (voir ci-dessous) – contribution tarifaire d'acheminement : finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels – taxe sur la valeur ajoutée (TVA)

a) Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) rémunèrent les gestionnaires de réseaux publics pour compenser les charges qu'ils engagent pour l'exploitation, le développement et l'entretien des réseaux.

La tarification répond à trois grands principes :

- la tarification « timbre poste » (même tarif quelle que soit la distance parcourue par l'énergie électrique) ;
- la péréquation tarifaire (tarifs identiques sur l'ensemble du territoire) ;
- la couverture des coûts engagés par les gestionnaires de réseaux.

Le niveau des TURPE est approuvé par le Gouvernement sur proposition de la CRE. Le mécanisme actuel, dit TURPE 3, s'applique jusqu'en 2013. Une concertation est en cours pour la définition du TURPE 4.

b) La contribution au service public de l'électricité (CSPE)

La contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par le consommateur final, doit compenser intégralement les charges imputables aux opérateurs électriques (article L. 121-6 du code de l'énergie). La CSPE finance ainsi les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat), mais aussi la péréquation tarifaire (zones non connectées au réseau métropolitain continental), le tarif de première nécessité (TPN), le budget du Médiateur de l'énergie et des frais de gestion.

Le montant de la CSPE est proposé chaque année par la CRE au ministre chargé de l'énergie. Si un arrêté n'est pas pris par le ministre, c'est le montant proposé par la CRE qui entre en vigueur à partir du 1^{er} janvier, dans la limite d'une hausse de 3 €/MWh.

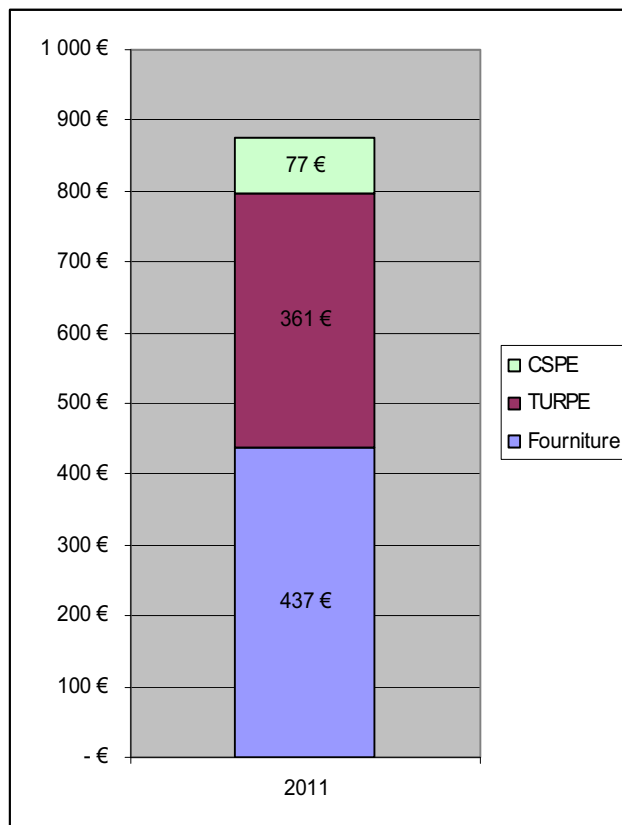
Le montant de la CSPE s'élève, par dérogation, à 9 €/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à 10,5 €/MWh jusqu'au 31 décembre 2012¹.

Le montant de la CSPE est plafonné à :

- 550 000 € par an par site de consommation ;
- 0,5 % de la valeur ajoutée pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh.

La Commission de régulation de l'énergie évalue les charges prévisionnelles de service public d'électricité au titre de 2012 à 4 253,7 millions d'euros, dont 2 617,2 millions d'euros pour les contrats d'achat conclus par EDF, 1 297,3 millions d'euros pour la péréquation territoriale, 96,3 millions d'euros pour les dispositions sociales, 158,3 millions d'euros pour les contrats d'achats conclus par les entreprises locales de distribution et 84,6 millions d'euros pour Électricité de Mayotte².

Compte tenu de ces éléments, la facture d'électricité hors taxes d'un ménage type peut ainsi se décomposer de la manière suivante :



Source : CRE, graphique Sénat

Évolution de la facture annuelle hors taxe d'électricité d'un ménage type ayant souscrit l'option heures pleines – heures creuses consommant 8,5 MWh par an (et donc *a priori* équipé d'un chauffage électrique).

¹ Loi n° 2011-900 du 29 juillet 2011 de finances rectificative pour 2011, article 56.

² Commission de régulation de l'énergie, délibération du 13 octobre 2011 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2012.

3. Un marché progressivement libéralisé

a) Un système tarifaire traditionnel

En France, la vente d'électricité s'effectuait (et s'effectue toujours, dans une certaine mesure, *cf. infra*) sur la base de tarifs réglementés, fixés par arrêté ministériel, en fonction de la puissance souscrite par le consommateur final :

- les **tarifs « bleus »**, correspondant à une utilisation domestique (puissance de 3 à 36 kVA) ;

- les **tarifs « jaunes »**, correspondant à une livraison en basse tension (puissance de 36 à 250 kVA) ;

- les **tarifs « verts »**, correspondant à une livraison en haute tension, pour les sites industriels les plus consommateurs d'électricité (puissance supérieure à 250 kVA).

Les tarifs comprennent tous une part fixe (abonnement) et une part variable (consommation), auxquelles s'ajoutent les taxes et prélèvements énumérés précédemment, calculées selon des assiettes diverses.

De ce fait, à un niveau tarifaire donné, **il n'y a donc pas « un » prix de l'électricité ni « une » répartition des composantes de la facture, celle-ci étant fonction de la consommation avec, d'ailleurs, une décroissance implicite de ce prix** en fonction de la consommation (l'abonnement s'amortissant sur davantage de kilowatt-heures).

Afin d'être le plus concret possible, le tableau suivant, établi grâce à des données transmises par la CRE, résume le tarif TTC au 1^{er} janvier 2012 de deux clients résidentiels « moyens » : le client A, au tarif 6 kVA base consommant 3 000 kWh par an et le client B, se chauffant à l'électrique, au tarif 9 kVA heures pleines – heures creuses et consommant 8 500 kWh par an (dont 57 % en heures pleines).

Tarif bleu et décomposition de ce tarif pour les clients A et B

<i>en €/MWh</i>	Client A	Client B
Production	53,05	49,45
TURPE (coût d'acheminement)	49,54	38,05
TVA	20,85	19,28
Contribution au service public de l'électricité	9	9
Taxe sur la consommation finale d'électricité (taxes locales)	9,16	9,16
Contribution tarifaire d'acheminement (retraite des agents)	3,64	1,89
TOTAL	145,24	126,83

Source : CRE

Votre commission a été interpellée par des fournisseurs alternatifs (en particulier par MM. Gérard Mestrallet, président-directeur général de GDF Suez et Fabien Choné, directeur général de Direct énergie) **sur l'impossibilité de concurrencer EDF sur le marché des clients particuliers**, malgré la mise en place de l'ARENH, le prix implicite de la production d'électricité d'origine nucléaire au sein du tarif bleu étant inférieure au prix de l'ARENH.

Ainsi, dans sa délibération du 28 juin 2011, sur le projet d'arrêté tarifaire du 1^{er} juillet 2011, la CRE a estimé que, pour permettre à un fournisseur alternatif de proposer à un client une offre de marché compétitive par rapport aux tarifs réglementés de vente, **les tarifs bleus devraient être réévalués de 5,4 % (dans l'hypothèse d'un prix de marché en base de 54 euros/MWh).**

b) Les adaptations rendues nécessaires au nom du marché unique communautaire

(1) La directive de 1996, première étape de la libéralisation

La négociation des directives relatives à la libéralisation du marché de l'électricité a débuté en 1987, avec la constitution du marché unique européen. Elle s'est poursuivie en 1989 par l'examen des mesures propres à assurer l'accès des tiers au réseau. L'ensemble a abouti à la rédaction de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Ce texte a organisé une première ouverture, graduelle, du marché de l'électricité : 27 % du marché devait ainsi être ouvert en février 1997, puis 30 % en février 2000 et 35 % en février 2003.

Il a été transposé en France par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Ainsi, concrètement :

- en février 1999, la directive s'est appliquée directement pour rendre éligibles à la concurrence les sites consommant plus de 100 GWh par an ;

- le décret n° 2000-456 du 29 mai 2000¹ a fixé le seuil d'éligibilité à 16 GWh/an. Ainsi, quelque **1 400 sites représentant environ 30 % de la consommation nationale d'électricité sont devenus éligibles ;**

- le décret n° 2003-100 du 5 février 2003² a abaissé le seuil d'éligibilité à 7 GWh/an. La libéralisation concernait alors près de 3 000 sites représentant environ 37 % du marché.

¹ relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité et portant application de l'article 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

² portant modification du décret n° 2000-456 du 29 mai 2000 relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité et portant application de l'article 22 de la loi n° 2000-108 du

En termes d'organisation, la loi du 10 février 2000 a créé **un régulateur sectoriel spécifique**, la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

(2) Les directives de 2003 et 2009 et la généralisation de l'ouverture des marchés

La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE a généralisé la concurrence dans le secteur de l'électricité. Il convient de rappeler que les grands principes de cette directive avaient été validés par les chefs d'États et de gouvernements européens lors du sommet de Barcelone, les 15 et 16 mars 2002, auquel ont participé, pour la France, Jacques Chirac, alors Président de la République et Lionel Jospin, alors Premier ministre.

La France l'a transposée au travers de deux lois : la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, puis la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

En termes d'ouverture des marchés, **toutes les consommations non résidentielles** (soit 70 % de la consommation, répartie sur quelque 2,3 millions de sites) sont devenues éligibles le 1^{er} juillet 2004, **tous les clients basculant dans le champ concurrentiel le 1^{er} juillet 2007**.

En termes d'organisation, ces textes ont **transformé EDF et Gaz de France en sociétés anonymes**, permis l'ouverture de leur capital¹ et **filialisé les entreprises de gestion des réseaux**.

La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a remplacé la directive 2003/54/CE pour parachever, dans le cadre du « 3^e paquet énergie », la séparation entre les activités de gestion de réseau de transport d'une part, d'approvisionnement et de production d'autre part. L'objectif était de supprimer tout risque de discrimination de la part des entreprises verticalement intégrées (qui exercent simultanément des activités de réseau, de production et de fourniture) à l'égard de leurs concurrents.

Cette organisation fait apparaître une nouvelle logique sous-jacente : les réseaux, monopoles de fait, constituent le cœur du service public de l'électricité (et du gaz), la production et la fourniture d'électricité étant, en quelque sorte, désormais considérées comme des activités « ordinaires », relevant en tout cas du champ normal de la concurrence.

10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

¹ Selon les dispositions des deux lois, l'État doit détenir au moins 70 % du capital d'EDF et un tiers du capital de Gaz de France.

c) Un champ concurrentiel encore limité

Le marché de l'électricité comprend un **marché de détail**, à destination du client final, et un **marché de gros** qui concerne seulement les producteurs, négociants et fournisseurs d'énergie. La libéralisation a ouvert de manière limitée le marché de détail à des fournisseurs autres que le fournisseur historique.

(1) Le marché du détail

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les consommateurs français peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie. Le fournisseur d'électricité peut disposer de moyens de production propres ou acheter l'électricité sur le marché de gros.

Les consommateurs ont accès à deux types d'offres :

- **les offres aux tarifs réglementés**, qui peuvent être proposées par les fournisseurs historiques ;

- **les offres de marché**, qui peuvent être proposées par les fournisseurs historiques ou alternatifs.

Les **fournisseurs historiques** sont :

- EDF sur 95 % du territoire ;

- une « entreprise locale de distribution » sur les 5 % restants du territoire (entreprises locales de fourniture et de distribution non nationalisées en 1946).

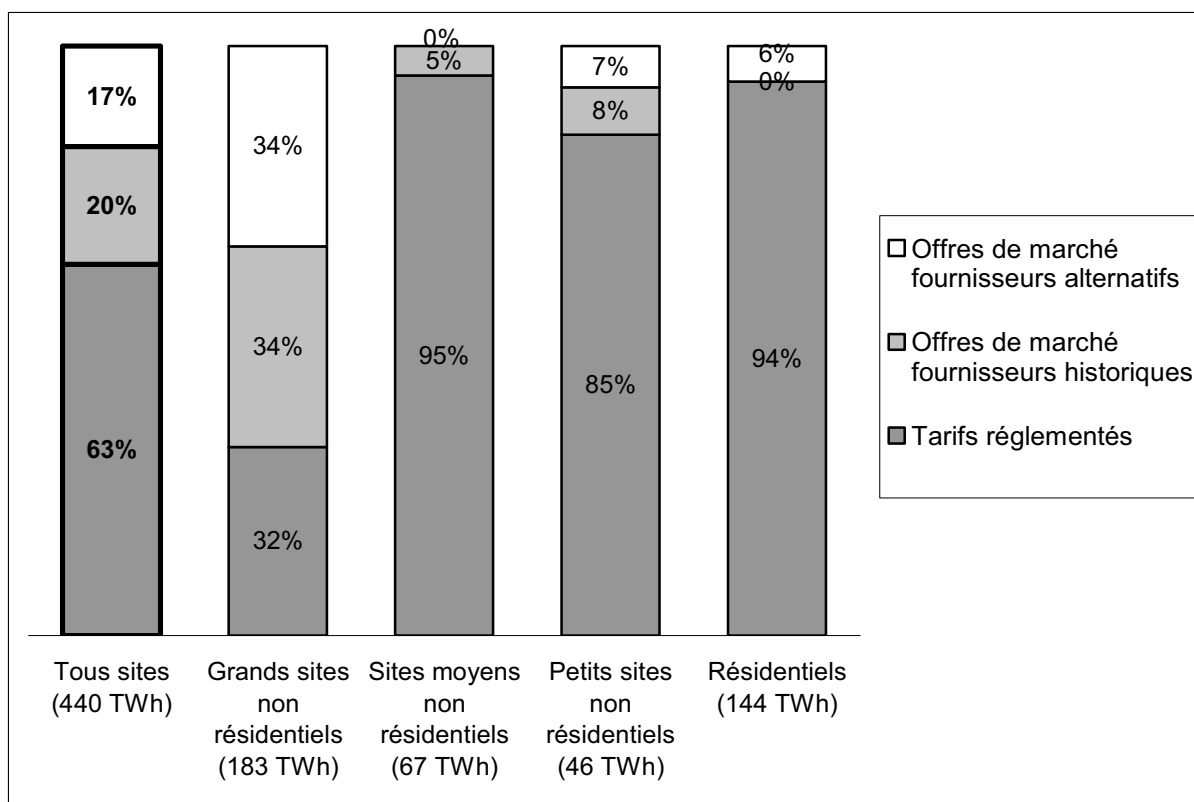
L'ouverture des marchés de l'électricité n'a pas eu pour conséquence de réduire substantiellement la part de marché des fournisseurs historiques :

- **seuls 5,9 % des sites résidentiels sont clients de fournisseurs alternatifs**. 94 % des clients résidentiels sont donc toujours desservis aux tarifs réglementés auprès des fournisseurs historiques¹ ;

- la concurrence est **plus développée auprès des clients professionnels** : 7,5 % des sites non résidentiels ont un contrat auprès des fournisseurs alternatifs. Si on compte les volumes consommés, les alternatifs ont une part de marché de 20 % en kilowatt-heures fournis auprès des non résidentiels.

¹ Source : Commission de régulation de l'énergie, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, 4e trimestre 2011.

Répartition des consommations par type d'offres au 31 décembre 2011



Source : CRE, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, 4^e trimestre 2011

(2) Le marché de gros

Le marché de gros, selon la Commission de régulation de l'énergie, désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée sur le réseau à destination des clients finaux (particuliers ou entreprises).

Une part importante de l'électricité n'est pas négociée sur le marché de gros en raison de la prépondérance en France d'entreprises intégrées (le fournisseur est également producteur).

Concrètement, les échanges peuvent avoir lieu de deux manières :

- soit sur une bourse : EPEX Spot France pour la livraison quasi-immédiate ou de la veille pour le lendemain (produits *spot*), *EEX Power Derivatives France* pour la livraison différée (produits « futures » qui permettent de se prémunir contre les évolutions du prix *spot*) ;

- soit de gré à gré, éventuellement *via* un courtier.

(3) La formation du prix sur les marchés

Contrairement aux tarifs réglementés de vente, qui sont déterminés par les pouvoirs publics, les prix de marché sont libres.

Sur le **marché de détail**, le prix est fixé par le fournisseur en fonction de la politique commerciale qu'il définit.

Sur le **marché de gros**, le prix connaît des variations très importantes. Au 4^e trimestre 2011, le prix *spot* était en moyenne de 51 €/MWh en base et 62 €/MWh en pointe. Il connaît toutefois une très forte variabilité et atteint parfois des pics de prix supérieurs à 1 000 €/MWh de manière très brève, comme cela a été constaté lors de période de froid de début février 2012.

Depuis novembre 2010, les marchés de gros de la **France**, de l'**Allemagne** et des pays du **Benelux** sont réunis par un « mécanisme de couplage » qui garantit la plupart du temps un **prix de gros similaire** dans l'ensemble de ces pays lorsque les interconnexions ne sont pas saturées – la logique nationale prévalant dans le cas inverse. La différence des prix *spot* entre la France et l'Allemagne est en général inférieure à cinq euros par mégawatt-heure dans un sens ou dans l'autre, contrairement aux prix de fourniture aux consommateurs finaux qui connaissent des écarts beaucoup plus importants entre ces deux pays.

Lors de son audition du 9 mai 2012, M. Jean-François Conil-Lacoste, directeur général de Powernext et d'EPEX SPOT, a décrit, dans son principe, le processus aboutissant à la formation du prix *spot*.

« La pierre angulaire de ce dispositif est le marché spot veille pour le lendemain, que l'on appelle day-ahead. Nous organisons une enchère tous les jours de l'année, y compris les jours fériés. Aujourd'hui, l'heure de cette enchère est harmonisée avec celle de nos voisins dans le cadre du couplage des marchés européens. C'est à midi que cela se passe ! (...) Tous les jours de l'année, une enchère réunit donc les offres et les demandes de mégawatt-heures, pour livraison sur chacune des vingt-quatre heures de la journée du lendemain.

Ce marché est essentiel car il répond au tempo du réseau de transport, lequel a besoin, un jour à l'avance, de savoir comment équilibrer injection et soutirage. Il s'agit d'un grand rendez-vous, où l'essentiel des échanges va se faire dans les meilleures conditions économiques possible, pour faciliter la vie du gestionnaire de réseau de transport. Ce marché a donc d'abord une mission d'équilibrage en termes de volume, et le prix qui en sortira sera fonction des volumes qui vont se confronter sur chacune de ces vingt-quatre heures. Il s'agit vraiment de la pierre angulaire du marché.

Si un acteur a raté ce grand rendez-vous, il peut se rattraper sur ce que l'on appelle l'infra-journalier, lequel est encore relativement modeste, puisqu'il représente globalement 13 % des échanges sur les marchés interconnectés en Europe, mais seulement 5 % à 10 % en France. Ce marché, qui est continu et non à enchères, est accessible jusqu'à quarante-cinq minutes avant la livraison. Il donne ainsi une chance aux acteurs, qui n'ont pas pu équilibrer leur portefeuille emplois-ressources, de le faire dans des conditions économiques plus tendues. Et si ce n'est pas possible, au dernier moment, en raison d'un aléa ou parce qu'une production attendue n'a pas pu être réalisée pour des raisons techniques, le gestionnaire du réseau de transport intervient lui-même en temps réel, en utilisant ses réserves primaires, secondaires, tertiaires, à un coût qui va être indexé sur le prix spot, mais qui peut être extrêmement lourd pour l'acteur en déséquilibre.

Le pilier central est donc le marché day-ahead, veille pour le lendemain, où l'essentiel des échanges se fait, dans les meilleures conditions économiques possibles, grâce à un large débat sur le prix et les volumes. Puis intervient le recours au marché infra-journalier, lequel devient de plus en plus liquide, notamment à cause du renouvelable intermittent – on y reviendra plus tard –, grâce auquel il peut être procédé, au dernier moment, à ce qu'on appelle le fine-tuning. Cet outil va prendre de plus en plus d'importance. Après, le relais est transmis au gestionnaire de réseau de transport, qui, lui, va résoudre les derniers déséquilibres ».

d) Les évolutions prévues par la loi NOME du 7 décembre 2010

La loi du 7 décembre 2010, portant nouvelle organisation du marché de l'électricité et dite loi NOME¹, a réorganisé certains aspects du marché de l'électricité afin d'encourager le développement de la concurrence tout en maintenant une régulation forte. Outre des aspects tendant à la sécurité de l'approvisionnement en électricité, dont certains seront abordés plus loin, la loi NOME a transformé les principes de la tarification de l'électricité afin de donner aux différents fournisseurs les moyens de concurrencer l'opérateur historique dans des conditions économiques comparables.

(1) Électricité nucléaire : l'instauration de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

La loi a instauré l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui permet aux fournisseurs de consommateurs finaux résidant sur le territoire métropolitain continental, ainsi qu'aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes², d'acquérir auprès d'EDF une quantité d'électricité à un tarif fixé par voie réglementaire. Ce tarif est calculé afin de donner un accès aux opérateurs à l'électricité produite à partir des centrales nucléaires françaises actuelles.

Ce tarif a été fixé à 42 € par MWh à compter du 1^{er} janvier 2012. Le volume global d'ARENH cédé ne peut être supérieur à 100 TWh. À titre de comparaison, la production d'électricité nucléaire a été de 421,1 TWh en 2011.

L'ARENH donne aux fournisseurs un accès à une électricité moins coûteuse.

¹ Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dont les rapporteurs étaient M. Jean-Claude Lenoir, alors député, et M. Ladislav Poniatowski, sénateur, tous deux à présent membres de votre commission d'enquête.

² À partir du 1^{er} janvier 2013, les gestionnaires de réseau de transport (RTE) et de distribution (ERDF, entreprises locales de distribution) auront progressivement accès à l'ARENH pour compenser les pertes subies lors de l'acheminement de l'électricité sur leurs réseaux (arrêté du 25 novembre 2011 relatif à l'échéancier d'augmentation des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique pour tenir compte des quantités d'électricité fournies aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes).

Les modalités de fonctionnement de l'ARENH

Le volume global d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé est fixé, dans la limite de 100 TWh, par un arrêté gouvernemental, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production et de la fourniture d'électricité. La quantité totale de produit cédée au titre de l'ARENH à l'ensemble des fournisseurs est de 30,8 TWh pour le deuxième semestre de l'année 2011, 30,2 TWh pour le premier semestre de l'année 2012 et 31,3 TWh pour le deuxième semestre de l'année 2012.

S'agissant des fournisseurs, c'est la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui répartit ce volume global entre ceux qui en font la demande, en fonction :

- des prévisions de consommation des clients de ces fournisseurs ;
- de la part de la production électronucléaire dans la consommation totale des consommateurs finaux.

L'ARENH doit permettre aux fournisseurs alternatifs de couvrir une part de la consommation de leurs clients équivalente à la part de la consommation française totale couverte par la production nucléaire¹. L'électricité nucléaire historique n'a pas vocation à être revendue sur le marché de gros par le fournisseur qui en bénéficie.

De plus, l'électricité nucléaire historique est livrée selon un certain profil, c'est-à-dire que la puissance livrée à chaque fournisseur alternatif est fixée à un niveau variable selon le moment du jour ou de l'année, en fonction de la catégorie de consommateur (profil modulé pour l'électricité destinée aux petits consommateurs, profil plat pour celle destinée aux gros consommateurs)².

(2) De nouveaux principes de fixation des tarifs réglementés pour mieux refléter la réalité des coûts

En premier lieu, la loi NOME a mis fin au mécanisme du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM). Ce tarif avait été mis en place le 1^{er} janvier 2007 pour deux ans, puis prolongé à deux reprises, pour les entreprises qui souhaitaient revenir au tarif réglementé après l'avoir quitté.

S'agissant des autres tarifs réglementés de vente, la loi NOME a prévu qu'ils soient arrêtés, jusqu'au 7 décembre 2015, par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE.

Les tarifs réglementés devront également, d'ici à la fin 2015, être progressivement établis en tenant compte de l'addition des éléments suivants :

- l'ARENH ;
- le coût de l'approvisionnement complémentaire en électricité, le volume d'ARENH ne permettant pas de répondre à l'ensemble de la demande adressée à chaque fournisseur ;

¹ Voir « La nouvelle organisation du marché de l'électricité » (Commission de régulation de l'énergie, <http://www.cre.fr/dossiers/la-loi-nome>).

² Décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

- les coûts d'acheminement de l'électricité ;
- les coûts de commercialisation et une rémunération normale.

La période 2012-2016 sera donc cruciale pour l'évolution des tarifs.

4. L'Europe de l'électricité : multiplicité des modèles, diversité des prix

Le « modèle » français, produit de l'histoire, n'est pas représentatif de la situation prévalant dans d'autres États européens, qui ne sont pas tous partis d'une situation de monopole intégré. Les exemples de deux grands pays voisins sont éclairants à cet égard.

a) Des marchés souvent caractérisés par la présence de gros opérateurs

(1) L'exemple allemand

Entendue par votre commission le 16 mai 2012, Mme Annegret Groebel, responsable du département des relations internationales du régulateur allemand (*Bundesnetzagentur für Elektrizität*), a ainsi rappelé que **son pays a juridiquement ouvert le marché de l'électricité à la concurrence dès 1998**. De plus, cette évolution a été rapidement acceptée par les consommateurs, notamment du fait qu'en Allemagne, où a longtemps prévalu une très forte fragmentation du marché entre plusieurs milliers d'entreprises électriques à rayonnement local, la notion de service public unifié de l'électricité n'existe pas.

Actuellement, après des années de consolidation du secteur, **quatre groupes (RWE, E.On, EnBW et Vattenfall) contrôlent les deux tiers de la production**. Le marché de la fourniture est un peu moins concentré, puisque ces quatre groupes n'en contrôlent que 57 %.

En ce qui concerne la distribution de l'électricité, il reste encore environ un millier d'entreprises. Les collectivités locales jouent un rôle très important, les *Stadtwerke* fournissant de multiples services, dont la distribution de l'électricité. Dans son intervention, Mme Annegret Groebel a notamment souligné les **différences parfois notables du prix de l'acheminement facturé aux clients selon leur lieu de consommation**, qui s'opposent à la logique de « timbre-poste » appliqué en France. Néanmoins, d'après le régulateur, cela ne pose pas de problème aux Allemands, pour qui le prix de l'électricité n'est qu'une donnée parmi d'autres caractérisant un territoire, au même titre, par exemple, que les prix de l'immobilier.

(2) L'exemple britannique

Dans la réponse écrite qu'il a adressé à votre rapporteur, le régulateur britannique (Ofgem) a décrit une situation relativement comparable en termes de date d'ouverture des marchés (dès les années 1990) et de nombre d'acteurs,

six grandes compagnies dominant les marchés de la production et la fourniture d'électricité - après des débuts qui avaient vu émerger une quinzaine de fournisseurs.

Là aussi, comme en Allemagne, il existe une réelle concurrence entre fournisseurs ainsi qu'une grande variété de prix, à laquelle les consommateurs se sont habitués.

En revanche, **le transport et la distribution d'électricité sont notablement plus concentrés qu'en Allemagne** : s'agissant du transport, *National grid* est le seul opérateur en Angleterre et au Pays de Galles (d'autres gestionnaires monopolistiques couvrant l'Écosse et l'Irlande du Nord) et sept gestionnaires de réseaux de distribution se partagent le royaume dans une logique de monopoles régionaux.

b) La France demeure un marché très concentré

Au total, au sein de l'Europe, la France apparaît comme un marché très concentré pour les activités ouvertes à la concurrence.

Le tableau suivant retrace ainsi le nombre « d'acteurs principaux », c'est-à-dire détenant une part de marché d'au moins 5 %, dans le domaine de la production d'électricité dans chacun des 27 pays de l'Union européenne.

Nombre d'acteurs principaux en termes de production d'électricité dans chacun des 27 pays de l'Union européenne

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Belgique	2	2	2	2	2	2	2	3
Bulgarie	5	5	5	5	5	5	4	5
République tchèque	1	1	1	1	1	1	1	1
Danemark	2	3	3	2	2	2	2	2
Allemagne	4	4	4	4	4	4	4	4
Estonie	2	1	1	2	1	1	1	1
Irlande	3	2	4	4	5	3	5	6
Grèce	1	1	1	1	1	1	1	1
Espagne	5	5	4	4	3	3	4	4
France	1	1	1	1	1	1	1	1
Italie	4	4	4	5	5	5	4	5
Chypre	1	1	1	1	1	1	1	1
Lettonie	1	1	1	1	2	2	1	1
Lituanie	2	2	3	4	4	4	3	5
Luxembourg	1	1	2	2	2	2	2	2
Hongrie	6	4	3	4	5	6	3	3
Malte	1	1	1	1	1	1	1	1
Pays-Bas	4	4	5	5	4	4	4	5
Autriche	7	5	4	4	4	4	4	4
Pologne	7	5	5	5	5	5	5	5
Portugal	3	3	3	3	3	3	3	2
Roumanie	7	6	7	7	7	7	6	6

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Slovénie	3	2	2	2	2	2	2	2
Slovaquie	1	1	1	2	2	2	1	1
Finlande	4	5	4	5	5	5	5	4
Suède	3	3	3	3	3	3	3	5
Royaume-Uni	6	7	7	6	7	9	8	8

Note : les sociétés sont considérées comme des « acteurs principaux » si elles produisent au moins 5 % de la production nationale nette d'électricité.

Source : Eurostat

Le tableau ci-après présente les mêmes statistiques pour ce qui concerne la fourniture.

**Nombre d'acteurs principaux en termes de fourniture d'électricité
dans chacun des 27 pays de l'Union européenne**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Belgique	2	3	3	3	3	3	3	3
Bulgarie	8	8	8	9	5	5	5	5
République tchèque	8	8	8	3	3	3	3	3
Danemark	5	:	7	8	:	:	:	:
Allemagne	4	4	3	3	3	3	3	3
Estonie	1	1	1	1	1	1	1	1
Irlande	4	4	5	4	3	4	5	5
Grèce	1	1	1	1	1	1	1	1
Espagne	6	6	6	4	3	3	3	4
France	1	1	1	1	1	1	1	1
Italie	3	1	2	3	3	3	2	3
Chypre	1	1	1	1	1	1	1	1
Lettonie	1	1	1	1	1	1	1	1
Lituanie	3	2	2	2	2	2	2	3
Luxembourg	3	3	3	4	4	4	4	4
Hongrie	7	7	8	4	3	4	8	5
Malte	1	1	1	1	1	1	1	1
Pays-Bas**	≥3	5	5	5	4	4	4	3
Autriche	:	5	6	8	7	6	6	6
Pologne	3	5	6	6	6	6	7	7
Portugal	1	1	1	1	1	1	2	4
Roumanie	8	9	9	9	9	8	8	8
Slovénie	6	6	6	6	6	7	7	7
Slovaquie	5	5	5	5	5	5	6	5
Finlande	3	3	3	3	3	3	3	3
Suède	3	3	3	3	3	3	3	3
Royaume-Uni	7	7	7	7	7	7	6	6

Note : les fournisseurs sont considérés comme "acteurs principaux" s'ils vendent au moins 5 % de la consommation nationale totale d'électricité.

* Information sur le nombre de fournisseurs principaux non disponible.

** Nombre de fournisseurs principaux vendant de l'électricité seulement aux petits consommateurs.

Source : Eurostat

Au terme de cette brève analyse, il convient néanmoins de préciser que, même dans des pays « libéraux » en matière d'électricité comme le Royaume-Uni ou l'Allemagne, **la puissance publique conserve un rôle majeur sur plusieurs sujets-clés** :

- d'une part, dans la **détermination du bouquet énergétique.**, l'État intervient le plus souvent directement pour atteindre des objectifs qu'il détermine, par exemple au travers d'appels d'offres, de mécanismes du type « tarif d'achat » de l'électricité produite par certaines filières ou, *a contrario*, pour interdire certains modes de production (la question du nucléaire étant particulièrement symbolique) ;

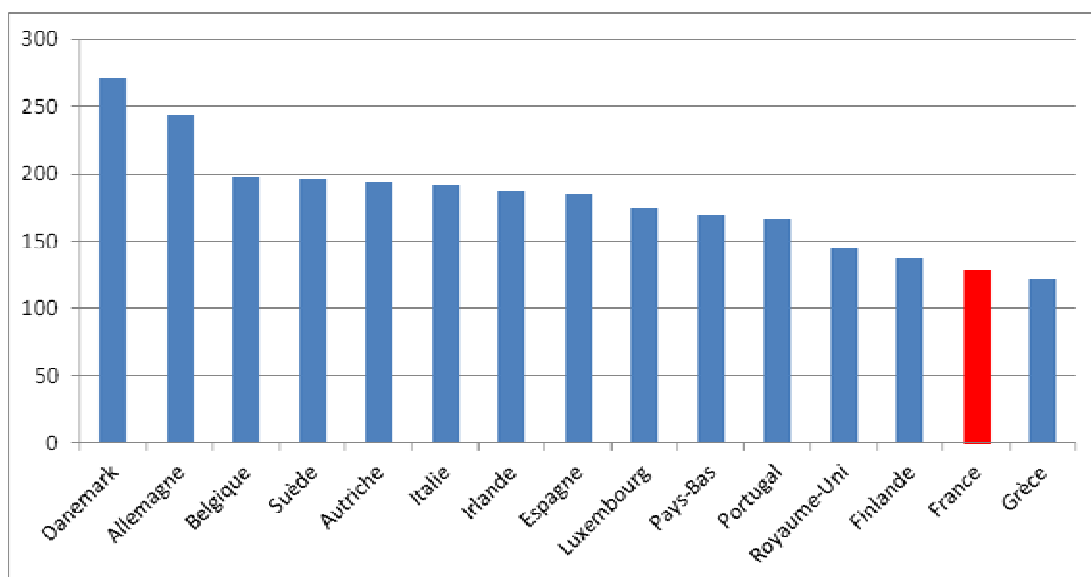
- d'autre part, au travers de l'autorité déléguée au **régulateur**, dans la surveillance du fonctionnement du marché libre ainsi que dans le plan d'investissement et la rémunération des acteurs des activités régulées (transport et distribution de l'électricité).

c) Les fortes différences de prix de l'électricité pour les consommateurs en Europe

Les différences structurelles des marchés, des différents choix fiscaux et des moyens de production se traduisent logiquement par des **différences de prix pour le consommateur final**.

Le consommateur français bénéficie **d'un prix de l'électricité en € / MWh parmi les plus bas d'Europe** (voire le plus bas en parité de pouvoir d'achat) selon l'étude menée par M. Michel Cruciani en 2011 pour l'Institut français des relations internationales¹.

Prix TTC en € / MWh (2010 – 2nd semestre)



Données : M. Cruciani – IFRI. Graphique Sénat.

¹ Michel Cruciani, Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale, note de l'IFRI, novembre 2011.

Ce constat mérite toutefois d’être tempéré sur deux points.

D’une part, certains pays ont déjà fait le choix de transférer, notamment pour des raisons écologiques, une partie de leur fiscalité « classique » sur des assiettes énergétiques, notamment l’électricité. C’est, par exemple, le cas de l’**Allemagne** où existe une « **taxe sur l’électricité** » (*Stromsteuer*), d’un montant de 20,5 euros/MWh (soit près de 10 % du prix), dont le produit va à environ 90 % au **financement des pensions afin d’alléger les charges sur la main d’œuvre**. La part totale de la fiscalité pour un consommateur final résidentiel représentait environ 100 €/ MWh en Allemagne en 2010, contre 32 €/ MWh environ en France¹. Environ la moitié du surcoût payé par le consommateur allemand par rapport au consommateur français correspond donc à un choix fiscal.

D’autre part, il ne faut pas confondre l’évolution des prix et celle de la facture d’électricité des ménages. Il faut tenir compte de l’augmentation de la consommation qui dépend du comportement des ménages, notamment en raison du développement de nouveaux usages (développement du chauffage électrique qui se poursuit encore aujourd’hui, croissance rapide de l’électronique...).

Sur cette base, le tableau suivant, établi à partir de données d’Eurostat datant de **2005**, montre un bilan nettement moins favorable à la **France**, qui apparaissait alors comme **le pays de l’Union dont la facture moyenne des ménages d’électricité *stricto sensu* était la plus élevée**.

Dépenses de consommation d’électricité, de gaz et d’autres combustibles dans des pays de l’Union européenne en 2005

<i>En euros par an</i>	Électricité seule	Électricité, gaz et autres combustibles
<i>Union européenne (27)</i>	<i>438</i>	<i>1 192</i>
<i>France</i>	<i>852</i>	<i>1 438</i>
Allemagne	n.d.	1 453
Belgique	618	1 444
Danemark	616	1 770
Espagne	425	773
Grèce	404	958
Irlande	550	1 267
Italie	486	1 439
Royaume-Uni	465	968

Source : Eurostat

¹ Différences entre le prix hors taxe et le prix toutes taxes comprises de l’électricité en France et en Allemagne en 2010, dans « L’énergie en Allemagne et en France », cahier de Global Chance co-écrit avec l’Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI – Sciences Po), septembre 2011.

Certes, un tel tableau comporte nécessairement des biais, dont le principal est le développement atypique du chauffage électrique en France. Néanmoins, la dernière colonne du tableau, qui prend en compte les autres sources d'énergie domestique, montre encore une France au-dessus de la moyenne des 27, mais à égalité avec les pays en situation géographique et économique comparable sauf le Royaume -Uni.

Si, là encore, tout ne peut être comparé (les besoins de chauffage n'étant, par exemple, pas les mêmes selon les pays), ces chiffres tendent à relativiser l'image traditionnelle d'une France où l'électricité serait bon marché : **du fait de leur consommation totale (qu'un prix unitaire peu élevé peut encourager), les Français faisaient partie, en 2005, des Européens dont la facture annuelle moyenne d'énergie (et singulièrement d'électricité) était la plus élevée.**

Plus précisément, le tableau suivant permet d'apprécier comment la différence de consommation entre un Français et un Allemand atténue en partie la différence de prix du kilowattheure.

Comparaison de la consommation d'électricité et de la facture correspondante, par habitant, dans le secteur résidentiel

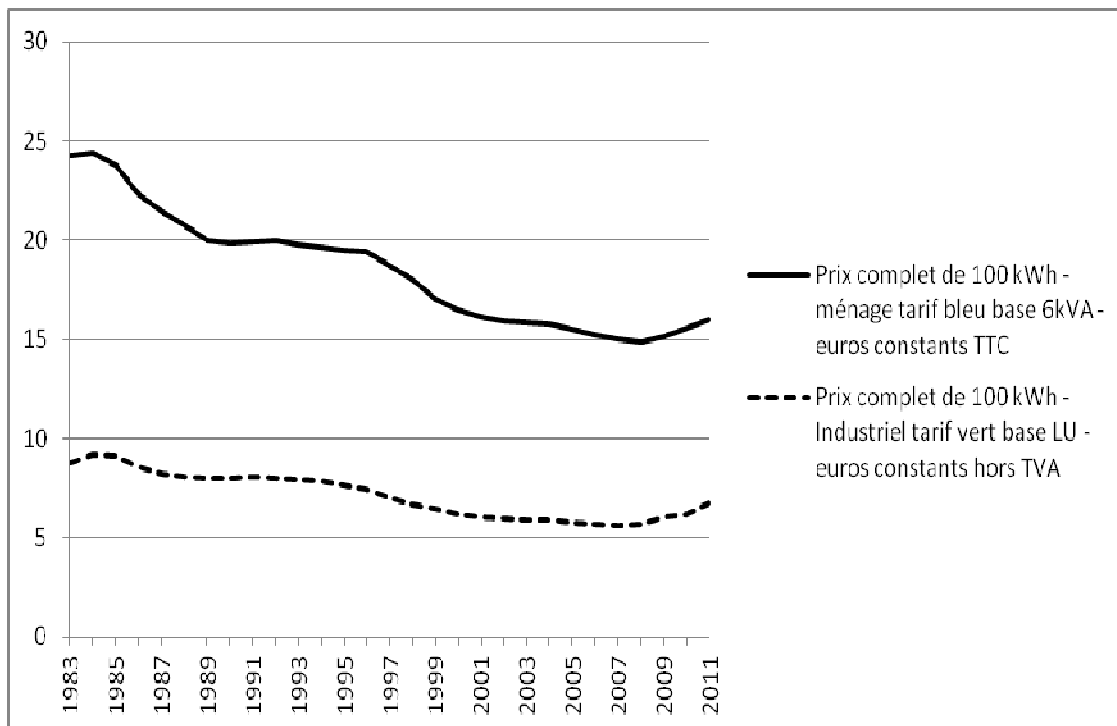
		Chauffage	Eau chaude	Cuisson	Spécifique	Total
Consommation en kWh	Allemagne	242	334	154	968	1 698
	France	701	317	172	1 233	2 423
Facture en euros	Allemagne	61,23 €	84,50 €	38,96 €	244,90 €	429,59 €
	France	96,74 €	43,75 €	23,74 €	170,15 €	334,37 €

Source : calcul Sénat à partir des données sur la consommation d'électricité de Global Chance (B. LAPONCHE, « La consommation d'énergie en Allemagne et en France : une comparaison instructive », mai 2011 (Données 2008)) et à partir des données Eurostat, citées par la DGEC, sur le prix moyen au MWh pour un ménage au 1er semestre 2011 (138 € en France et 253 € en Allemagne).

Ainsi, on observe que le prix du kilowatt-heure supérieur de 80 % en Allemagne par rapport à la France n'implique pas une augmentation de la facture dans les mêmes proportions (plus 30 % au total), du fait d'une consommation moins importante, résultant notamment d'un moindre recours au chauffage électrique et d'une plus grande sobriété dans la consommation d'électricité spécifique.

Sur le moyen-long terme, le **prix de l'électricité** n'a guère augmenté en valeur nominale depuis les années 1980. En monnaie constante, il a même décliné de manière significative aussi bien pour les particuliers que pour les industriels. Il connaît toutefois une hausse significative depuis 2008.

Évolution du prix de l'électricité en monnaie constante



Graphique Sénat, à partir des données de la base Pegase du service de l'observation et des statistiques (SOeS, ministère du développement durable).

B. DES COÛTS IMMÉDIATS MODÉRÉS DU FAIT D'UN BOUQUET ÉNERGÉTIQUE MARQUÉ PAR LE POIDS DU NUCLÉAIRE

1. Le nucléaire : une filière historiquement compétitive malgré des incertitudes multiples

La Cour des comptes a calculé que le coût de production au sens du coût courant économique de l'électricité nucléaire produite par le parc existant en France était en 2010 de 49,5 € / MWh.

Ce coût demeure inférieur aux prix de marché comme aux coûts de production de la plupart des autres sources de production d'électricité : on peut en déduire que le parc nucléaire des 58 réacteurs existants apparaît comme compétitif à l'heure actuelle sur le plan économique.

Le parc de production électrique nucléaire français

Le programme nucléaire civil français a commencé dans les années 1950. On regroupe traditionnellement en deux « générations » les réacteurs successivement construits et mis en service :

➤ **le parc de 1^{re} génération et Superphénix** : 9 réacteurs, tous arrêtés définitivement.

Ce parc comprend 6 réacteurs de technologie « **graphite-gaz** » mis en service entre 1963 et 1972 (Chinon A1, A2 et A3, Saint-Laurent A1 et A2, Bugey 1), un réacteur à **eau lourde** (Brennilis, 1967) et un réacteur à **eau pressurisée** de puissance limitée (Chooz A, 1967). On peut lui ajouter Superphénix, réacteur à **neutrons rapides** lancé en 1974, qui avait au départ une vocation industrielle et non pas de recherche.

Le parc de 1^{re} génération, en raison du faible nombre de réacteurs et de leur puissance limitée (hors Superphénix, qui n'a connu qu'un temps de fonctionnement réduit), n'a jamais représenté une part majeure de la production d'électricité française.

➤ **le parc de 2^e génération** : 58 réacteurs répartis sur 19 sites, tous en service ;

Ce parc, d'une puissance installée totale de 63 130 MW, produit la totalité de l'électricité nucléaire actuelle. Le premier réacteur (Fessenheim 1) a été couplé au réseau en mars 1977 et le dernier (Civaux 2) en décembre 1999. Les centrales sont réparties sur le territoire métropolitain, en général le long des grands cours d'eau ou sur les bords de mer. Ce parc est construit sur une technologie à **eau pressurisée** issue de l'acquisition d'une licence Westinghouse, qui a été développée selon plusieurs « paliers » successifs¹ :

- CP0 : 6 réacteurs de 900 MW (Bugey, Fessenheim) ;
- CPY : 28 réacteurs de 900 MW (Blayais, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines, Saint-Laurent-des-Eaux, Tricastin) ;
- P4 : 8 réacteurs de 1 300 MW à Flamanville, Paluel et Saint-Alban ;
- P'4 : 12 réacteurs de 1 300 MW (Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent-sur-Seine et Penly) ;
- N4 : 4 réacteurs de 1 450 MW (Chooz, Civaux) ;
- EPR : 1 réacteur de 1 600 MW en construction (Flamanville).

Le cycle du combustible

Le cycle du combustible comprend une **phase amont** (préparation du combustible avant son injection dans le cœur du réacteur) et une **phase aval** (traitement des combustibles usés et stockage des déchets nucléaires).

➤ **L'amont du cycle** :

- l'**uranium naturel** extrait des mines est d'abord **transformé chimiquement** en hexafluorure d'uranium gazeux (usines Comhurex de Malvési et de Pierrelatte) ;

- ce gaz est ensuite « **enrichi** », c'est-à-dire qu'une partie de l'uranium 238 est retirée du flux gazeux afin de parvenir à une concentration de 3 % à 5 % d'uranium 235, nécessaire pour son utilisation dans les réacteurs du parc nucléaire actuel (usine Georges Besse d'Eurodif, à Pierrelatte) ;

- les **crayons de combustible** sont alors fabriqués et emballés (usine Areva de Romans-sur-Isère) ;

¹ Source : site Internet de l'Autorité de sûreté nucléaire, Les centrales nucléaires.

➤ **L'aval du cycle :**

- le combustible, après quelques années d'utilisation puis de refroidissement (dans une piscine sur le site de la centrale), est **retraité** afin d'en extraire l'uranium et le plutonium, susceptibles d'une utilisation future (usine Areva de La Hague) ;
- le plutonium, notamment, est utilisé pour fabriquer du **combustible MOX** utilisé dans certaines centrales (usine Melox de Marcoule) ;
- les **déchets** considérés comme non valorisables sont **stockés** dans les sites de l'ANDRA¹ (voir *infra*) ou entreposés dans l'attente d'une solution de stockage définitif.

Ce constat doit toutefois être tempéré par l'existence de certaines incertitudes sur les coûts liés au démantèlement des centrales actuelles et au stockage des déchets. On verra plus loin que cette compétitivité de l'électricité nucléaire, qui tient également à une quasi-non-prise en compte des coûts d'assurance, pourrait évoluer dans le futur en fonction de l'évolution du parc nucléaire mais aussi de celle des coûts des autres sources d'énergie.

a) Le coût du nucléaire : une notion à géométrie variable

Dans le rapport de la Cour des comptes, le chiffre le plus souvent cité est sans doute celui du **coût de production de l'électricité nucléaire**, évalué à **49,5 € / MWh** selon la méthode du **coût courant économique**.

Ce coût, qui comprend les coûts de constitution du parc nucléaire dans leur ensemble, doit être distingué du tarif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prévu par la loi NOME, qui prend en compte l'amortissement de ce parc.

(1) Des approches méthodologiques différentes selon les objectifs

Si le **prix de l'électricité** peut se constater en examinant la réglementation (pour l'électricité vendue aux tarifs réglementés), les tarifications des opérateurs (pour l'électricité vendue aux tarifs libres) ou encore les cotations sur les marchés (pour l'électricité vendue en gros), le **coût de production** de l'électricité est une notion plus difficile à appréhender.

La Cour des comptes, dans son rapport de janvier 2012, présente d'abord les coûts selon une approche pédagogique, appropriée à la spécificité du parc nucléaire, qui est entièrement constitué aujourd'hui : elle distingue les **dépenses passées** (construction, recherche passée), les **dépenses courantes** (coûts d'exploitation, recherche actuelle...) et les **dépenses futures** (démantèlement, gestion des combustibles usés, gestion des déchets radioactifs).

Lorsqu'il s'agit de calculer un coût de production, elle mesure, en revanche, d'une part, les **coûts fixes** (construction des centrales,

¹ Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

démantèlement), d'autre part, les **coûts variables** (achat du combustible, charges de personnel, entretien du parc de production...)¹.

Or plusieurs méthodes existent pour calculer un coût de production global à partir des dépenses ainsi identifiées. La Cour des comptes en considère principalement quatre, qui se différencient surtout par la manière dont est pris en compte le passage du temps sur les investissements initiaux :

- **le coût comptable** : les investissements sont évalués à partir du montant des amortissements inscrits dans les comptes, année après année. Le total des amortissements permet de reconstituer le capital investi dans le parc, mais à sa valeur initiale, sans prendre en compte l'inflation ;

- **l'approche de la commission Champsaur**². Cette méthode calcule un coût de production actuel en prenant en compte la part du capital investi qui n'a pas encore été remboursée. Elle permet, afin de répondre à l'objectif de la loi NOME, de répercuter sur les tarifs la compétitivité du parc nucléaire historique (déjà largement amorti), en prenant en compte les travaux d'investissement nécessaires à sa prolongation, mais pas ceux qui permettraient, le cas échéant son remplacement par d'autres moyens de production ;

- **le coût comptable complet de production (C₃P)** qui, par rapport au coût comptable, permet notamment le remplacement du parc en prenant en compte l'évolution des technologies et des normes. L'application de cette méthode exige, d'ailleurs, que l'on soit en mesure d'identifier exactement quelles sont ces « technologies actuelles » et quel est leur coût. La méthode du C₃P prend en compte l'amortissement partiel du parc existant ;

- **le coût courant économique (CCE)** : cette méthode, appliquée par EDF au secteur nucléaire, intègre la valeur globale du parc de production, sans tenir compte des amortissements. Ce coût, qui inclut l'inflation, permettrait donc de reconstruire, en fin de vie, un parc identique au parc historique. Cette hypothèse de reconstruction est théorique dans la mesure où l'application des normes de sûreté actuelles imposerait aujourd'hui de recourir à d'autres technologies plus coûteuses que les technologies historiques.

¹ Voir l'annexe 15 du rapport de la Cour des comptes de janvier 2012, qui calcule, d'une part, le montant des dépenses d'exploitation et des investissements de maintenance, d'autre part, le coût d'utilisation des actifs nucléaires (y compris le démantèlement).

² Il s'agit de la commission, présidée par M. Paul Champsaur, qui a eu pour mission, en 2011, de faire des propositions sur la détermination du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

La notion de coût courant économique

L'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP) a explicité, dans sa décision n° 05-0834 de 2005, la méthode des « coûts courants économiques » pour valoriser la boucle locale cuivre dans le cas des télécommunications¹.

Cette méthode permet, dans le cadre de l'ouverture à la concurrence, d'évaluer les coûts de remplacement en fonction des investissements réels de l'opérateur historique, en prenant en compte l'inflation. Elle permet à l'opérateur de financer les renouvellements nécessaires de son réseau, tout en lissant l'effet des cycles d'investissement afin de procurer une meilleure visibilité.

Comme l'a indiqué devant votre commission M. Paul Champsaur, qui était président de l'ARCEP en 2005 et a ensuite présidé les deux commissions qui ont successivement posé le principe de l'ARENH puis proposé le niveau de son prix, la notion de coût courant économique est appropriée pour servir de base à la fixation d'un tarif dans le cas d'un marché où les nouveaux entrants ont le choix entre acheter ou investir (comme le marché des télécommunications), mais pas dans le secteur du nucléaire où le parc n'est pas réellement extensible à court et à moyen terme.

(2) Le chiffrage de la notion de coût courant économique et des autres méthodes

Au total, le **coût courant économique** de la production d'électricité nucléaire, calculé par la Cour des comptes, a été de **20 172 millions d'euros en 2010**, qui se décomposent ainsi :

Dépenses d'exploitation et investissements de maintenance	Coûts d'exploitation	8 824
	Autres coûts variables ²	3 007
Coût d'utilisation des actifs nucléaires	Loyer économique ³	7 880
	Démantèlement	461
Total		20 172

Millions d'euros de 2010. Données : Cour des comptes, annexe 15.

¹ Décision n° 05-0834 de l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes, en date du 15 décembre 2005, définissant la méthode de valorisation des actifs de la boucle locale cuivre ainsi que la méthode de comptabilisation des coûts applicable au dégroupage total.

² Les autres coûts variables incluent le tarif agent, les coûts liés au régime de retraite et aux avantages de long terme au personnel, à l'entretien du parc immobilisé, au coût de portage du stock, au coût du dernier cœur et au coût des relations avec RTE.

³ Le loyer économique est le coût annuel de rémunération et de remboursement du capital qui permet, à la fin de vie du parc, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial. Autrement dit, il serait financièrement équivalent pour un opérateur de payer ce « loyer » ou de construire un nouveau parc avec les technologies d'origine (choix bien entendu théorique, la reconstruction d'un parc de deuxième génération supposant des autorisations qui ne sont pas à l'ordre du jour).

Compte tenu d'une production de 407,9 TWh en 2010, le **coût unitaire** est donc de **49,5 € / MWh** en 2010.

Il convient toutefois de prendre garde à la sensibilité de ce chiffre aux variations de certains paramètres :

- en premier lieu, la valeur des investissements passés est prise en compte avec un taux de rémunération de 7,8 %, que la Cour des comptes dit ne pas être en mesure de valider. Si ce taux de rémunération était par exemple de 6 % seulement, le coût d'utilisation des actifs serait de 6,65 milliards d'euros seulement¹, soit une baisse de 8,4 % sur le coût total ;

- en deuxième lieu, la valeur calculée vaut pour les conditions de production de l'année 2010 : une variation à la hausse ou à la baisse du taux d'utilisation des centrales nucléaires modifierait leur rentabilité dans le même sens ;

- le coût de 49,5 € / MWh ne prend pas en compte le programme supplémentaire de maintenance prévu par EDF et renforcé après les événements de Fukushima, ainsi que les évaluations complémentaires de sûreté menées par l'ASN. Ce programme, d'un montant annoncé de 55 milliards d'euros, renchérirait le coût de production de l'opérateur. En prenant en compte ce programme de maintenance, la Cour des comptes évalue à **54,2 € / MWh** le coût courant économique de la production électronucléaire.

Les autres méthodes considérées par la Cour des comptes donnent des estimations différentes :

Résultat des différentes évaluations du coût du MWh en 2010

	En € ₂₀₁₀ / MWh
Coût comptable	33,4 €
Coût de l'approche de la commission Champsaur	33,1 € ²
Coût comptable complet de production (C3P)	39,8 €
Coût courant économique (CCE)	49,5 €

Source : Cour des comptes

¹ Commission de régulation de l'énergie, citée par la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2012, p. 342.

² Ce coût de 33,1 € ne correspond pas à l'évaluation d'environ 39 € donnée par le rapport de la commission Champsaur, car celle-ci prenait en compte le programme d'investissements de maintenance d'un montant de 50 milliards d'euros, annoncé alors par EDF pour la période 2011-2025. Les calculs présentés dans le présent tableau sont faits sur la base d'une durée de fonctionnement des centrales nucléaires de 40 années, avec le montant d'investissements de maintenance réalisé en 2010.

b) *Abstraction faite de l'assurance, il n'y a pas de coûts cachés mais des divergences d'évaluation*

La Cour des comptes a effectué une étude approfondie des coûts de l'ensemble de la filière nucléaire civile, couvrant aussi bien les investissements physiques que les dépenses de recherche.

Le schéma suivant rassemble les principales dépenses identifiées par la Cour des comptes qui indique que seules les dépenses d'investissement relatives au parc actuel, ainsi que les charges d'exploitation et provisions d'EDF, ont vocation à être incluses dans le coût de production.

Synthèse des principales dépenses et charges liées au parc nucléaire actuel

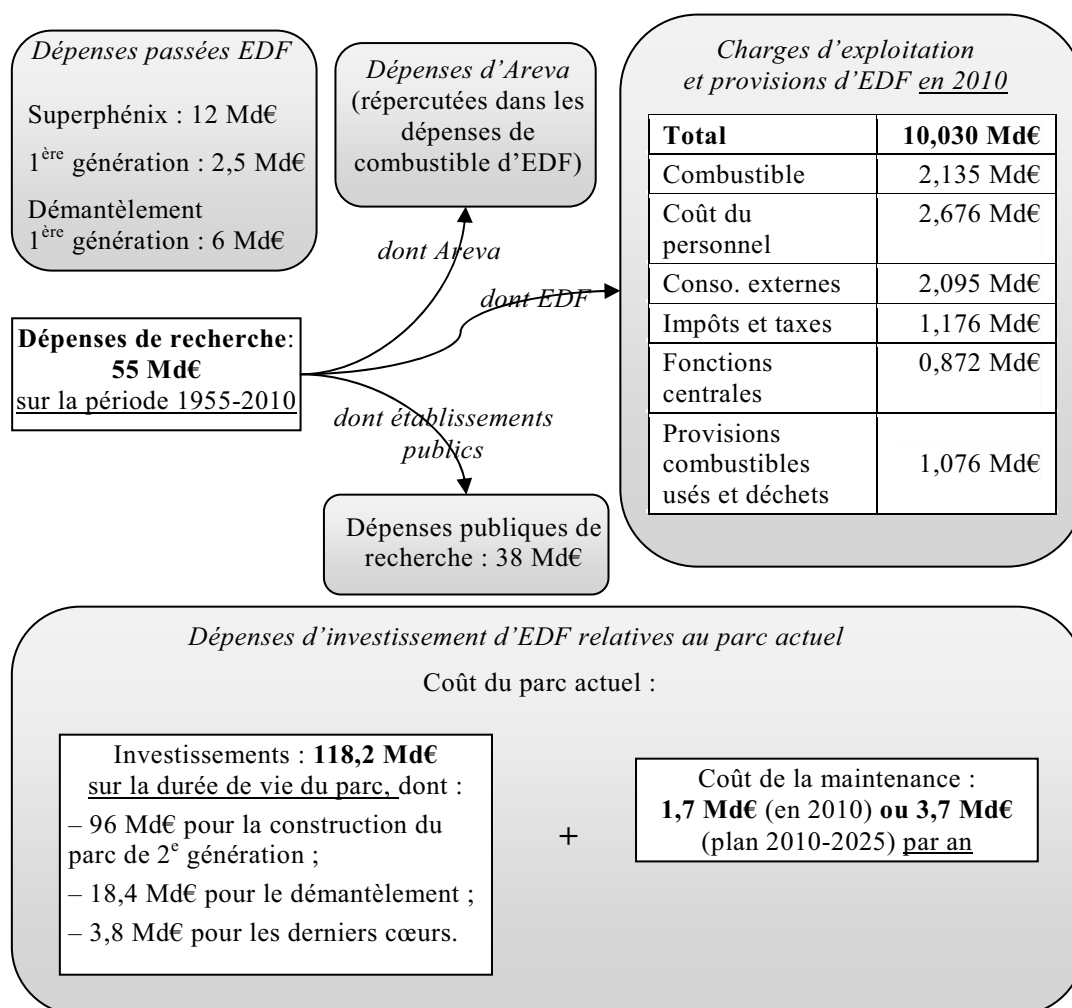


Schéma Sénat, à partir des données de la Cour des comptes, conclusion générale, notamment p. 273 et 281. Les derniers cœurs correspondent à la part de combustible non encore utilisé dans le réacteur au moment de l'arrêt définitif de celui-ci.

(1) Le débat autour de la prise en compte des dépenses de recherche

La Cour des comptes, dans son rapport de janvier 2012, estime à 55 milliards d'euros (monnaie de 2010) les dépenses totales de recherches faites dans le domaine de l'électricité nucléaire depuis le milieu des années 1950, soit environ un milliard d'euros par an. Ce montant a été confirmé devant votre commission par M. Bernard Bigot, administrateur général du CEA.

Au cours des dernières années, un rééquilibrage s'est effectué entre les dépenses publiques de recherche sur l'énergie nucléaire civile et celles consacrées aux nouvelles technologies de l'énergie. Toutefois, celles-ci portent non seulement sur les énergies renouvelables (y compris les biocarburants), mais aussi, notamment, sur le stockage d'énergie et le captage et stockage de CO₂ :

<i>en millions d'euros</i>	2007	2008	2009	2010
Énergie nucléaire civile	384,909	399,244	417,211	430,009
Nouvelles technologies de l'énergie	278,008	380,407	488,520	417,094
Ratio NTE/nucléaire	72 %	95 %	117 %	97 %

Source : Commissariat général du développement durable (CGDD), cité par l'Assemblée nationale¹

(a) Le lien entre l'estimation de la Cour des comptes et la filière de production électronucléaire actuelle

Cette somme ne concerne tout d'abord que les dépenses de **recherche civile**, d'ailleurs difficiles à distinguer des dépenses de recherche militaire jusqu'au milieu des années 1950.

On peut également se demander **dans quelle mesure cet effort de recherche a débouché sur le parc de production nucléaire actuel** qui fait pleinement partie de l'objet de votre commission d'enquête, c'est-à-dire le parc de 58 réacteurs à eau pressurisée.

La Cour des comptes indique que, sur les 55 milliards d'euros consacrés à la recherche, « 43 Md€₂₀₁₀ ont été dépensés sur le nucléaire actuel (y compris pour les générations antérieures à celles du parc actuel) et 12 Md€₂₀₁₀ pour la filière à neutrons rapides ».

La Cour semble donc englober dans le nucléaire actuel les technologies de « première génération » (graphite-gaz, eau lourde) dont l'exploitation commerciale a été arrêtée par la suite¹.

¹ Assemblée nationale, rapport n° 3805 fait au nom de la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire sur le projet de loi de finances pour 2012 par M. Gilles Carrez, rapporteur général, député, 12 octobre 2011.

La recherche française, notamment au sein du CEA, a porté en majorité jusqu'en 1963 sur la filière **graphite-gaz**. Puis la première place a été prise à partir de 1964 par la filière à **neutrons rapides** : après l'arrêt du pilote Phénix et du réacteur Superphénix², cette filière est toujours l'un des principaux axes de la recherche publique³ avec le programme Astrid, pour une mise en service commerciale qui n'est pas attendue avant les années 2040.

Le parc de production actuel de 58 réacteurs relève, pour sa part, d'une technologie à **eau légère** développée aux États-Unis et acquise auprès de Westinghouse par la société française Framatome. Une partie de la recherche française a toutefois bénéficié au parc de production actuel, car la technologie Westinghouse a fait l'objet d'adaptations qui ont permis d'accroître la sécurité des centrales et d'augmenter la puissance unitaire des réacteurs.

S'agissant du **cycle du combustible**, la recherche française a porté notamment sur la technologie de diffusion gazeuse pour l'enrichissement de l'uranium (amont du cycle) et sur les technologies de traitement et de conditionnement des combustibles usés, pour lesquelles la France a élaboré un savoir-faire unique au monde (aval du cycle)⁴.

La technologie de diffusion gazeuse, qui consommait une quantité considérable d'électricité (l'équivalent de trois réacteurs nucléaires), vient, elle aussi, d'être remplacée par une technologie de centrifugation importée, acquise auprès de la société anglo-germano-néerlandaise Urenco : ce procédé, beaucoup moins consommateur d'électricité, est désormais mis en œuvre dans la nouvelle usine Georges Besse II du Tricastin, l'usine Georges Besse I ayant terminé son activité le 7 juin 2012 après 33 années d'activité.

La recherche couvre également des programmes de protection et de sûreté nucléaire.

¹ Le dernier réacteur de 1^{re} génération, au Bugey, a été arrêté en 1994.

² La Cour des comptes inclut Superphénix dans les coûts de recherche, faisant observer que ce réacteur d'une puissance de 1 200 MW, construit pour produire de l'électricité, a finalement été reconverti en outil de recherche.

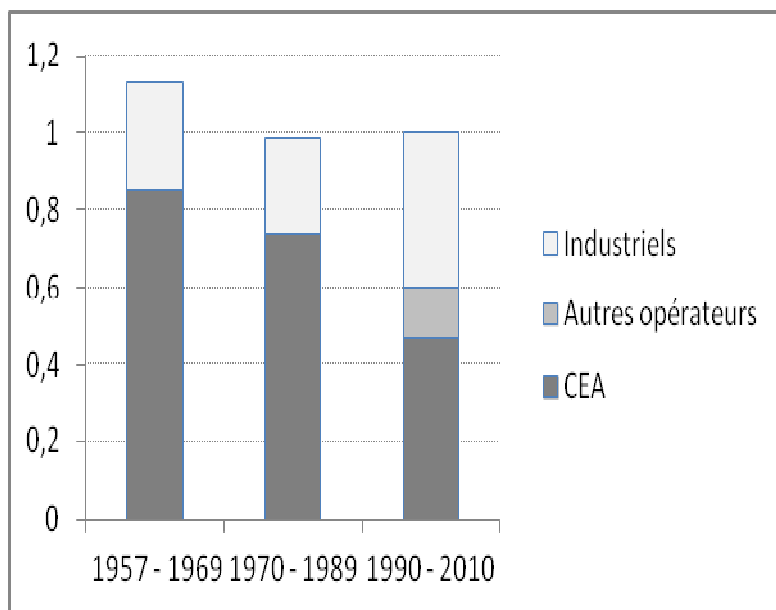
³ Le CEA a consacré 97 millions d'euros à la filière à neutrons rapides en 2010. Le projet de démonstrateur ASTRID, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 4^e génération, a reçu par ailleurs une subvention de 650 millions d'euros au titre des investissements d'avenir.

⁴ La Cour des comptes indique également que le CEA a également travaillé sur des procédés alternatifs (programmes Chemex et Silva), pour un coût total supérieur à 2 milliards d'euros de 2010, procédés qui n'ont pas été retenus pour une exploitation industrielle.

(b) Une participation croissante des industriels ou des autres opérateurs publics

La répartition des dépenses de recherche montre une réduction des dépenses du CEA et une participation croissante, après 1990, des autres opérateurs (ANDRA, IRSN, CNRS) et industriels (EDF, Areva) :

**Recherche civile électronucléaire
(en milliards d'euros par an)**



Données : Cour des comptes. Graphique Sénat.

Sur la **période récente (1990-2010)**, ces dépenses se répartissent comme suit :

	Montant en milliards d'euros de 2010	Détails
CEA sur subventions publiques	Nucléaire actuel : 6,2	– réacteurs : 1,6 – cycle du combustible : 2,5 – études support : 2,1
	Filière à neutrons rapides : 2,6	dont 1 pour Phénix.
CEA sur financement externe	0,8 à 1,0	
Autres opérateurs publics	2,8	– ANDRA : 1,5 – IRSN : 1 – CNRS : 0,3
Industriels	8 (estimation)	à parité entre EDF et Areva

Source des données : Cour des comptes

- (c) Un montant élevé, mais à relativiser par rapport à la valeur produite par la filière électronucléaire

M. Bernard Bigot, administrateur général du CEA, a fait valoir que, si ces montants paraissent élevés, ils représentent une charge limitée si on la compare à la **valeur produite par l'industrie électronucléaire** : « *la part de la recherche représente au plus 2,2 % de la valeur de l'électricité produite annuellement par la filière nucléaire* ».

C'est effectivement l'ordre de grandeur que l'on obtient si l'on rapporte, sur une année donnée, la dépense de recherche (environ un milliard d'euros) à la production électronucléaire (421,1 TWh en 2011), compte tenu de la valeur marchande de l'électricité (110 €/MWh). On obtiendrait toutefois un pourcentage plus élevé si on considérait l'ensemble de la période : jusqu'aux années 1980, en effet, les dépenses de recherche étaient du même ordre qu'aujourd'hui alors que la production électronucléaire était beaucoup plus faible, voire négligeable¹. De plus, cette valeur de 110 €/MWh, prise comme référence par M. Bernard Bigot lors de son audition, correspond au prix de vente, charges comprises, de l'électricité et non au seul coût de production.

- (d) Une prise en compte seulement partielle des dépenses de recherche dans les coûts de l'électricité

Parmi les dépenses de recherche d'un montant de 55 milliards d'euros, **38 milliards ont été financés par des crédits publics** (CEA et autres opérateurs publics) et **17 milliards par les industriels**. Pour la période actuelle, la Cour des comptes estime les dépenses de recherche en 2010 à 1 056 millions d'euros, dont 295 millions à la charge d'EDF, exploitant des centrales nucléaires, et 414 millions d'origine publique.

Les dépenses publiques ne sont pas, *a priori*, prises en compte dans le coût de l'électricité.

La Cour des comptes fait toutefois observer que les dépenses financées sur fonds publics, d'un montant total de 644 millions d'euros en 2010 (soit 414 millions pour la recherche et 230 millions pour la sécurité, la sûreté et la transparence), sont proches du produit de la taxe sur les installations nucléaires de base (taxe INB) versée à l'État par les exploitants. Elle en conclut qu'« *on peut considérer que cette taxe, spécifique au secteur nucléaire, est destinée à couvrir les dépenses publiques qui lui sont attachées* »². On pourrait donc considérer que les dépenses publiques de

¹ En prenant l'hypothèse d'une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 40 années, d'une valeur de l'électricité égale à 110 €/MWh et d'une production annuelle moyenne égale à celle de 2011, le rapport entre les dépenses de recherche (55 milliards d'euros) et la valeur totale produite sur la durée d'exploitation globale du parc est de 2,97 %.

² Cour des comptes, Les coûts de la filière électronucléaire, janvier 2012. Voir également l'annexe 9 de ce rapport qui retrace l'évolution de la taxe INB : le produit de celle-ci a crû de 87 M€ en 1998 à 128 M€ en 2000, 345 M€ en 2005 et 580 M€ en 2011.

recherche et de sécurité se reflètent dans les coûts de production de l'électricité nucléaire. Cela ne serait toutefois vrai que depuis un petit nombre d'années, car le produit de la taxe INB a longtemps été très inférieur à son niveau actuel.

Par ailleurs, dans leur contribution au rapport de la Cour des comptes de janvier 2012, les ministères concernés font valoir que « *les dépenses de recherche ayant permis de mettre au point les réacteurs du parc actuel constituent des dépenses non récurrentes qu'il ne serait pas nécessaire de répéter si l'on voulait reconstruire un parc à l'identique et pour lequel il n'est donc pas nécessaire de reconstituer le capital. Il convient donc de les exclure du calcul du coût de production.* ». Si l'argumentation peut se comprendre sur le plan théorique, il est peu probable dans les faits que soient construites à l'avenir de nouvelles centrales de 2^e génération ; les dépenses de recherche afférentes peuvent donc être considérées comme attachées uniquement au parc actuel (sauf dans la mesure où ces dépenses ont également préparé la mise au point de réacteurs de technologie postérieure, tels que l'EPR).

En outre, il convient de noter que, comme dans d'autres secteurs économiques, **la recherche publique a des effets induits**, difficiles à chiffrer mais qui relèvent de l'intérêt général national, sur l'ensemble de l'économie et notamment sur la création et la stimulation d'acteurs industriels de premier ordre.

Le CEA, désormais troisième déposant de brevets en France¹, a ainsi joué un rôle de premier plan dans la diffusion de technologies de pointe auprès de partenaires industriels de taille mondiale comme par la création de nombreuses entreprises « *start-up* ». De plus, comme on l'a vu, une partie importante de ces dépenses publiques a porté et porte encore sur des filières, telles que celle de 4^e génération, qui ne correspondent pas à la production électronucléaire actuelle.

Afin de comparer correctement les effets bénéfiques pour l'économie française du choix nucléaire, il conviendrait de considérer le coût d'opportunité : qu'en aurait-il été si les dépenses avaient été orientées différemment ? Une analyse macro-économique et une analyse en termes de stratégie industrielle seraient nécessaires pour pouvoir répondre précisément.

Néanmoins, à titre d'exemple, il convient de considérer que les filières des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (par exemple dans la rénovation du bâtiment) sont hautement intensives en emploi et, qu'en conséquence, leur développement aurait possiblement pu conduire à une situation économique passée et présente plus favorable.

¹Les deux premiers déposants de brevets étaient, en 2011, les groupes PSA Peugeot Citroën et Safran (Institut national de la propriété industrielle, *Palmarès des principaux déposants de brevets publiés en 2011*, 27 mars 2012).

Il est important de noter que la recherche publique française consacrée à l'énergie s'est concentrée quasi-exclusivement sur la filière nucléaire, au détriment des autres secteurs de l'énergie.

Ainsi, d'après l'Agence internationale de l'énergie, les dépenses cumulées de 1985 à 2002 de recherche et développement publique dans l'énergie ont été consacrées à moins de 2 % aux énergies renouvelables. La recherche dans l'efficacité énergétique a bénéficié d'un soutien du même ordre de grandeur.

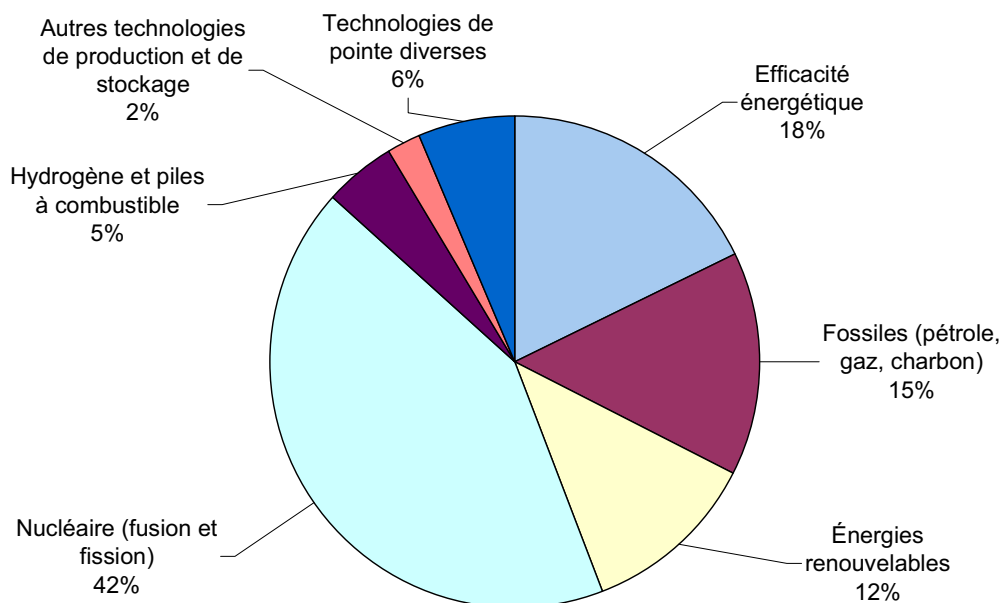
S'agissant du développement des énergies renouvelables, lors de son audition du 19 mars, M. Bigot avait concédé que le rattrapage était long : *« Il a été demandé au CEA, au moment où sa mission se développait à la fois dans le domaine de l'énergie nucléaire et dans celui des énergies renouvelables, de faire en sorte que, pour un euro dépensé pour le nucléaire du futur, un euro soit consacré aux énergies renouvelables. Nous essayons actuellement de répondre à cette exigence »*.

La comparaison entre filières des montants de la recherche réalisée actuellement sur fonds publics a particulièrement alerté votre rapporteur : environ 430 millions d'euros par an – dont 271 millions d'euros pour le CEA – pour le nucléaire, contre 300 millions d'euros par an – dont 84 millions d'euros pour le CEA – s'agissant des énergies renouvelables, selon M. Bernard Bigot. Or, d'après le tableau fourni par le Commissariat général au développement durable (CGDD) pour l'année passée (voir le graphique ci-après), un peu plus de 100 millions d'euros seulement ont été investis en recherche publique sur les énergies renouvelables, soit environ quatre fois moins que pour le nucléaire.

Votre rapporteur souligne donc que la commande de l'État de parité de financement des recherches n'est toujours pas atteinte, loin s'en faut. Alors même qu'Eurelectric, la fédération européenne des producteurs d'électricité, annonce un total de 250 milliards d'euros d'investissements dans les filières renouvelables en Europe d'ici 2020, contre 16 pour les nouvelles capacités nucléaires. Il est inimaginable qu'un pays comme la France, en pointe dans ce secteur, se marginalise par rapport à ses voisins.

Votre commission souligne la nécessité d'un rééquilibrage des programmes de recherche entre nucléaire et renouvelables, la France ne pouvant prendre le risque d'être exclue des marchés économiques majeurs que sont aujourd'hui les énergies renouvelables.

Financement public de la R&D sur l'énergie (France, 2010)



Chiffres : graphique Sénat à partir de chiffres communiqués par le Commissariat général au développement durable

Quel serait l'impact d'une prise en compte dans les coûts de l'électricité des dépenses publiques de recherche ?

Quelle que soit l'opportunité d'une décision d'imputation des dépenses publiques de recherche sur les factures d'électricité, votre rapporteur s'est interrogé sur le surcoût qu'entraînerait, le cas échéant, un tel choix.

Plusieurs méthodes ont été considérées¹. Un calcul consistant à réévaluer pour chaque année depuis 1957, en fonction du taux de rendement des actifs, le montant des dépenses annuelles de recherche publique en euros courants, puis à rapporter le montant total à la production du parc électronucléaire estimée sur l'ensemble de sa durée d'exploitation, conclut à un surcoût de 7,37 € / MWh.

Par ailleurs, une application aux dépenses de recherche publique électronucléaire de la méthode du coût courant économique définie par l'ARCEP dans sa décision n° 05-0834 de 2005 fait apparaître une valeur, très proche de la précédente, de 7,13 € / MWh.

La sensibilité de ces estimations à une variation du taux de rendement des actifs ou de la durée d'exploitation du parc électronucléaire est comparable à la sensibilité de l'estimation du coût courant économique du parc de production que présente la Cour des comptes dans l'annexe 15 de son rapport de janvier 2012.

¹ Les calculs sont effectués à partir des données fournies par la Cour des comptes pour les dépenses de recherche publique et des hypothèses qu'elle a adoptées, à savoir notamment un taux de rémunération des actifs de 7,80 %.

On peut donc estimer à 61 €/ MWh environ le coût complet de production de l'électricité nucléaire dans le cas où l'on choisirait d'inclure les dépenses de recherche publique, si l'on part du coût courant économique calculé par la Cour des comptes, compte tenu de l'impact des projets de maintenance post-Fukushima (soit 54,2 €/ MWh).

Compte tenu de ces éléments, votre commission souligne qu'un débat peut avoir lieu sur l'opportunité d'une prise en compte partielle des dépenses de recherche publique dans les prix de l'électricité.

Ainsi, une prise en compte des dépenses de recherche publique à hauteur de 50 % pourrait entraîner une hausse du coût de l'électricité de 3 à 4 euros par mégawatt-heure.

(2) Les enjeux du démantèlement

La commission d'enquête s'est tout particulièrement intéressée à l'enjeu du démantèlement, auquel elle a consacré, en tout ou en partie, deux déplacements respectivement à Brennilis (Finistère) et Chooz (Ardennes).

Le calcul du coût complet du nucléaire ne peut en effet se limiter à la période de construction et d'exploitation des centrales nucléaires : il est nécessaire de prendre en compte les charges importantes de traitement du site afin d'éliminer tout danger résiduel, voire de l'ouvrir à d'autres usages.

Ces charges s'étalent sur plusieurs décennies, de sorte que la durée totale d'existence d'une centrale nucléaire (construction, exploitation, démantèlement) peut atteindre un siècle.

- La France a fait le choix du **démantèlement « immédiat »**, c'est-à-dire que les opérations démarrent dès l'arrêt de l'installation (en fait, quelques années après pour les parties de l'installation les plus contaminées). Ce choix entraîne des surcoûts : une période d'attente de 40 ou 50 ans était autrefois envisagée afin d'attendre une diminution naturelle d'activité radiologique qui aurait facilité la réalisation des travaux. Mais il permet de bénéficier d'une meilleure connaissance du site, apportée notamment par les personnes qui ont participé à son exploitation.

Les travaux de démantèlement sont en cours pour huit réacteurs de la « première génération », ainsi que pour le réacteur Superphénix. Les deux chantiers qui devraient s'achever en premier, sont ceux de Chooz A en 2019 (soit 28 ans après l'arrêt de la centrale) et de Brennilis en 2023 (38 ans après l'arrêt)¹.

- La question du coût du démantèlement fait l'objet de **nombreuses incertitudes** ; elle ne paraît toutefois avoir qu'un **impact limité sur le coût de production** de l'électricité.

¹ Cour des comptes, Les coûts de la filière nucléaire, janvier 2012, p. 89.

La Cour des comptes estime à **31,9 milliards d'euros** les charges restantes de démantèlement pour les installations nucléaires civiles :

	Charges brutes restantes de démantèlement au 31 décembre 2010 (milliards d'euros de 2010)
Installations en exploitation d'EDF	18,4
Installations arrêtées d'EDF	2,5
Installations d'Areva	7,1
Installations du CEA	3,9
Total	31,9

Source des données : Cour des comptes

EDF, interrogé par votre rapporteur, a indiqué que le taux d'exécution, comparant les dépenses engagées au coût total de l'opération tel qu'estimé lors de la dernière révision du devis, était à la fin 2011 de 57,3 % pour Brennilis, de 67,5 % pour Chooz A et de 78,1 % pour Creys-Malville (Superphénix), la déconstruction des autres réacteurs étant moins avancée.

La totalité de cette somme n'est pas reflétée dans le coût courant économique de la production d'électricité nucléaire, tel qu'il est calculé par la Cour des comptes. Celle-ci considère, en effet, séparément le coût du démantèlement du parc de production électronucléaire actuel d'EDF, composé de 58 réacteurs¹, et le coût du démantèlement des installations arrêtées² et des autres installations (réacteurs de recherche, sites d'entreposage des déchets, usines d'enrichissement de l'uranium, usines de traitement des combustibles usés...).

L'étude du coût du démantèlement des installations de première génération est toutefois riche d'informations sur le coût à prévoir pour le démantèlement futur des 58 réacteurs du parc actuel. Il permet également d'apporter un retour d'expérience aux sociétés chargées du démantèlement.

La Cour des comptes a ainsi calculé que les devis de démantèlement des installations arrêtées avaient, à périmètre constant, connu une augmentation de 17,3 % entre 2006 et 2008. L'évolution a toutefois été contrastée : + 26 % à Brennilis, mais - 23 % à Chooz A.

¹ Il convient de compter, avec les 58 réacteurs, quatre installations associées à leur exploitation : deux magasins interrégionaux d'entreposage du combustible neuf (Chinon et Bugey), une base de maintenance nucléaire (Tricastin) et un atelier de traitement des matériaux irradiés (Chinon).

² Il s'agit de huit réacteurs dits de première génération : filières gaz-graphite (Chinon A1, A2 et A3, Saint-Laurent A1 et A2, Bugey 1), eau lourde (Brennilis), eau pressurisée (Chooz A), ainsi que du réacteur Superphénix et de trois installations annexes.

S'agissant du coût effectif du démantèlement du parc actuel de deuxième génération, il devrait bénéficier :

- de l'expérience acquise sur le parc de première génération d'une part (notamment à Chooz A, réacteur de faible puissance mais de technologie proche de celle du parc actuel) ;

- des économies d'échelle offertes par l'homogénéité du parc actuel, les 58 réacteurs utilisant tous une technologie à eau pressurisée dérivée de la licence Westinghouse acquise au début des années 1970. Ces économies d'échelle auront toutefois des limites, chaque site ayant ses spécificités technologiques et géographiques.

**EDF – Coût de démantèlement des installations arrêtées
(millions d'euros de l'année)**

Installation	Type	Coût total de démantèlement (devis)			
		en 2001	en 2003	en 2006	en 2008
Chinon A1, A2 et A3	Réacteurs UNGG	694,7	649,0	586,5	810,0
St-Laurent A1, A2 et silos		822,1	733,0	614,8	803,0
Bugey 1		348,4	373,0	289,9	412,0
Brennilis	Prototype eau lourde	254,0	260,0	265,6	373,0
Chooz A	Exemplaire préfigurant la série REP900 Mwe	245,1	224,0	216,5	220,0
Creys-Malville	Prototype (Superphénix)	941,6	952,0	912,4	943,0
ICEDA (coût total)	Conditionnement et entreposage		230,0	240,8	291,0
APEC	Entreposage combustible				36
Total		3 305,9	3 421,0	3 126,5	3 888,0

Source : document communiqué à votre rapporteur par EDF.

**Dépenses engagées par EDF depuis 2001
(en millions d'euros de 2011)**

Projets	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total
Total programme 1^{re} génération	165	169	170	174	146	155	159	180	222	223	1 761

Source : données communiquées à votre rapporteur par EDF.

• Un sujet d'interrogation sur les prévisions relatives au coût du démantèlement provient de la **comparaison des estimations françaises avec les expériences étrangères**, même si les enseignements d'une telle

comparaison sont limités en raison des différences de technologies et de réglementations. La Cour des comptes a tenté de corriger ces disparités pour appliquer, par extrapolation, les charges de démantèlement de six pays étrangers au parc des 58 réacteurs français d'EDF.

Le coût estimé en France à partir des informations fournies par EDF (18,4 milliards d'euros) apparaît alors comme **le plus faible** : ce coût serait de 20 milliards d'euros en Suède, 27,3 à 34,2 milliards d'euros aux États-Unis, 25,8 à 62 milliards d'euros en Allemagne et 38,9 milliards d'euros au Japon.

EDF a fait valoir à votre rapporteur que **les spécificités du parc français justifient des estimations de déconstruction plus basses** que dans d'autres pays : la standardisation du parc sur une filière (eau pressurisée) moins coûteuse à déconstruire, la présence systématique de plusieurs tranches sur un même site, une puissance unitaire élevée et enfin une organisation industrielle spécifique.

- En tout état de cause, la Cour des comptes considère que, **même en prenant en compte cette large marge d'incertitude**, l'impact du coût du démantèlement sur le coût de production de l'électricité **demeure relativement mineur**.

Ainsi, pour un taux d'actualisation de 5 % (inflation comprise), un doublement du devis de démantèlement accroîtrait le coût annuel de production de 1 milliard d'euros, ce qui correspond à une augmentation du coût de production de 5 % seulement. Cette analyse est sensible au choix du taux d'actualisation, comme l'examinera votre rapporteur *infra*.

- Une meilleure association entre les opérateurs chargés du démantèlement et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) permettrait peut-être de mieux maîtriser la quantité de déchets générée et, par conséquent, le coût global de la gestion des déchets.

Mme Marie-Claude Dupuis, directrice générale de l'Agence, a ainsi indiqué lors de son audition devant votre commission que le centre de stockage de déchets de très faible activité, situé dans l'Aube et ouvert en 2003, était concerné par un remplissage beaucoup plus rapide que prévu, en raison du volume des aciers et gravats issus du démantèlement. Ce centre pourrait donc être saturé d'ici à 2025. Mme Dupuis a plaidé pour une collaboration renforcée avec EDF, le CEA et Areva en amont des stratégies de démantèlement, afin d'optimiser les processus pour éviter l'engorgement de ce centre de stockage.

Votre commission souligne la nécessité de disposer d'un plan précis pour le démantèlement des 58 réacteurs actuels, assorti d'un chiffrage du coût de chaque étape et régulièrement mis à jour en fonction du retour d'expérience des démantèlements en cours, afin de mieux préciser les coûts futurs induits par le parc nucléaire actuel.

Votre commission souligne également que le démantèlement ne doit pas être la « variable d'ajustement » de la filière nucléaire, qui pourrait être tentée de repousser celui-ci dans le temps en cas de difficultés de financement. D'une part, le démantèlement peut constituer une orientation stratégique pour l'industrie nucléaire française dans un monde où de nombreux réacteurs seront mis à l'arrêt dans les décennies à venir. D'autre part et surtout, le maintien à l'arrêt sur l'ensemble du territoire national de nombreux réacteurs non décontaminés, alors que la mémoire de ces installations disparaîtra peu à peu après leur arrêt, présenterait un risque de sécurité certain.

(3) De fortes inconnues relatives au stockage, pour un impact limité sur le prix de l'électricité

Le stockage des déchets radioactifs est confié en France à un établissement public industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA). Il a fait l'objet d'un cadre législatif auquel le Parlement, notamment à travers l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques (OPECST), a été et demeure particulièrement attentif.

Le stockage soulève, surtout dans le cas des déchets à vie longue ou à haute activité, des questions relatives à la sécurité et à des choix de société, qui seront évoqués plus loin¹. Il sera ici question du **coût financier du stockage**. Son impact sur le coût de l'électricité devrait demeurer relativement limité malgré les grandes incertitudes qui entourent son montant absolu. Une inconnue viendrait s'y ajouter dans le cas où il serait renoncé définitivement à valoriser un jour certaines matières radioactives dans un parc de centrales nucléaires de 4^e génération.

(a) Les différents modes de stockage des déchets nucléaires

Les déchets nucléaires sont produits non seulement par le parc de production d'électricité qui intéresse directement votre commission d'enquête (62 % en volume), mais aussi par le secteur de la recherche (17 %, dont une partie est liée à la production d'électricité), par les activités de défense (17 % également), ainsi que par l'industrie non nucléaire (3 %) et le secteur médical (1 %).

Dans le cas des déchets issus de l'exploitation des centrales nucléaires, on peut distinguer :

- les **combustibles usés** qui ne font pas l'objet d'un retraitement et ne sont donc pas valorisables. Certains ont déjà été recyclés antérieurement ;

¹ Voir *infra*, 2^e partie I.B.2. « La gestion des déchets ou la prise en compte du temps long du nucléaire » pages 188 et suivantes.

- certains **résidus** issus des opérations de fabrication du combustible (amont du cycle) ou de traitement des combustibles usés (aval du cycle) ;

- les **déchets** issus du démantèlement des installations.

Ces déchets sont classés en fonction de leur niveau d'activité et de leur durée de vie, ce qui a déterminé la construction de plusieurs centres de stockage distincts :

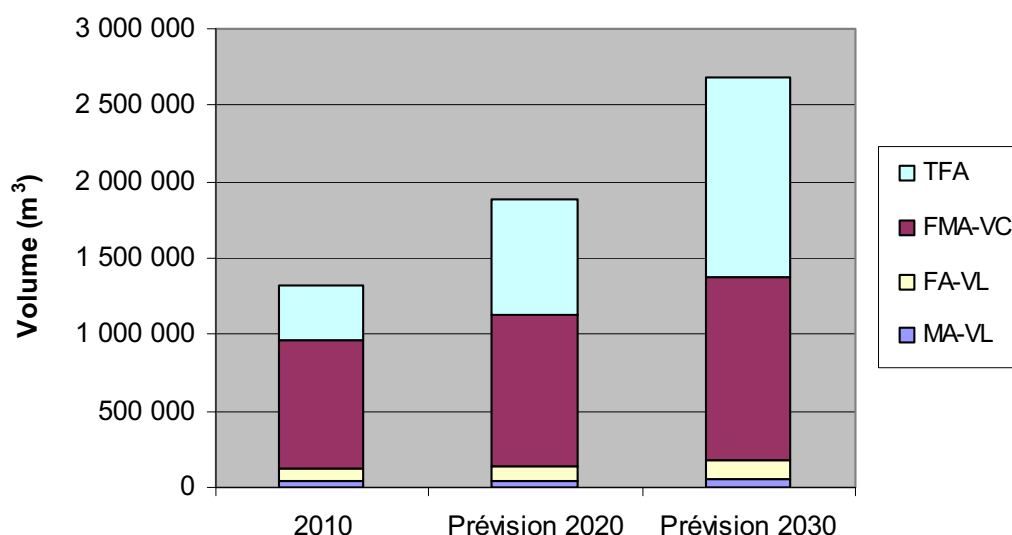
- dans l'Aube, le centre de Morvilliers accueille les **déchets de très faible activité** (TFA), tandis que le centre de Soulaines accueille les **déchets de faible et moyenne activité à vie courte** (FMA-VC). Un autre centre de stockage de déchets de faible et moyenne activité, situé dans la Manche, est désormais fermé et fait l'objet d'une surveillance ;

- un projet de centre de stockage de **déchets de faible activité à vie longue** (FA-VL) est à l'étude, mais a pris du retard en raison de la difficulté à trouver un site d'accueil ;

- un projet de stockage en couche géologique profonde des **déchets à haute activité** (HA) ou à **moyenne activité et vie longue** (MA-VL) est étudié sur le site de Bure (Meuse – Haute-Marne).

L'ANDRA prévoit un accroissement important du volume de déchets d'ici à 2030.

Prévision d'évolution des volumes de déchets



Graphique Sénat. Données ANDRA, Inventaire national des matières et déchets radioactifs, édition 2012 – les essentiels. Les déchets à haute activité (HA) ne sont pas représentés en raison de leur volume très faible.

(b) Les incertitudes entourant les solutions de stockage de déchets à faible et moyenne activité

Deux incertitudes entourent les solutions de stockage de déchets à **faible et moyenne activité**.

Concernant, d'une part, les déchets de faible activité à vie longue, dont la radioactivité peut se maintenir pendant des milliers, voire des centaines de milliers d'années, l'ANDRA recherche un **site de stockage à faible profondeur**.

Comme l'a indiqué Mme Marie-Claude Dupuis, lors de son audition devant votre commission, une première tentative a échoué en 2008 après le retrait de deux communes qui s'étaient portées candidates ; un nouveau projet doit être présenté par l'ANDRA au Gouvernement au cours de l'année 2012. Il s'agirait, toutefois, essentiellement de déchets « historiques » issus de l'industrie des terres rares¹. Leur coût ne concerne donc pas l'exploitation des centrales nucléaires.

D'autre part, et comme cela a été précisé précédemment, le centre de stockage de déchets de très faible activité de Morvilliers risque d'être saturé plus vite que prévu par les déchets de déconstruction.

(c) Des estimations de coût très différentes selon les opérateurs pour le projet de stockage géologique

La principale incertitude, en termes de coût, concerne le projet de stockage en zone géologique des déchets les plus dangereux, dit projet « Cigéo », qui fait l'objet de recherches actuellement au laboratoire souterrain de Meuse – Haute-Marne à Bure : ces déchets sont principalement issus du traitement des combustibles usés.

Les déchets à haute activité, s'ils représentent seulement 0,2 % en volume des 1 320 000 m³ de déchets recensés à fin 2010, concentrent en effet 96,8 % de la radioactivité².

Le chiffrage de ce projet a fait l'objet d'évolutions importantes et n'est pas consensuel.

Une première estimation, réalisée en 2005 par un groupe de travail réunissant, sous l'égide de l'administration, les producteurs de déchets (EDF, Areva, CEA) et l'ANDRA, a conclu à un coût de 13,5 à 16,5 milliards d'euros.

¹ Les terres rares sont des minéraux stratégiques utilisés généralement dans des domaines de haute technologie. Le Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2010-2012 (PNGMDR) précise que les déchets FA-VL incluent des déchets contenant du radium « qui proviennent essentiellement du traitement de minéraux contenant des terres rares, utilisés pour la fabrication de composants électroniques, de pots catalytiques dans l'industrie automobile et dans la métallurgie fine ».

² Source : ANDRA, Inventaire national des matières et déchets radioactifs, édition 2012 – les essentiels.

En 2009, l'ANDRA a réalisé une nouvelle estimation de 33,8 milliards d'euros, qu'elle fonde sur les évolutions techniques survenues entre-temps ainsi que sur un accroissement du périmètre du projet.

Les exploitants nucléaires ont présenté pour leur part, fin 2010, des options de conception alternatives pour le stockage (dossier « STI »), dont le coût était estimé à 14,4 milliards d'euros, en retenant des choix techniques, notamment architecturaux, différents.

Lors de son audition devant votre commission, M. Christian Bataille, député, auteur avec M. Claude Birraux de plusieurs rapports sur la gestion des déchets au nom de l'OPECST et rapporteur de la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs (couramment désignée sous le nom de « loi Bataille »), a souligné avec force le rôle qui doit, selon lui, demeurer celui de l'ANDRA : *« si les producteurs – EDF en premier lieu, mais aussi Areva et le CEA, sans oublier les petits producteurs comme les hôpitaux – ont, incontestablement, leur mot à dire s'agissant de la gestion de leurs déchets, c'est à l'ANDRA, organisme public investi par la loi de cette mission, de prendre, au final, les décisions sur les modalités de mise en œuvre, dans le respect des exigences de sûreté fixées par l'ASN¹ ».*

À la demande de votre rapporteur, l'ANDRA a apporté les explications suivantes au sujet de la différence de conception entre les deux projets :

« L'architecture proposée dans le dossier STI nécessite une plus grande emprise souterraine que l'architecture du dossier 2009 (+ 50 %) et est moins flexible. Certaines options techniques (creusement au tunnelier, allongement des micro-tunnels de stockage HA) avaient également été examinées dans le cadre du dossier 2009. Elles nécessitent toutefois des essais de validation au Laboratoire souterrain pour confirmer leur faisabilité dans le contexte géologique particulier étudié pour le stockage. Ces pistes d'optimisation sont approfondies dans les études en cours menées par l'ANDRA.

Certaines options techniques proposées par les producteurs ne sont pas compatibles en l'état avec les exigences de sûreté en exploitation et à long terme du projet :

- compte tenu du caractère nucléaire et souterrain de Cigéo ainsi que son extension sur plusieurs kilomètres, les conditions de développement d'un incendie seront particulières et différentes de celles des installations nucléaires de surface. L'instruction du dossier 2009 par l'ASN a porté en particulier sur les différences de référentiels et de pratiques entre les installations nucléaires de surface et les ouvrages souterrains (mines, tunnels) ;

¹ Autorité de sécurité nucléaire.

- le dossier STI propose une architecture souterraine « monotube » sans disposition particulière pour l'évacuation du personnel ou l'arrivée des secours, ce qui permet de réduire considérablement le linéaire de galeries. La gestion de l'incendie se fonde sur les pratiques des installations nucléaires de surface (fermeture de portes coupe-feu et confinement sur un secteur fermé). Le personnel doit évacuer l'installation en franchissant les portes coupe-feu, la distance à parcourir dans les fumées dépendant notamment de la fermeture effective de ces portes après détection de l'incendie ;

- conformément au Guide de sûreté de l'ASN relatif au stockage, « la conception et l'implantation des liaisons surface-fond devront permettre de limiter la circulation des eaux en prenant en compte la nécessité de réaliser un scellement efficace ». Le dossier STI propose une architecture souterraine avec des puits de retour d'air en extrémité de zone de stockage pour simplifier le circuit de ventilation et réduire le linéaire de galeries. Le dossier 2009 retient en référence l'option d'un regroupement des puits et de la base des descenderies dans une même zone souterraine d'emprise restreinte. Cette disposition est plus robuste vis-à-vis de la démonstration de sûreté après fermeture.

Dans son rapport d'évaluation de novembre 2011, la CNE¹ a ainsi estimé que le travail effectué par les producteurs contient des éléments techniques qui méritent examen. Elle a néanmoins relevé que « ce projet satisfait moins bien que le projet 2009 de l'ANDRA l'objectif prioritaire d'impact radiologique le plus réduit possible, compatible avec les conditions techniques et économiques ». »

(Source : ANDRA)

EDF a apporté pour sa part à votre rapporteur les éléments de réponse suivants :

« Le chiffrage du stockage STI (stockage industriel) des producteurs repose sur une architecture de stockage qui intègre toutes les optimisations techniques identifiées par le groupe de travail ANDRA/producteurs/DGEMP²/ASN de 2005, ainsi que le retour d'expérience des trois exploitants nucléaires dans leurs métiers respectifs.

Il procède au choix de solutions simples, dont la faisabilité a déjà été prouvée sur des installations suffisamment comparables et qui font l'objet d'un retour d'expérience industriel. Cette simplicité et cette robustesse sont plus favorables à la sûreté opérationnelle, notamment lors du chantier. Par ailleurs, il répond aux mêmes exigences de sûreté que l'architecture proposée par l'ANDRA, pour la sûreté de long terme. Ces choix permettent de rester dans l'enveloppe initialement retenue pour le coût d'investissement de cet ouvrage (c'est-à-dire 5,6 Md€ à comparer aux 14,6 du chiffrage 2009 de l'ANDRA, soit une différence de 9 Md€).

L'optimisation de l'architecture par les producteurs permet à elle seule une diminution de plus de 75 % du coût d'investissement par rapport au chiffrage ANDRA 2009 :

- ainsi le choix d'une architecture monotube permet de réduire fortement le linéaire de galeries (34 km contre 96 km) et le nombre d'intersections (une centaine contre plus de 500), ce qui conduit à diminuer le coût d'investissement de 2,2 Md€ (tous les montants indiqués dans cette fiche sont aux conditions économiques de 01/2008) ;

- le choix d'une technique de creusement au tunnelier, qui bénéficie d'un retour d'expérience favorable, y compris dans des conditions proches d'un stockage à Bure, permet une diminution de 1,2 Md€ ;

¹ Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

² Direction générale de l'énergie et des matières premières

- la différence de coût pour les alvéoles Haute Activité est de 1,4 Md€, dont 0,9 Md€ lié à l'allongement des alvéoles à 120 mètres et 0,5 Md€ à une estimation différente du coût des intercalaires placés entre les colis de déchets ;

- enfin, les différences de méthode retenue pour estimer le personnel en support aux travaux souterrains ont un impact de 2 Md€. Sont pris en compte dans ce poste : le personnel de fonctionnement du chantier en surface, le personnel de fonctionnement des puits liés aux travaux et le personnel de la zone centrale. »

(Source : EDF)

Votre commission ne peut que prendre acte de ces estimations divergentes et appelle à la définition rapide d'un chiffrage cohérent et sans compromis sur les impératifs de sécurité et de réversibilité du stockage, tels qu'ils sont fixés par la loi.

(d) Un impact qui devrait rester modéré en toute hypothèse sur le coût par MWh

La différence de coût entre l'estimation de l'ANDRA et le contre-projet des exploitants nucléaires est considérable et pourrait entraîner une augmentation importante du niveau des provisions constituées par les exploitants pour la gestion des déchets. Il est donc important de mesurer **l'impact qu'aurait un doublement de ces provisions** sur le coût de l'électricité nucléaire.

La Cour des comptes a réalisé cet exercice et a montré que **le coût de production de l'électricité nucléaire augmenterait de 200 millions d'euros par an, soit 1 % environ**. L'impact de cette incertitude paraît donc limité si l'on considère le périmètre prévu actuellement pour les projets de stockage des déchets nucléaires.

Comme l'a toutefois fait remarquer à votre rapporteur M. Yves Marignac, directeur du cabinet WISE-Paris, un tel coût supplémentaire de 20 milliards d'euros, s'il survenait brutalement, pourrait nécessiter une réévaluation rapide (et non pas lissée dans le temps comme cela a été le cas pour le premier devis de 2005) du montant des provisions, ce qui aurait un effet beaucoup plus sensible sur le prix de l'électricité.

(e) Un coût non chiffré : l'éventualité d'une requalification en déchets nucléaires de certaines matières considérées comme valorisables

Les projets de stockage de déchets reposent toutefois sur une définition de périmètre qu'il est important d'explicitier.

Les **déchets radioactifs** sont « *des substances radioactives pour lesquelles aucune utilisation ultérieure n'est prévue ou envisagée* »¹.

¹ Code de l'environnement, article L. 542-1-1.

Or, la France, contrairement à d'autres pays exploitant l'énergie nucléaire, envisage la réutilisation future d'une proportion importante des matières issues de l'exploitation nucléaire. Ces matières, considérées comme valorisables, ne sont donc pas classées comme des déchets et les centres de stockage actuels ou en projet ne sont pas nécessairement dimensionnés pour les accueillir. Il s'agit de sous-produits du cycle du combustible :

- uranium appauvri, écarté lors de la phase de l'enrichissement de l'uranium naturel ;
- uranium de retraitement, issu du retraitement des combustibles usés ;
- plutonium, issu également du retraitement ;
- thorium, dont Areva détient un stock à Cadarache.

Certaines de ces matières peuvent, dans une certaine mesure, être réutilisées dans le parc actuel. En particulier, l'uranium appauvri est associé avec du plutonium pour fabriquer du combustible MOX, utilisé dans certaines centrales nucléaires françaises ; quant à l'uranium de retraitement, il peut être à nouveau enrichi pour servir de combustible¹. Le MOX usagé lui-même est considéré comme valorisable.

Toutefois, les stocks de ces matières se constituent à un rythme tel que leur réutilisation dans le parc de production actuel n'est pas envisageable. En fait, le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) 2010-2012 envisage surtout leur réutilisation dans le parc de centrales nucléaires de 4^e génération. Il souligne ainsi que la quantité de plutonium mobilisable à l'horizon 2040, comme résidu du fonctionnement des centrales actuelles, permettrait de démarrer environ 25 réacteurs à neutrons rapides.

Des quantités importantes de matières dites valorisables sont actuellement entreposées en France : l'inventaire de l'ANDRA comptabilisait, fin 2010, 272 000 tonnes d'uranium appauvri, 24 100 tonnes d'uranium de retraitement, 80 tonnes de plutonium et 9 400 tonnes de thorium.

Si la France renonçait un jour au développement d'un parc nucléaire de 4^e génération, ces matières, dont les stocks auront encore augmenté d'ici là, devraient être reclassées en déchets radioactifs.

S'agissant du combustible usé et du carburant MOX usagé, l'éventualité du stockage fait l'objet de provisions de la part d'EDF.

En revanche, le PNGMDR souligne que des études nouvelles seraient nécessaires si l'uranium appauvri n'était plus valorisé, ajoutant que « *les ordres de grandeur des volumes considérés, s'il fallait considérer ces matières*

¹ *Le ré-enrichissement de l'uranium de retraitement est actuellement effectué en Russie, pour des raisons techniques, mais la nouvelle usine Georges Besse II, au Tricastin, doit avoir la capacité de réaliser cette opération en France. L'uranium de retraitement ré-enrichi est actuellement utilisé comme combustible dans la centrale de Cruas.*

comme des déchets, sont de nature à modifier considérablement l'ampleur des projets de stockage ». Or les stocks d'uranium appauvri devraient atteindre 450 000 tonnes en 2030, contre 272 000 tonnes aujourd'hui¹.

Quel coût pour un stockage des matières radioactives « valorisables » ?

Votre rapporteur s'est interrogé sur le coût que représenterait la requalification en déchets nucléaires des matières radioactives dites valorisables, et donc de leur stockage.

Un poste essentiel de ce coût résiderait très probablement dans le stockage de **l'uranium appauvri** qui en constitue une part essentielle². Cet uranium appauvri, compte tenu de l'importance des quantités produites, ne pourrait être réutilisé à grande échelle que dans des réacteurs de 4^e génération (réacteurs à neutrons rapides), dont la mise en œuvre est à ce jour hypothétique ; encore représenterait-il alors, selon le PNGMDR, « *une ressource pour plusieurs millénaires* ». De plus, compte tenu du caractère hypothétique de la mise en œuvre industrielle des réacteurs à neutrons rapides, votre rapporteur ne cache pas ses doutes à l'égard d'une résorption effective, même à long terme, des quantités d'uranium appauvri actuellement entreposées.

Il note d'ailleurs que ces stocks d'uranium appauvri sont d'autant plus importants qu'ils ne proviennent pas seulement de la fabrication du combustible nucléaire utilisé dans les 58 réacteurs français : Areva enrichit, en effet, de l'uranium sur le site de Pierrelatte pour le compte de clients étrangers et conserve la propriété de l'uranium appauvri qui en résulte³.

Votre rapporteur constate, s'agissant du coût du stockage éventuel de cet uranium appauvri en le comparant au coût de stockage des différentes catégories de déchets :

– d'une part, que **l'uranium appauvri**, en raison de son contenu radiologique, **ne pourrait pas** selon le PNGMDR **être considéré comme un déchet à très faible activité (TFA), ni comme un déchet stockable en surface** dans les installations actuellement en exploitation ;

- d'autre part, que, selon le rapport de la Cour des comptes de janvier 2012, « *dans les conditions actuelles, le stockage de l'uranium appauvri représente de l'ordre de 76 000 m³, ce qui correspond en volume à un ordre de grandeur comparable à l'ensemble des déchets devant être stockés dans le centre géologique profond* » (dont le coût est estimé à 35,9 milliards d'euros selon le dernier devis de l'ANDRA). La Cour fait toutefois valoir que **le contenu radiologique de l'uranium appauvri**, inférieur à celui de l'uranium naturel, **ne nécessite pas les mêmes conditions de stockage que les déchets à haute activité et moyenne activité à vie longue** qui font l'objet du projet de Bure ;

¹ ANDRA, *Inventaire national des matières et déchets radioactifs, édition 2012 : les essentiels*.

² Les stocks d'uranium appauvri étaient, à la fin 2010, de 272 000 tonnes sur un total de 366 980 tonnes de matières valorisables.

³ Voir le PNGMDR, p. 41.

- enfin, si l'on considère la catégorie intermédiaire des **déchets à faible activité à vie longue**, le rapport de la Cour des comptes indique que « *le coût futur de gestion des déchets à faible activité et vie longue représenterait un total de 806 M€ de charges brutes* », pour un volume de 190 000 m³. Ce coût ne correspond toutefois qu'à un projet de stockage peu profond, dans un site exploité pendant 20 ans et surveillé pendant 30 ans seulement. Or, votre rapporteur considère que, compte tenu des risques particuliers que pourrait poser une dissémination de l'uranium appauvri dans l'environnement ou sa récupération par des personnes mal intentionnées¹, **son stockage nécessiterait des mesures bien plus importantes.**

Votre rapporteur considère donc raisonnable une estimation du coût du stockage de l'uranium appauvri et des autres matières « valorisables » de l'ordre de quelques milliards d'euros au moins.

À titre indicatif, un financement sur 20 ans d'un projet de stockage d'un coût de 4 milliards d'euros pourrait être financé par un provisionnement de 180 millions d'euros par an avec un taux de 5 %.

En tout état de cause, une nouvelle filière de gestion à long terme devrait donc être mise en place pour gérer ces stocks, car les ordres de grandeur concernés ne permettent pas d'envisager un stockage dans le cadre des centres de stockage existants ou en projet.

Il en est de même du thorium, qu'il s'agisse des stocks d'Areva ou de ceux de Rhodia, non liés à l'industrie électro-nucléaire. L'Autorité de sûreté nucléaire, doutant du développement à court ou moyen terme d'une filière de valorisation des matières thorifères, a recommandé d'étudier la possibilité de les stocker en tant que déchets de faible activité à vie longue et de « *sécuriser financièrement la gestion à long terme de ces substances* »².

En tout état de cause, comme l'a fait observer Mme Marie-Claude Dupuis devant votre commission, un parc de réacteurs de 4^e génération produirait lui-même des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue, dont le volume n'est pas connu actuellement.

Votre commission partage, en conséquence, la demande de la Cour des comptes tendant à ce que les études scientifiques sur le stockage éventuel de l'uranium appauvri soient complétées d'un volet relatif au coût que celui-ci représenterait pour Areva.

¹ L'uranium appauvri contient un mélange d'uranium 235 et d'uranium 238, dont les périodes radioactives sont respectivement de 710 millions et 4,5 milliards d'années. Les effets de l'uranium appauvri, notamment utilisé dans des munitions, font l'objet de controverses.

² Avis n° 2009-AV-0075 du 25 août 2009 de l'Autorité de sûreté nucléaire sur les études remises en application du décret n° 2008-357 du 16 avril 2008 en vue de l'élaboration du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2010-2012.

Votre rapporteur souligne également que **d'autres coûts devraient être pris en compte**, même s'ils ne sont pas certains et dépendent de circonstances naturelles ou humaines :

- un éventuel accident nucléaire pourrait remettre en cause toute l'équation économique de la filière nucléaire et pourrait faire l'objet d'un mécanisme d'assurance, qui est examiné *infra* ;

- si la filière nucléaire est présentée comme participant à l'indépendance énergétique réelle de la France, il faut souligner qu'un calcul en énergie finale montre que l'indépendance énergétique de la France réelle est bien inférieure (voir encadré *infra*). De plus, même si la concentration en énergie de l'uranium permet de constituer des stocks afin de résister aux chocs d'approvisionnement, il n'en reste pas moins que, à moyen terme, la filière nucléaire pourrait être affectée par l'instabilité de certains pays tels que le Niger ;

- l'actualité internationale doit inciter à maintenir la plus grande vigilance à l'égard des risques de dissémination nucléaire. Les activités de retraitement de l'uranium, fondées sur la promesse hypothétique et à long terme d'une réduction du volume des déchets à haute activité, entraînent pour le moment la constitution et le déplacement sur le territoire français de stocks de matières telles que le plutonium qui pourraient être utilisées dans des armes nucléaires. À l'étranger, la multiplication des pays utilisant l'énergie nucléaire suscite toujours la crainte que, par transfert de technologie et apprentissage, certains pays acquièrent la maîtrise de l'enrichissement de l'uranium et de la fabrication d'armes. Enfin, il ne faut pas négliger les risques de guerre civile ou de troubles terroristes dans des pays maîtrisant déjà ces technologies.

D'une manière générale, votre rapporteur considère que **l'impossibilité d'associer un coût à ces risques**, au motif qu'ils dépendent de comportements des États ou de phénomènes naturels qui ne peuvent être intégrés dans les modèles économiques, **ne doit pas conduire à les négliger dans les politiques publiques** : l'impact de la filière nucléaire est non seulement financier, mais aussi également environnemental, géopolitique et éthique.

Nucléaire et indépendance énergétique

L'indépendance énergétique est calculée en France comme le rapport entre la production nationale et la consommation nationale d'énergie primaire (c'est-à-dire l'énergie comprise dans le combustible). Ce rapport était de 51,2 % en 2010¹.

¹ Commissariat général au développement durable, Bilan énergétique pour 2010.

Or, votre rapporteur fait observer que les deux tiers de l'énergie primaire produite dans les centrales nucléaires sont dissipés sous forme de chaleur, ce qui n'est pas le cas de la plupart des autres formes d'énergie (hydraulique, éolien, photovoltaïque, pétrole et gaz...). Le nucléaire occupe donc une place beaucoup moins importante dans l'énergie qui est effectivement injectée dans les réseaux : **l'indépendance énergétique est plutôt de l'ordre de 29 % si l'on raisonne en termes d'énergie finale** (calcul Global Chance).

Votre rapporteur rappelle également que, de nos jours, **le combustible nucléaire utilisé dans les centrales françaises**, si une grande partie de sa valeur ajoutée provient des étapes de conversion et d'enrichissement réalisées en France, **provient d'uranium qui est importé** de pays qui, pour certains, ne présentent pas tous les meilleurs caractères de stabilité. Tout en étant conscient que la possibilité de stocker des quantités importantes d'uranium permet de lisser l'impact de crises d'approvisionnement ponctuelles, il considère que **l'électricité nucléaire ne devrait pas être comptabilisée comme participant à l'indépendance énergétique de la France au même degré que des énergies réellement locales.**

(4) Les discussions technique et politique sur la prise en compte des dépenses futures

Le secteur nucléaire est caractérisé par le **poids du long, voire du très long terme** : si la durée d'exploitation des réacteurs envisagée par les différents pays qui les exploitent peut être de 30, 40, voire 60 ans, la durée complète d'activité sur un site donné sera probablement de l'ordre du siècle si l'on compte la phase de la construction et celle du démantèlement.

Il ne suffit donc pas de mesurer le montant en valeur absolue des dépenses futures (démantèlement, gestion des combustibles usés et des déchets). Il faut souligner l'importance des sommes consacrées au provisionnement de ces dépenses futures ainsi que l'impact du choix du taux d'actualisation.

(a) Le principe du provisionnement

Le principe retenu est celui du **provisionnement** : les exploitants doivent placer sur un compte spécial des sommes qui permettront, le moment venu, de faire face à ces charges. Le montant des sommes à provisionner est un paramètre stratégique.

Une approche extrêmement prudente consisterait à **bloquer exactement le montant absolu des charges futures**, soit 79,3 milliards d'euros selon l'estimation de la Cour des comptes.

En pratique, il est admis de **provisionner une somme inférieure à ce montant absolu**, en considérant qu'une somme dans le futur n'a pas la même « valeur » qu'une somme aujourd'hui.

En effet, les actifs bloqués procurent un certain rendement sur le long terme, ce qui permet effectivement à une somme inférieure de produire le montant désiré.

C'est ainsi que les provisions inscrites dans les états financiers des principaux exploitants sont de 38,4 milliards d'euros en 2010 :

<i>Millions d'euros de 2010</i>	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Charges brutes en millions d'euros	62 097,1	10 464,2	6 770,2	83,5	79 415,0
Provisions	28 296,5	5 604,3	4 453,3	41,3	38 395,4

Données : Cour des comptes, janvier 2012

Le débat sur l'utilisation des titres de RTE comme actif dédié au provisionnement des charges futures

Une modification du cadre réglementaire¹ survenue en 2010 a permis à EDF de « flécher » 50 % des titres de sa filiale RTE vers le provisionnement des charges futures nucléaires, pour une valeur de 2,3 milliards d'euros. Comme le fait observer la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2012, ce choix suscite quelques observations :

– l'inclusion des titres d'une filiale, dont l'activité est liée à celle de la maison-mère, ne permet pas une diversification des risques ;

– EDF ne pourrait guère, le cas échéant, vendre ces titres qu'à l'État (donc en accroissant les charges publiques) afin de régler les charges futures. L'opérateur explique toutefois qu'il s'agit en fait d'affecter les dividendes versés par RTE au portefeuille d'actifs dédiés, et non de prévoir la vente du réseau de transport d'électricité lui-même.

Votre rapporteur reconnaît que les actifs de RTE présentent une certaine garantie de stabilité : comme l'indiquait devant votre commission M. Gilles-Pierre Lévy, président de la deuxième chambre de la Cour des comptes, les actifs de RTE présentent une valeur liée aux nécessités du transport de l'électricité et leur rentabilité est d'ailleurs fixée par la Commission de régulation de l'énergie. Les titres de RTE présentent donc l'avantage de disposer d'une rentabilité non soumise aux aléas de court terme du marché et sans doute corrélée, dans une certaine mesure, aux charges à couvrir².

Il se demande toutefois si cette rentabilité est garantie sur le long terme, alors même que la transition énergétique va, comme on le verra *infra*, entraîner une véritable reconfiguration des réseaux électriques. En particulier, l'émergence des énergies renouvelables, prônée par tous, mais aussi la possible fermeture progressive des centrales nucléaires entraîneront une modification de la géographie des réseaux.

¹ Décret n° 2010-1673 du 29 décembre 2010 portant modification du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires

² Il est en effet raisonnable d'estimer que les investissements dans le réseau de transport d'électricité sont d'autant plus rentables que la production d'électricité et par conséquent les charges futures de traitement et de stockage des déchets sont importantes.

Le réseau existant, lié à la répartition des centrales actuelles sur le territoire national, pourrait ainsi perdre une partie de sa valeur lorsque celles-ci fermeront, c'est-à-dire au moment précis où il sera nécessaire de régler les dépenses de démantèlement, sauf, bien sûr, si de nouvelles centrales nucléaires étaient construites au même endroit.

De plus, la mise en œuvre, grâce aux progrès du stockage, d'une réelle décentralisation de la production et de la consommation d'électricité contribuerait, elle aussi, à réduire l'utilité des réseaux de transport d'électricité à très haute tension actuels, qui sont d'ailleurs soumis à des difficultés d'acceptation de plus en plus grandes de la part des populations concernées.

Votre rapporteur se demande au final si l'affectation partielle, par l'opérateur, des titres du réseau de transport au provisionnement des charges futures ne risque pas de limiter les choix futurs.

Il relève également les propos forts tenus devant votre commission par M. André-Claude Lacoste, président de l'Autorité de sûreté nucléaire, qui considérait comme contraires à l'esprit de la loi non seulement l'affectation des titres de RTE, mais également la manière dont le CEA a constitué des provisions relatives à ses propres charges futures : *« certaines situations me paraissent rigoureusement contraires à la loi : c'est ainsi qu'une partie des provisions pour le démantèlement du CEA s'est transformée en créances sur l'État. Nous sommes nombreux à ne pas avoir une très haute opinion de la valeur d'une créance sur l'État dans un tel domaine. Historiquement, le démantèlement d'une installation nucléaire s'est déjà trouvé en grand péril faute d'un financement qui devait être assuré directement par l'État »*.

(b) Le choix du taux d'actualisation

Le **taux de couverture** nécessaire dépend du **taux d'actualisation** choisi pour les dépenses futures.

L'actualisation permet d'« écraser » considérablement les charges de long terme. Pour un taux de 5 % (ou 2,94 % si l'on soustrait une inflation de 2 %), une somme actuelle de 100 euros couvrirait une charge future de 163 euros dans 10 ans, de 265 euros dans 20 ans et de 1 147 euros (soit 426 euros en monnaie de 2012) dans 50 ans.

L'énormité de ces chiffres a conduit certains analystes à proposer l'application d'un taux d'actualisation moins élevé pour les durées très longues¹.

¹ Le rapport de la Cour des comptes de janvier 2012 cite notamment la commission Charpin-Dessus-Pellat, auteur d'un rapport au Premier ministre sur la filière nucléaire en juin 2000. Il s'agit aussi d'une recommandation d'économistes spécialistes de l'actualisation, tels les professeurs Christian Gollier et Martin L. Weitzman, tout particulièrement dans le cadre des choix de politique relatives au changement climatique (*How Should the Distant Future be Discounted when Discount Rates are Uncertain?*, CESifo Working Paper n° 2863, décembre 2009).

En pratique, la réglementation¹ prévoit que le taux d'actualisation **ne doit pas être supérieur au taux de rendement des actifs utilisés pour la provision** ; il est de surcroît limité par un plafond égal à la moyenne, sur quatre ans, du taux des obligations d'État à échéance constante à 30 ans majoré de 1 point, soit 5,24 % au 31 décembre 2010. C'est un **taux de 5 %** qu'ont retenu aussi bien EDF et Areva que le CEA. Ce taux inclut l'inflation, de sorte que le taux réel est de l'ordre de 3 %.

La *Nuclear Decommissioning Authority* du Royaume-Uni a retenu pour sa part un taux d'actualisation réel de 2,2 % (auquel il faut ajouter l'inflation), tandis que de grands exploitants continentaux (E.ON, Vattenfall, RWE, EnBW) utilisent des taux d'actualisation comparables à EDF.

L'impact du choix du taux d'actualisation retenu sur le niveau des provisions est **considérable**, surtout pour celles qui sont destinées à couvrir des charges de très long terme.

La Cour des comptes souligne la « fragilité » des prévisions relatives au taux de rendement des actifs dédiés au provisionnement des charges de long terme. Un rendement inférieur imposerait un réajustement des provisions, d'autant plus brutal qu'il arriverait tard. L'impact d'une **variation du taux d'actualisation** serait la suivante, par rapport au taux d'actualisation de 5 % :

Sensibilité des provisions à une variation du taux d'actualisation : impact calculé par rapport au montant des provisions 2010 calculées avec un taux de 5 %

Taux d'actualisation	3 %	4 %	5 %
EDF	+ 15 313 M€	+ 5 936 M€	0
Areva	+ 2 000 M€	+ 1 059 M€	0
CEA	+ 1 198 M€	+ 507 M€	0
Variation (M€)	+ 18 511 M€	+ 7 502 M€	0

Source : Cour des comptes, rapport de janvier 2012, p. 179

En termes de coût par mégawatt-heure, la Cour indique que le choix d'un taux d'actualisation de 4 % entraînerait une **augmentation de 162 millions d'euros du coût annuel de production** de l'électricité nucléaire.

En réponse à une question de votre rapporteur, EDF a précisé que, dans l'hypothèse d'un taux nominal de 3 %, le coût annuel récurrent augmenterait de 400 millions d'euros, soit un impact sur le coût de production de près de 1 € / MWh.

¹ Décret n° 2007-243 du 25 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Votre rapporteur considère que, sur le long terme, rien ne garantit que le rythme de provisionnement ainsi défini sera suffisant. Il pourrait en fait être pris dans un véritable **effet de ciseau** entre le montant des dépenses futures et le niveau des sommes provisionnées :

– **d'une part, les dépenses futures pourraient être plus coûteuses** que ce qui est prévu aujourd'hui. Ces dépenses futures sont, en effet, calculées sur l'hypothèse d'un taux d'inflation de 2 %, ce qui correspond à l'objectif de long terme de la Banque centrale européenne pour ce qui concerne l'évolution générale des prix.

Or, **les dépenses futures du nucléaire pourraient croître à un rythme supérieur à l'inflation**, car elles dépendent plutôt de l'évolution des coûts des travaux relatifs au démantèlement et à la gestion du combustible et des déchets. La Cour des comptes souligne que, sur la période 2002-2008, l'index des travaux publics a augmenté de 32,5 % et celui des travaux en souterrain de 26,1 %, alors que les prix à la consommation progressaient de 11,9 % seulement ;

– **d'autre part, les sommes provisionnées pourraient produire un rendement moins élevé** que celui qui est aujourd'hui utilisé. Les sommes provisionnées sont, en effet, supposées produire un rendement de 5 % par an sur le long terme afin de constituer, le moment venu, les sommes nécessaires pour couvrir les charges futures.

Comme l'a remarqué M. Gilles Pierre Lévy, président de la deuxième chambre de la Cour des comptes, lors de son audition devant votre commission, *« si l'on considère la rentabilité des actifs financiers au cours du dernier siècle, on constate que les actions ont rapporté en moyenne plus de 5 % par an. Cela étant posé, ce qui s'est produit une fois dans l'histoire ne se reproduira pas forcément une deuxième fois. Autrement dit, notamment en période de crise financière, on peut se demander si ces actifs rapporteront bien 5 % par an sur plusieurs décennies... »*

Votre rapporteur note, pour sa part, que **le taux de croissance suit une pente plutôt descendante sur le long terme** : de 5,9 % par an en moyenne dans les années 1960, il est passé à 4,1 % dans les années 1970, 2,3 % dans les années 1980, 1,9 % dans les années 1990 et même 1,3 % dans les années 2000 (décennie il est vrai marquée par une récession exceptionnelle)¹. **Le choix d'un taux nominal réel de 3 % pour l'avenir, qui est implicite dans le taux nominal de 5 %, lui paraît donc pour le moins audacieux et contraire aux principes de prudence qui doit gouverner tout provisionnement.**

S'appuyant sur un raisonnement analogue, M. Pierre Radanne a ainsi proposé, lors de son audition devant votre commission, l'adoption d'un taux de 1,5 à 2 % correspondant au taux de croissance du PIB actuellement envisagé sur la très longue période. **Ce choix paraîtrait plus raisonnable à votre rapporteur.**

Il considère aussi qu'il serait intéressant d'étudier un mécanisme alternatif dans lequel **les dépenses les plus lointaines seraient actualisées à un taux moins élevé que les dépenses proches** : l'application d'un même taux sur une longue période revient, en effet, à négliger les intérêts des générations futures.

S'agissant toutefois du **coût de l'électricité**, l'impact d'une variation du taux d'actualisation des dépenses futures **paraît limité, surtout si cette variation demeure relativement faible**. La Cour des comptes calcule ainsi qu'une baisse à 4 % du taux d'actualisation augmenterait ainsi le coût de

¹ *Calculs Sénat, à partir du produit intérieur brut en volume mesuré par l'INSEE.*

production de l'électricité de 0,8 % seulement. Votre rapporteur souligne, toutefois, qu'un éventuel ajustement à la baisse du taux d'actualisation serait plus facile à supporter si elle survenait tôt, de manière à donner plus de temps aux entreprises concernées pour rehausser le niveau de leurs provisions au montant nécessaire pour couvrir les charges de long terme.

En conclusion, votre commission estime nécessaire de mieux prendre en compte l'augmentation considérable que représenterait, sur le niveau absolu des provisions, une baisse du taux d'actualisation ou une inflation importante du coût des travaux.

Elle suggère également que soient conduites une étude et une évaluation de modes différents d'actualisation pour les charges de très long terme, par exemple en fixant un taux d'actualisation très bas au-delà de 30 ans, compte tenu des expériences internationales.

Elle souligne enfin la nécessité de disposer de garanties très fortes sur le niveau de rendement des actifs placés en provisions, s'agissant de placements de très long terme.

c) Vers une articulation plus étroite entre coûts et tarifs par l'effet de la loi NOME

(1) L'ARENH facteur de concurrence ?

Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), instauré par la loi NOME¹, a deux impacts importants sur les marchés de l'électricité :

- il offre aux fournisseurs d'électricité un accès à un volume important et relativement bon marché d'électricité nucléaire, dont seul disposait auparavant EDF, exploitant des centrales ;

- à terme, il servira de base au calcul des tarifs réglementés de vente aux particuliers.

Les fournisseurs d'électricité peuvent donc désormais couvrir une partie des besoins de leurs clients de France continentale avec de l'électricité achetée au prix de l'ARENH, soit 42 € / MWh, le complément devant comme auparavant être acheté sur le marché (ou à un producteur). Les gestionnaires de réseau peuvent également y avoir recours pour couvrir leurs pertes.

Ce mécanisme partage ainsi entre les fournisseurs l'avantage-coût dont bénéficie l'opérateur historique du fait de la possession d'un parc nucléaire, largement amorti, produisant une électricité à coût modéré.

Quant aux tarifs réglementés de vente, ils seront progressivement établis, d'ici à la fin 2015, en tenant compte, comme on l'a vu précédemment

¹ Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

de l'addition du prix de l'ARENH, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité (transport et distribution), des coûts de commercialisation et d'une rémunération normale.

Dans la mesure où l'électricité nucléaire occupe une part prépondérante du bouquet électrique, l'ARENH constituera un élément essentiel des coûts de production pris en compte dans le cadre des tarifs réglementés.

- Un débat concerne le **mode de fixation du prix de l'ARENH**. Aux termes de la loi¹, ce prix couvre la rémunération des capitaux et les coûts d'exploitation, mais aussi la prolongation de l'exploitation (qui suppose des coûts d'investissement ou de maintenance) et la couverture des charges de long terme.

Le décret devant préciser les méthodes d'identification et de comptabilisation de ces coûts n'ayant pas été publié, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a dû élaborer sa propre méthodologie, en se fondant sur les travaux de la seconde commission présidée par M. Paul Champsaur, réunie en 2011 pour fournir des éléments de réflexion relatifs au prix de l'ARENH.

La commission Champsaur a proposé un prix de l'ARENH de l'ordre de 39 € / MWh. La CRE a retenu dans son avis² une approche similaire, considérant que le prix de l'ARENH devait être compris entre 36 et 39 € / MWh, dont :

- 25 € / MWh au titre des charges opérationnelles ;
- 5 € / MWh au titre des investissements de maintenance et d'allongement de la durée d'exploitation ;
- entre 6 et 9 € / MWh au titre du coût du capital.

Le Gouvernement a finalement fixé un prix de 42 € / MWh à compter du 1^{er} janvier 2012³, en se fondant sur les travaux de la commission Champsaur, de la Commission de régulation de l'énergie et sur une estimation du surcoût qu'entraînera, pour l'exploitant, l'application de nouvelles normes de sécurité après l'accident nucléaire de Fukushima. Les conséquences de cet accident n'avaient pas pu être prises en compte par la commission Champsaur.

- **Ce niveau de 42 € a fait l'objet de jugements divers.** EDF considère qu'il s'agit d'un seuil minimal de rentabilité et plaide pour que le prix de l'ARENH prenne en compte le renouvellement, à technologie constante, de l'outil de production, ce qui reviendrait à fixer l'ARENH au

¹ Loi NOME, article 1^{er}, aujourd'hui à l'article L. 337-14 du code de l'énergie.

² Délibération de la CRE du 5 mai 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique à 42 € / MWh à compter du 1^{er} janvier 2012.

³ Un prix intermédiaire de 40 € / MWh a été fixé pour le second semestre de 2011.

niveau du coût courant économique. En revanche, certains fournisseurs considéraient le niveau de 42 € comme trop élevé et supérieur aux coûts réels.

Le choix de **prendre en compte, dès maintenant, dans le prix de l'ARENH le coût des travaux d'amélioration de la sûreté post-Fukushima** n'allait pas de soi.

La CRE, dans son avis sur la fixation du prix de l'ARENH, a souligné que ce coût additionnel devra être pris en compte « *à mesure qu'il se matérialisera dans les comptes d'EDF, comme c'est le cas des autres dépenses en capital couvertes par le prix de l'ARENH* ». M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE, a toutefois considéré devant votre commission que ce point n'était pas constitutif d'une rente en faveur de EDF : « *Si les 3 euros par mégawatt-heure de provision pour Fukushima – c'est-à-dire la différence entre ce que nous avons calculé, 39 euros, et les 42 euros constituant aujourd'hui le prix de l'ARENH –, sont surestimés, ils représenteraient une avance de trésorerie faite à EDF, avance que devrait logiquement rembourser l'opérateur* ».

En tout état de cause, il convient de noter, s'agissant de l'impact sur l'évolution des prix, que **le prix de l'ARENH**, fixé au début par le Gouvernement, sera à l'avenir **fixé par la Commission de régulation de l'énergie** et qu'il servira à la **fixation des tarifs réglementés de vente**. À cet égard, M. Philippe de Ladoucette a souligné devant votre commission **l'effet qu'aura cette convergence sur l'évolution des tarifs réglementés de vente** : « *la loi NOME prévoit que la période intérimaire jusqu'à 2016 doit être mise à profit pour faire en sorte que les tarifs réglementés de l'électricité rattrapent le prix de l'ARENH. Or, aujourd'hui, l'écart est de 4 % pour les « tarifs bleus » et de 5 % pour les tarifs professionnels.* ».

(2) Des appréciations divergentes sur l'efficacité du dispositif

Au-delà du prix de l'ARENH, **ses modalités mêmes** ont fait l'objet de jugements contrastés devant votre commission.

M. Gérard Mestrallet, président-directeur général de GDF Suez, a indiqué que la mise en place de l'ARENH avait permis à son entreprise de retrouver certains gros clients industriels, mais qu'elle n'avait pas atteint son objectif pour les clients particuliers en raison du « ciseau tarifaire » constitué par un tarif de vente (déterminé par référence aux tarifs réglementés) inférieur à l'ARENH.

Par ailleurs, M. Frédéric de Maneville, président de Vattenfall France, a fait valoir que les clauses d'utilisation de l'ARENH présentaient une certaine rigidité, de sorte que les opérateurs qui dépendent de l'ARENH pour leur approvisionnement, peuvent difficilement proposer des contrats d'effacement à leurs clients : ils doivent, en effet, disposer de clients dont la courbe de consommation est relativement stable et prévisible.

2. La montée en puissance des énergies renouvelables

a) L'énergie hydroélectrique : l'énergie renouvelable actuellement prépondérante

L'énergie hydroélectrique est une source d'énergie renouvelable produite en exploitant la force motrice des cours d'eau, des chutes d'eau, voire des marées ou des courants marins.

On peut distinguer¹ :

- les installations au fil de l'eau – d'une puissance installée de 7,6 GW – pour lesquelles la capacité du réservoir amont ne permet pas de stockage. Ces installations se trouvent notamment sur les grands fleuves et la production est dite « fatale ».

- les usines de type « écluse » – d'une puissance installée de 4,3 GW – dont la capacité du réservoir amont est de taille intermédiaire et permet de stocker l'eau selon des cycles journaliers.

- les usines « de lac » – d'une puissance installée de 9 GW – qui disposent d'un réservoir amont dont la capacité permet un stockage sur une durée longue. Elles apportent de la puissance garantie au système électrique.

- les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) – d'une puissance installée de 4,4 GW – qui permettent de remonter l'eau dans un réservoir lors des heures creuses pour la turbiner lors de la pointe (*cf. infra*).

(1) Une part significative de notre mix électrique (12 %)

Avec plus de 25 GW installés en 2008, la France dispose du deuxième parc installé en Europe, après la Norvège. La production annuelle atteint une moyenne d'environ 70 TWh, soit 12 % de la production électrique française (en 2009) et 90 % de la production d'électricité renouvelable en France. Il faut cependant noter que cette production peut varier fortement d'une année à l'autre, selon la pluviométrie.

L'hydroélectricité est très localisée sur le territoire et se répartit sur trois zones géographiques : les Alpes avec 15,7 GW, les Pyrénées avec 2,5 GW et le Centre avec 7,2 GW.

Le potentiel d'installations nouvelles en France est assez limité. Néanmoins, des études ont été réalisées dans chaque bassin hydrographique afin de déterminer si la construction de nouvelles installations hydroélectriques était possible, tandis que le renouvellement des concessions des installations existantes (*cf. infra*) permettra d'augmenter leur efficacité énergétique ou leur puissance installée. Au final, la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité 2009-2020

¹ Source : ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

prévoit une augmentation de 3 GW de la puissance installée et de 3 TWh de la production, d'ici 2020.

Au niveau mondial, avec 3 000 TWh, l'hydroélectricité représente 16% de la production électrique, ce qui en fait la troisième source de production électrique derrière le charbon (40 %) et le gaz (19 %), mais devant le nucléaire (15 %)¹.

Le premier producteur mondial est la Chine, avec 500 TWh, suivi du Brésil et du Canada (370 TWh chacun) et des États-Unis (350 TWh).

(2) La « plus belle source de production d'électricité »

Comme le déclarait devant votre commission M. Gérard Mestrallet, président-directeur général de GDF Suez, « *l'hydraulique est la plus belle source de production d'électricité* ». Et, en effet, ses qualités sont nombreuses.

Tout d'abord, elle présente de nombreux avantages pour le système électrique : elle est prédictible et lorsqu'elle est issue de barrages ou d'éclusées, elle constitue la seule forme de stockage d'énergie à grande échelle, ce qui permet de faire face aux pics de consommation électrique : en effet, l'électricité des grands barrages est très rapidement mobilisable car ces installations peuvent fournir de très grosses puissances en moins d'un quart d'heure.

D'autre part, il s'agit d'une énergie renouvelable, qui ne produit ni gaz à effet de serre, ni déchet. Le parc des barrages français permet à notre pays d'éviter 1,5 milliard d'euros d'importation de gaz et de faire l'économie des émissions de gaz à effet de serre correspondantes².

Enfin, elle est produite sur notre territoire, participant donc à notre indépendance énergétique. De plus, s'agissant d'une énergie locale, elle permet à de nombreuses communes rurales de développer des activités économiques et de loisirs, auxquelles s'ajoute le potentiel d'emplois liés à l'activité.

En revanche, les installations hydroélectriques peuvent avoir un effet perturbateur sur le milieu naturel et les écosystèmes. En effet, l'eau des rivières, notamment, donne lieu à de multiples usages : eau potable, eau agricole, eau industrielle, eau « paysage », eau « ludique » avec la pêche et les sports d'eau vive. C'est pourquoi ces installations doivent limiter leur impact sur le milieu, notamment en préservant des passages ou des modes de gestion pour les espèces (poissons migrateurs) et pour les sédiments, et assurer un débit permettant de garantir des conditions nécessaires au développement de la vie en aval de l'installation, ce « débit réservé » devant être égal à au moins un dixième du débit moyen du cours d'eau d'ici 2014.

¹ Source : Syndicat des énergies renouvelables.

² Source : Syndicat des énergies renouvelables.

(3) Une réglementation spécifique selon la puissance de l'installation

On distingue deux régimes, selon la puissance des installations :

- les installations de moins de 4,5 MW : elles appartiennent à des particuliers, des entreprises ou des collectivités, maîtres d'ouvrage, qui les exploitent et revendent l'électricité ainsi produite. Elles nécessitent l'obtention d'une autorisation, délivrée par le préfet pour une durée limitée, et dont les règles d'exploitation sont fonction des enjeux environnementaux (régime d'autorisation) ;

- les installations de plus de 4,5 MW : elles appartiennent à l'État et sont construites et exploitées par un concessionnaire, pour le compte de l'État (régime de concession). Pour les installations entre 4,5 MW et 100 MW, la concession est délivrée par le préfet, alors qu'au-delà de 100 MW, ce sont le Premier ministre et le ministre en charge de l'énergie qui la délivrent. Les premières concessions ont été accordées dans les années 1920, pour des durées de 75 ans, ce qui permettait d'amortir l'investissement de construction. Le renouvellement des concessions donne lieu à des contrats de durée moindre.

Les installations hydroélectriques de moins de 12 MW bénéficient d'un tarif d'achat incitatif, et d'une obligation d'achat par EDF.

(4) L'enjeu du renouvellement des concessions

La France compte près de 400 concessions hydroélectriques qui représentent plus de 95 % du total de la puissance hydroélectrique installée, soit environ 24 GW. Ces concessions ont été, la plupart du temps, attribuées pour une durée de 75 ans, à l'issue de laquelle les biens de la concession font retour à l'État qui peut alors décider de renouveler la concession.

Le « premier paquet » ouvert à la concurrence entre 2012 et 2016 représente près de 5 GW. D'ici 2050, toutes les concessions devront avoir été renouvelées, en mettant en concurrence un nombre important d'exploitants, pour prendre en compte la fin des monopoles et l'ouverture des marchés à la concurrence internationale.

Le renouvellement des concessions sera l'occasion de moderniser et d'optimiser le parc existant : Le choix se fera sur des critères économiques (redevance versée à l'État), énergétiques (mesures proposées par les exploitants en ce qui concerne l'amélioration de l'efficacité énergétique) et environnementaux (mesures proposées par les exploitants concernant la qualité des milieux aquatiques).

b) Un développement récent du fait de la conjonction d'une double impulsion nationale et européenne

Au cours de la présente décennie, la part des énergies renouvelables devrait sensiblement croître au sein du bouquet énergétique français, notamment sous l'effet du **paquet énergie-climat** adopté par l'Union

européenne en 2008, qui fixe aux États membres des **objectifs dits « trois fois vingt » à atteindre d'ici à 2020**.

Ainsi, la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, qui décline une partie de ces objectifs, assigne à la France la cible contraignante, d'une part, **de 23 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute**, en 2020 - à comparer avec une part de 10,3 % en 2005. Il est à noter que cet objectif a été repris dans notre droit national à l'article 2 de la loi dite « Grenelle II » (loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement).

Comme l'a rappelé M. Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables (SER), lors de son audition par votre commission le 14 mars 2012, **la part de ces énergies devra même s'élever à 27 % dans le bouquet de production d'électricité**, ce qui signifie qu'un effort particulier doit être mené en la matière.

Or, par le passé, notre pays ne s'est pas toujours montré exemplaire : il n'a ainsi pas atteint l'objectif communautaire¹, certes non contraignant, de produire ainsi 21 % de son électricité en 2010 (dans la réalité, cette proportion ne s'est élevée qu'à 15 %). Dans les années à venir, il va s'agir de développer particulièrement la production d'origine éolienne et photovoltaïque, le potentiel de progrès de l'hydraulique apparaissant relativement faible.

Afin de remplir ces objectifs, l'État dispose de plusieurs instruments.

c) Des objectifs concrétisés dans une programmation pluriannuelle des investissements

Tout d'abord, le traditionnel exercice de la **programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI)** prend la forme d'un rapport au Parlement établi par le ministère chargé de l'énergie, permet de fixer un cap et des orientations auxquels peuvent se référer l'ensemble des acteurs, qu'ils soient publics ou privés. Le dernier exercice, qui embrasse la période 2009-2020, fait référence à l'objectif national de 23 % de production d'énergie à base d'énergies renouvelables.

Cette PPI retient pour 2020 des objectifs de développement de :

- **25 000 MW d'éolien** répartis entre 19 000 MW à terre et 6 000 MW en mer ;

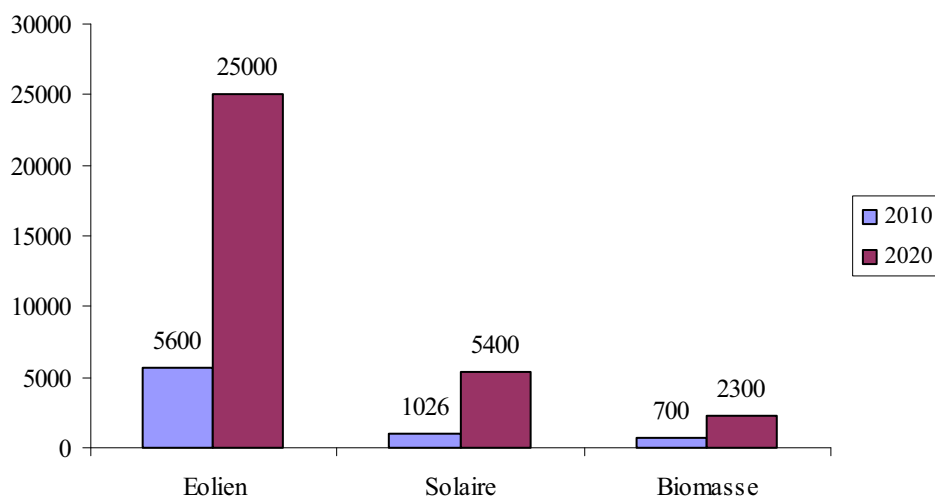
- **5 400 MW de solaire** ;

- **2 300 MW de biomasse** ;

- **3 TWh/an et 3 000 MW de capacité de pointe pour l'hydraulique**.

¹ *Figurant à l'annexe 1 de la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.*

Évolution programmée de la puissance installée d'unités de production d'électricité d'origine renouvelable entre 2010 et 2020



Sources : RTE, PPI 2009-2020

Pour permettre d'atteindre ces objectifs, un plan de développement des énergies renouvelables a été annoncé par M. Jean-Louis Borloo, alors ministre de l'Écologie, de l'énergie, du développement et de l'aménagement durables le 17 novembre 2008. La PPI souligne, notamment, la mise en place de schémas régionaux de l'air, du climat et de l'énergie censés permettre de faire émerger, au niveau des territoires, les potentiels et les voies de développement des énergies renouvelables et la « convention d'engagements pour le développement d'une hydroélectricité durable en cohérence avec la restauration des milieux aquatiques ».

d) Des instruments opérationnels de politique publique

(1) Les appels d'offres

Aux termes de l'article L. 311-10 du code de l'énergie, **lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la PPI**, notamment, ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, **l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres**.

Les critères servant à l'élaboration du cahier des charges de l'appel d'offres sont les mêmes que ceux énumérés à l'article L. 311-5 du même code, relatifs à l'autorisation d'exploiter une installation de production, à savoir :

- la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, des installations et des équipements associés ;
- le choix des sites, l'occupation des sols et l'utilisation du domaine public ;
- l'efficacité énergétique ;

- les capacités techniques, économiques et financières du candidat ou du demandeur ;

- la compatibilité avec les principes et les missions de service public, notamment avec les objectifs de PPI et la protection de l'environnement ;

- le respect de la législation sociale en vigueur.

Les appels d'offres sont ouverts à toute personne exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un État membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre État, et ses modalités sont définies par décret en Conseil d'État.

Cette procédure a récemment été retenue pour créer les capacités d'éolien offshore, projets dont la taille justifie clairement ce mode d'action. Les résultats ont été dévoilés début avril, trois (Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp) des cinq lots attribués à cette date l'ont été à un consortium au sein duquel figurent EDF et Alstom, un quatrième (Saint-Brieuc) l'étant à un autre groupement comprenant Areva et l'espagnol Iberdrola, le cinquième (Le Tréport) ayant été déclaré infructueux.

(2) Les obligations d'achat

D'autre part, sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, **EDF et, le cas échéant, les entreprises locales de distribution (ELD) sont tenus de conclure**, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un **contrat pour l'achat de l'électricité** produite sur le territoire national par, notamment, les installations de **production d'électricité qui utilisent des énergies renouvelables**.

Les modalités de cette obligation d'achat sont définies à la section 1 du chapitre IV du titre I^{er} du livre III du code de l'énergie (articles L. 314-1 à L. 314-13).

Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, pris après avis de la CRE, définit les conditions d'achat, en particulier le tarif. Actuellement, les conditions sont les suivantes pour les deux principales sources d'énergie :

- pour **l'éolien terrestre**, le tarif s'élève à **82 € / MWh**, sur une durée de quinze ans ;

- pour le photovoltaïque, un arrêté du 4 mars 2011 définit une grille de **tarifs par types d'installations ayant vocation à décroître tous les trimestres** en fonction de coefficients définis par la CRE. Une fois le contrat conclu, le tarif en vigueur au moment de la signature s'applique pendant vingt ans. Pour l'heure, **tous ces tarifs restent très supérieurs à ceux de l'éolien terrestre**. À titre d'exemple, depuis le 1^{er} avril 2012, le tarif d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie radiative du soleil pour une installation de moins de 3 kWc intégrée au bâti et située sur un bâtiment à usage principal d'habitation s'élève à 370,60 € / MWh.

Il est à noter que, sous réserve du maintien des contrats en cours, le principe de l'obligation d'achat peut être partiellement ou totalement suspendu par l'autorité administrative, pour une durée qui ne peut excéder dix ans, si cette obligation ne répond plus aux objectifs de la PPI.

e) La croissance exponentielle des capacités

(1) L'évolution récente de la part des énergies renouvelables

En 2011, les productions d'origine éolienne et photovoltaïque ont augmenté de manière significative. Il faut dire que la France partait de loin.

Ainsi, selon RTE, **en termes de puissance installée, l'éolien a progressé de 15 % et le photovoltaïque de 300 % sur la seule année 2011.**

En termes de production, **les éoliennes ont couvert 2,5 % de la consommation nationale annuelle** (et ont produit à hauteur de 21 % de la capacité installée), le photovoltaïque demeurant plus marginal (production à hauteur de 15 % de la capacité installée), RTE soulignant toutefois que, pour la première fois, cette source d'énergie a produit plus de 1 % de la consommation nationale à certains moments du mois de juillet.

(2) Le poids croissant de la CSPE

L'ensemble des charges relatives au développement doit être supporté par le consommateur, au travers de la contribution au service public de l'électricité (**CSPE**), qui figure sur la facture électrique de chacun.

En effet, selon les dispositions de l'article L. 121-6 du code de l'énergie, les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN sont intégralement compensées.

L'article L. 121-7 énumère ces charges, parmi lesquelles se trouvent *« les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions [de l'article] L. 314-1 (relatif à l'obligation d'achat des productions d'origine renouvelable) par rapport aux coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité »*.

À cet égard, divers éléments méritent d'être mis en valeur :

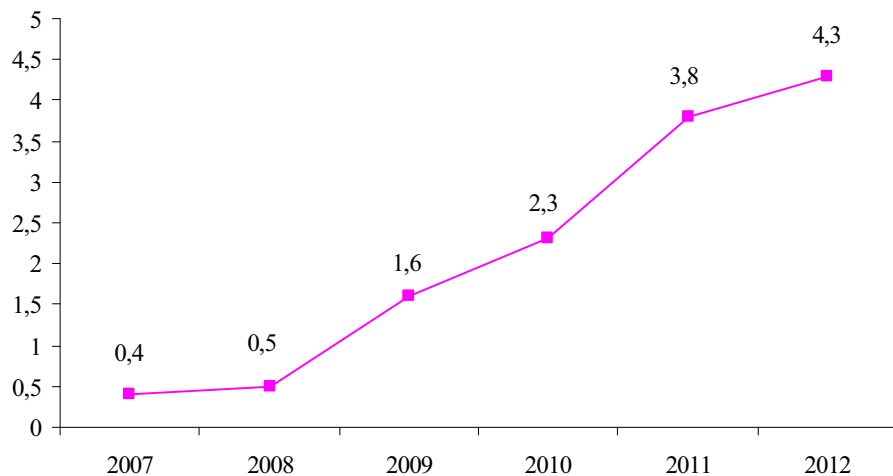
- à ce jour, **le montant de la CSPE acquittée par le consommateur reste modéré**, la loi de finances rectificative pour 2011 en ayant fixé le montant à 9 euros/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à **10,5 euros/MWh jusqu'au 31 décembre 2012** ;

- néanmoins, **ces montants résultent d'un déficit de CSPE qui, contra legem, n'a pas été ajustée au fil des ans** de façon à compenser les charges de service public à l'euro près aux opérateurs sur lesquels elles reposent. En effet, jusqu'en 2010, il revenait au ministre chargé de l'énergie d'arrêter annuellement le montant de la CSPE sur proposition de la CRE. Après plusieurs années de non-revalorisation de la CSPE, un nouveau dispositif a été mis en place par la loi de finances pour 2011. Depuis lors, **si le**

ministre chargé de l'énergie ne prend pas d'arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la CRE entre en vigueur le 1^{er} janvier (dans la limite d'une augmentation de 0,003 euro par kWh par rapport au montant applicable avant cette date).

Le déficit cumulé de CSPE depuis 2007 a évolué comme retracé par le graphique suivant ; il s'établissait à **3,8 milliards d'euros à fin 2011**. En pratique, du fait de dispositions réglementaires prévoyant que les petits distributeurs sont servis en priorité¹, **seul le groupe EDF supporte actuellement ce déficit**, comme son président, M. Henri Proglio, l'a souligné devant votre commission d'enquête.

**Évolution du déficit cumulé de CSPE à la charge d'EDF
(en milliards d'euros)**



Sources : CRE, EDF

Votre rapporteur souligne qu'à ce stade, la part de la CSPE due au soutien de la **production d'électricité à partir d'énergies renouvelables** ne compte que pour **52 % du total des charges de service public**. Sur la facture du consommateur de début 2012, cette fraction de la CSPE ne représente donc que **4,68 € / MWh** ; si la CSPE était à son niveau réel estimé par la CRE, soit **13,7 € / MWh**, ce montant serait de **7,12 /MWh**.

Ce montant apparaît raisonnable, même s'il est appelé à croître dans les années à venir (*cf. infra*), pour ensuite progressivement s'atténuer en fonction de l'évolution des prix du marché.

¹ Article 15 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

II. DES COÛTS ORIENTÉS À LA HAUSSE PAR SUITE DE BESOINS D'INVESTISSEMENTS MASSIFS

Admettre que les Français ont bénéficié ces dernières années pour leur approvisionnement en énergie électrique de l'avantage que constituent des équipements nucléaires largement amortis par suite des efforts considérables consentis après le premier choc pétrolier, ne suffit pas à convaincre de ce que la stratégie qui s'est révélée payante, l'est encore aujourd'hui. Nous vivons sans doute les prémices d'une phase de transition énergétique.

En premier lieu, la poussée de la demande d'électricité pour toute une série d'usages spécifiques, au-delà des besoins nés du chauffage, exige, surtout en période de pointe, des moyens accrus.

Parallèlement, du côté de l'offre, les vicissitudes de la construction de la nouvelle génération de centrales nucléaires, l'importance des investissements à envisager pour une éventuelle prolongation des installations actuelles ainsi que pour réaliser les aménagements de sécurité post-Fukushima sont autant de sujets qui font anticiper une hausse des coûts.

La montée en régime des énergies renouvelables de leur côté ne permet pas d'anticiper une baisse des coûts, à la fois parce que leurs surcoûts doivent être financés par la CSPE et que leurs technologies ne sont pas arrivées à maturation. En outre, le réseau nécessite des investissements conséquents pour sa maintenance, pour le développement des interconnexions, ainsi que pour le raccordement des énergies renouvelables.

Bref, il faudra procéder à des investissements massifs qui ne pourront que peser sur les coûts.

A. DES FACTEURS DE HAUSSE DU CÔTÉ DE LA DEMANDE QUI EXIGENT DES MOYENS DE PRODUCTION ACCRUS

1. La poussée des usages spécifiques

a) Une progression particulièrement préoccupante dans le secteur résidentiel-tertiaire

La consommation finale d'électricité en France continue à croître, mais sur un rythme de moins en moins soutenu. Après avoir crû de 3,8 % par an en moyenne au cours des années 1980, elle a progressé de 2,5 % par an au cours des années 1990 et de 1,2 % par an au cours des années 2000.

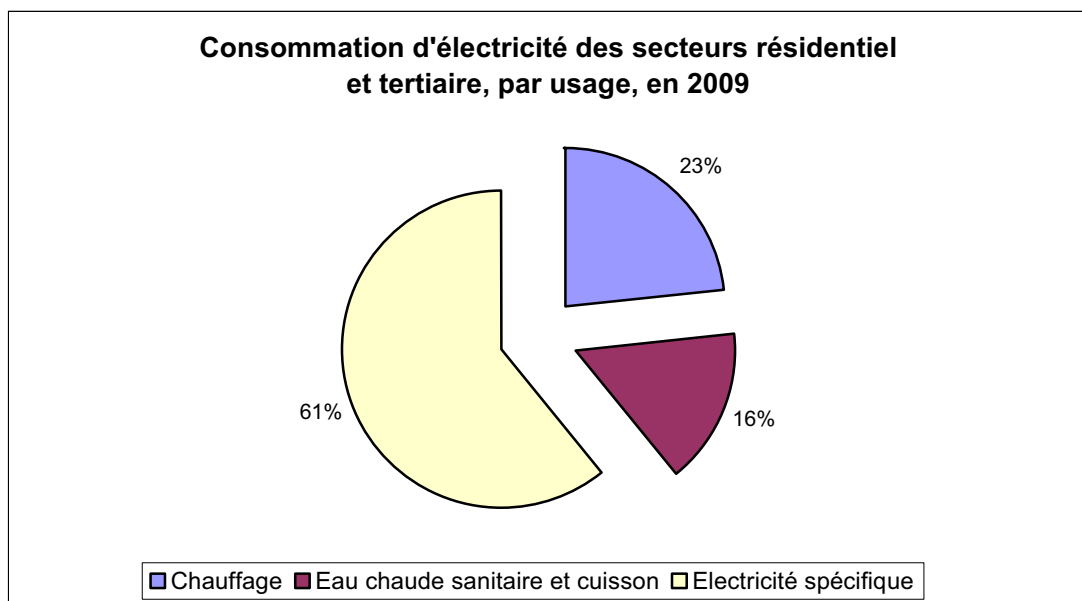
Ce ralentissement de la hausse de la consommation totale cache des tendances très différentes selon le secteur considéré. Quand la consommation finale du secteur industriel augmentait de 5 % entre 1990 et 2010, celle du secteur résidentiel-tertiaire augmentait de plus de 70 %. Au cours des années 2000, ces deux secteurs ont même évolué de façon opposée, avec une diminution de 1,4 % par an en moyenne dans le secteur industriel (- 10,5 %

pour la seule année 2009), contre une augmentation de 2,5 % par an dans le secteur résidentiel-tertiaire.

Fort de ce constat, votre rapporteur s'est particulièrement intéressé à l'évolution de la consommation de ce secteur, dont il faut rappeler qu'avec 300 TWh en 2010, il représente à lui seul plus des deux tiers (68 %) de la consommation finale d'électricité en France, contre 58 % en 1990 et moins de la moitié en 1980.

Certes, cette forte croissance du secteur résidentiel-tertiaire peut s'expliquer par plusieurs facteurs, tels que l'accroissement de la population, la baisse du nombre de personnes par ménage ou le dynamisme du secteur tertiaire. Cependant, plusieurs personnes auditionnées ont souhaité attirer particulièrement l'attention de votre commission sur l'évolution, au sein du secteur résidentiel-tertiaire, de la consommation d'électricité spécifique.

La consommation d'électricité spécifique est la consommation d'électricité dans des usages pour lesquels elle ne pourrait être remplacée par aucune autre source d'énergie, tels l'éclairage, les appareils électrodomestiques ou l'audiovisuel, à l'inverse de ses usages thermiques, pour lesquels il est possible de leur substituer du gaz naturel par exemple.



Source : CEREN (graphique Sénat)

M. Benjamin Dessus, président de Global Chance, a rappelé à votre commission lors de son audition la place prépondérante qu'occupe l'électricité spécifique dans la consommation du secteur résidentiel-tertiaire : « Les applications thermiques, c'est-à-dire le chauffage et l'eau chaude, représentent au total à peine 40 % de la consommation d'électricité » ; « Au contraire, les applications de l'électricité considérées comme spécifiques, par

exemple l'éclairage, la production de froid, les moteurs, les appareils domestiques, les équipements audiovisuels, la télévision ou l'ADSL, représentent 61 % de la consommation. ». Et de conclure : « C'est donc là que se situe le problème. »

Si l'on regarde plus précisément à l'intérieur du secteur résidentiel-tertiaire, on constate que l'électricité spécifique représente environ 50 % de la consommation électrique du secteur résidentiel, et 75 % de celle du secteur tertiaire.

De son côté, M. Jean-Marc Jancovici, ingénieur-conseil, a insisté auprès de votre commission sur l'évolution de cette consommation : *« la consommation d'électricité qui augmente le plus vite aujourd'hui dans les bâtiments n'est pas celle qui est liée au chauffage, mais celle qui sert à faire fonctionner tout le reste : les machines qui montent et qui descendent, qui cuisent, qui refroidissent, qui tournent, qui retransmettent des tas d'images extraordinaires »*.

En effet, la croissance du poste « électricité spécifique » à l'intérieur du secteur résidentiel-tertiaire est particulièrement importante. Entre 1990 et 2009, elle est passée de 100 TWh/an à 168 TWh/an, soit 68 % d'augmentation. Dans le même temps, la consommation de l'ensemble du secteur passait de 177 TWh/an à 276 TWh/an (plus 56 %) : la consommation d'électricité spécifique explique donc à elle seule 69 % de la hausse.

À l'intérieur du secteur résidentiel-tertiaire, la croissance de la consommation d'électricité spécifique est beaucoup plus forte dans le secteur résidentiel (plus 85 % entre 1990 et 2009) que dans le secteur tertiaire (plus 55 %).

Ainsi, toute réflexion sur la maîtrise de la demande d'électricité ou sur la recherche de gisements d'économies d'électricité ne peut être menée sans avoir à l'esprit qu'au sein du secteur le plus consommateur d'électricité et qui connaît la croissance la plus forte - le secteur résidentiel-tertiaire - la consommation qui connaît la plus grande croissance est celle d'électricité spécifique.

b) Un phénomène encore mal quantifié mais dont les causes sont bien identifiées

Une étude détaillée de la consommation d'électricité spécifique du secteur résidentiel-tertiaire est rendue difficile par le peu de données disponibles.

Ainsi, on ne dispose pas d'une décomposition précise, par usage, de cette consommation dans le seul secteur tertiaire, malgré l'existence d'études

précises menées sur des cas spécifiques, comme sur l'éclairage d'un ensemble de bureaux¹.

On pourra retenir l'évaluation qu'en a faite l'association Global Chance, dans son cahier de janvier 2010, sans disposer pour autant d'éléments de comparaison antérieurs, et donc sans pouvoir étudier l'évolution des différents postes de consommation. Selon l'association, la consommation d'électricité spécifique se répartit ainsi : 30 % pour les équipements de bureau, 30 % pour l'éclairage public, 13 % pour la climatisation, 9 % pour le froid et 19 % au titre d'autres consommations (ascenseurs, lavage, usages spécifiques à l'artisanat). Global Chance souligne que le poste climatisation connaît une croissance très rapide depuis une dizaine d'années.

La consommation des centres de données

Un centre de données est une installation regroupant des serveurs et leurs équipements liés – onduleurs, stockage, matériel réseau – ainsi que les équipements permettant leur refroidissement, qui représentent une part importante de la consommation totale : pour 1 kW consommé par un serveur, il faut consommer au moins 1 autre kW pour dissiper la chaleur².

Le développement d'Internet a conduit à la multiplication de ces centres de données et leur nombre ne cesse de se multiplier. Le *Data center knowledge* estimait ainsi en 2011 que Google possédait 900 000 serveurs, contre 450 000 en 2006. Cette tendance à la hausse ne pourra que se confirmer avec l'essor du « *cloud computing* » - l'informatique dans le nuage -, qui consiste à déporter sur des serveurs des informations ou des traitements informatiques traditionnellement localisés sur le poste de l'utilisateur. L'association Greenpeace estimait récemment³ que la quantité de données numériques circulant sur Internet devrait être multipliée par 50 entre 2012 et 2020.

En 2007, un rapport au Congrès américain⁴ évaluait que la consommation des centres de données informatiques représentait 1,5 % de la consommation globale du pays en 2006, c'est-à-dire l'équivalent de la consommation de l'industrie automobile, aéronautique et navale cumulées. Il s'inquiétait également que les besoins en électricité de ces centres de données aient plus que doublé entre 2000 et 2005. Plus récemment, M. Jonathan G. Koomey, professeur à Stanford, estimait⁵ que cette croissance avait ralenti entre 2005 et 2010, la consommation électrique des serveurs aux États-Unis ayant progressé de 36 % entre ces deux dates ; celle-ci représente tout de même entre 1,7 et 2,2 % de la consommation électrique américaine.

¹ « Enquêtes de terrain dans 50 bâtiments de bureaux : technologies de l'information - éclairage », rapport final, ENERTECH, janvier 2004.

² Rapport « Développement éco-responsable et TIC (DETIC) » remis par Michel Petit à Mme Christine Lagarde, ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi en septembre 2009.

³ « How clean is your cloud ? », avril 2012.

⁴ United States (U.S.) Environmental Protection Agency, « Report to Congress on Server and Data Center Energy Efficiency Public Law 109-431 », août 2007.

⁵ « Growth in data center electricity use 2005 to 2010 », Jonathan J. Koomey, août 2011.

En France, le rapport Breuil¹, réalisé pour le ministère de l'Environnement, indiquait une consommation du parc de serveurs (y compris la climatisation) de 4 TWh pour 2008, soit près de 1 % de la consommation électrique. Contactée par votre rapporteur, l'ADEME lui a indiqué qu'on se situerait aujourd'hui plutôt autour de 8 TWh.

À l'échelon européen, la Commission européenne a lancé un code de bonne conduite sur l'efficacité énergétique des centres de données et estimé que les 7 millions de serveurs installés en Europe consommeraient 40 TWh par an.

Du côté de la consommation d'électricité spécifique dans le secteur résidentiel, c'est-à-dire chez les ménages, il existe des données permettant d'appréhender au niveau le plus fin cette consommation.

Une première campagne de mesures sur la consommation électrodomestique des ménages a eu lieu en Suède en 1992. En France, la première grande campagne – la campagne CIEL – a eu lieu en 1994, à l'initiative d'EDF et de l'ADEME, avec le soutien de la Commission européenne. Un peu plus de dix ans plus tard, une nouvelle campagne de mesures a été lancée - le projet REMODECE -, toujours financé par EDF, l'ADEME et la Commission européenne.

La comparaison de ces deux études, datant de 1995 et de 2007, ainsi que les études complémentaires menées par les cabinets ICE et Enertech², permettent donc d'avoir une vision dynamique de la consommation d'électricité spécifique des ménages et de voir se dessiner certaines tendances et certains comportements.

- (1) Des postes pour lesquels la consommation diminue globalement de façon significative : les appareils électroménagers et l'éclairage

Les postes « froid alimentaire » (réfrigérateur et congélateur) et « lavage » (lave-linge et lave-vaisselle) ont un impact important sur la consommation globale des ménages, du fait du poids de leur consommation - ils représentent environ un tiers de la consommation moyenne d'un logement hors usages thermiques – et d'un taux d'équipement très élevé - 100 % des foyers ont un réfrigérateur, 50 % un congélateur, 95 % un lave-linge et 53 % un lave-vaisselle.

- (a) Une amélioration sensible des performances des équipements

On peut se réjouir qu'entre 1995 et 2007, des progrès importants aient été accomplis : les performances intrinsèques de ces équipements se sont

¹ Rapport « TIC et développement durable », Henri Breuil, Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire.

² Connaissance et maîtrise des usages spécifiques de l'électricité dans le secteur résidentiel, Olivier Sidler, Enertech, avril 2009.

fortement améliorées et les parcs d'appareils ont connu un basculement plus ou moins rapide vers les classes les plus performantes. C'est ainsi qu'en 2007, 20 % des ventes de réfrigérateurs se sont faites en classe A+ et A++, 72 % en classe A, 8 % en classe B mais aucune en classe C. Au final, sur la période, la consommation moyenne annuelle du parc a diminué de près de 40 % pour le poste froid alimentaire, de 28 % pour les lave-linge, et de 3 % pour les lave-vaisselle.

Le basculement, plus ou moins rapide, du parc vers les classes plus performantes peut être mis en lien avec l'adoption de la directive cadre n° 92/75/CEE du 22 septembre 1992 – transposée en droit français en 1994 – imposant un étiquetage énergétique de certains appareils électroménagers. C'est ainsi que l'on constate, dès la deuxième moitié des années 1990, une diminution de la consommation du poste « froid alimentaire », premier poste impacté par l'obligation d'étiquetage. La Directive 96/57/EC du Parlement européen et du Conseil est allée plus loin en introduisant un seuil minimum de rendement énergétique pour les réfrigérateurs et congélateurs ménagers, les appareils des catégories G, F, E et parfois D, ne pouvant plus être mis en vente.

(b) Un impact parfois atténué par un important « effet rebond »

Il faut cependant souligner que les résultats obtenus ont été bien inférieurs à ce qui aurait été possible, du fait d'un « effet rebond » significatif. Celui-ci survient lorsque l'utilisateur d'un équipement, dont l'efficacité énergétique a été améliorée, modifie son comportement en augmentant le service demandé, ce qui se traduit par une augmentation de la consommation d'électricité, qui vient réduire voire annuler les économies réalisées.

Ainsi, alors que la consommation par cycle chaud sur un lave-vaisselle diminuait de 23 % entre 1999 et 2007, le nombre hebdomadaire de cycles augmentait de 32 %. La diminution réelle de la consommation n'a donc été que de 3 %. De même, la consommation moyenne des réfrigérateurs-congélateurs a diminué de 36 %, mais, dans le même temps, le volume des compartiments réfrigérateur et congélateur augmentait respectivement de 13 % et 24 %.

Concernant l'éclairage, qui représente 13 % de la consommation électrique moyenne d'un logement (hors usage thermique), Enertech estime qu'entre 1995 et 2003 elle a diminué de 22 %. Ce résultat peut sans doute, dans ce cas, aussi être lié à la réglementation, qui a prévu entre 2009 et 2012 la disparition progressive des ampoules à incandescence. Dès 2009, celles de 100 W disparaissaient des rayons, puis celles de 75 W en 2010 et enfin celles de 60 W en 2011.

Ces ampoules sont remplacées par des ampoules basse consommation, qui ont une durée de vie 8 à 10 fois supérieure tout en consommant 4 à 5 fois moins d'énergie. Le taux d'équipement des ménages en

ampoules basse consommation est encore bas – environ 10 % – ce qui laisse une marge de progression importante.

(2) L'explosion du poste « audiovisuel »

Le poste « audiovisuel », qui représente en 2010 environ 20 % de la consommation électrique des ménages hors usages thermiques, a sensiblement évolué entre 1995 (étude CIEL) et 2007 (étude REMODECE).

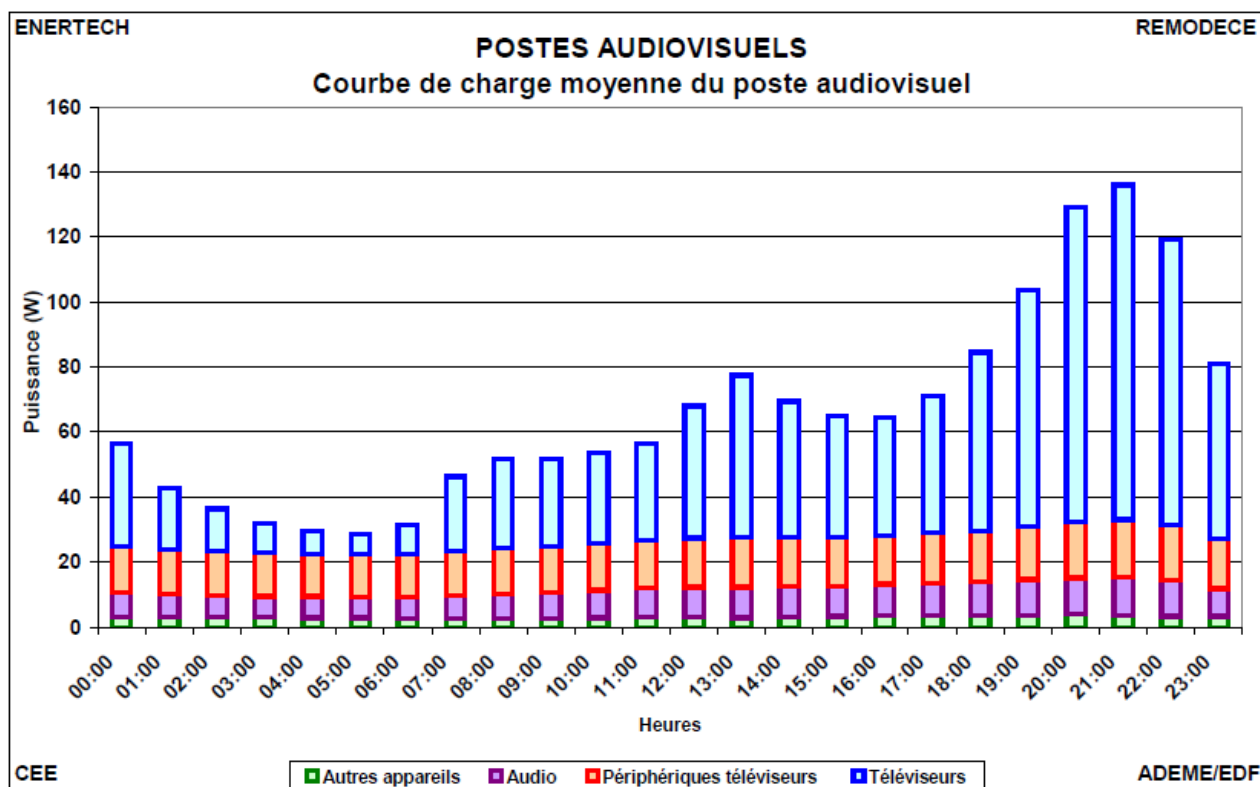
Tout d'abord, le parc de télévisions a connu une évolution technologique significative, avec l'arrivée des écrans plats - essentiellement LCD et plasma - totalement absents en 1995. En 2012, le groupe Gfk estime que 77 % des foyers français sont équipés d'un écran plat. Ce changement de technologie s'est accompagné d'une augmentation de la taille des diagonales : en moyenne, Enertech a observé lors de son étude qu'un téléviseur principal à tube cathodique (CRT) faisait 70 cm de diagonale, contre 79 cm pour un écran à cristaux liquides LCD et 109 cm pour un écran plasma.

On trouve donc un premier facteur de croissance de la consommation électrique dans l'augmentation de la diagonale des écrans. À cela s'ajoute le fait que les technologies LCD et plasma sont plus consommatrices par cm² que la technologie CRT : plus 16 % pour les LCD et plus 37 % pour le plasma. Enfin, un troisième facteur, indépendant des équipements, est venu s'ajouter aux précédents : une hausse de 15 % de la durée d'utilisation.

S'ajoutent aux téléviseurs, de nombreux périphériques audiovisuels, parmi lesquels on peut retenir que les lecteurs de DVD consomment deux fois moins que les magnétoscopes actuels, qui consomment eux-mêmes trois fois moins qu'en 1990. En revanche, du côté des consoles de jeu, on remarque que la nouvelle génération consomme de l'ordre de 8 fois plus que la génération précédente.

Au final, Enertech constate une véritable explosion de la consommation électrique du poste audiovisuel, en progression de 78 % sur dix ans, notamment du fait des téléviseurs qui ont multiplié par 2,2 leur consommation.

On retiendra également que le poste « audiovisuel » participe à l'augmentation de la puissance appelée en pointe (*cf. infra*), notamment le soir, comme le montre la courbe de charge ci-dessous, qui présente un appel de puissance important en milieu et fin de journée.



(3) L'apparition de la bureautique domestique

L'apparition d'un poste « informatique » dans la consommation électrique des ménages est une des grandes nouveautés de ces dix dernières années, et son développement est extrêmement rapide : en 1996, moins de 15 % des ménages, en France métropolitaine, étaient équipés d'un micro-ordinateur, contre 45 % en 2004 et 67 % en 2009.

Faute de mesure lors de la campagne CIEL de 1995, on ne peut étudier l'évolution de cette consommation chez les ménages. Néanmoins, à partir d'une comparaison avec une campagne menée dans le secteur tertiaire, Enertech estime que la puissance électrique appelée par les unités centrales des ordinateurs a augmenté de 74 % en à peine 4 ans. D'autre part, l'informatique a connu, comme le poste audiovisuel, un équipement massif en écrans plats – 30 % seulement des écrans de l'échantillon Enertech étaient des écrans CRT – et une augmentation de la taille de leur diagonale.

Les ordinateurs portables se distinguent par leur faible consommation, au regard des ordinateurs fixes. Ainsi, dans l'étude d'Enertech, les portables principaux consommaient 5,6 fois moins que les ordinateurs fixes et leur écran¹. Cette moindre consommation est, sans doute, à lier à la nécessité d'optimiser la consommation des portables, pour améliorer leur autonomie.

¹ Il s'agit d'une comparaison de la moyenne observée dans l'échantillon, et non d'une consommation à puissance informatique équivalente.

Au total, le poste informatique, qui comprend également de nombreux périphériques tels que les « box » Internet ou les imprimantes, représente aujourd'hui 7 % de la consommation électrique d'un ménage, hors usages thermiques.

On pourra enfin ajouter que d'autres usages, non pris en compte dans les campagnes de mesures, sont en train de se développer, et notamment l'utilisation de *smartphones*, qui nécessitent de fréquentes recharges.

Tout en se réjouissant du développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication, votre commission s'inquiète de voir progresser aussi vite la consommation électrique spécifique des ménages et considère indispensable une évolution de la réglementation dans ce domaine (cf. *infra*).

2. Le problème très français de la « pointe électrique »

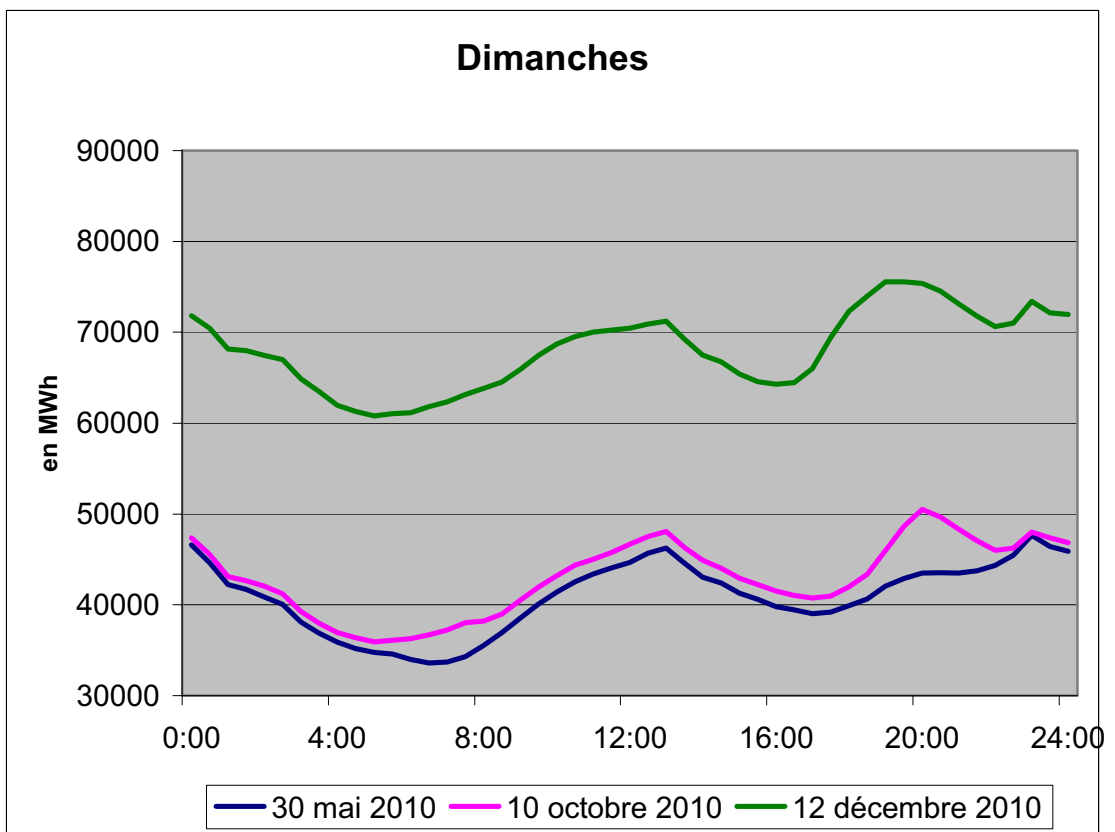
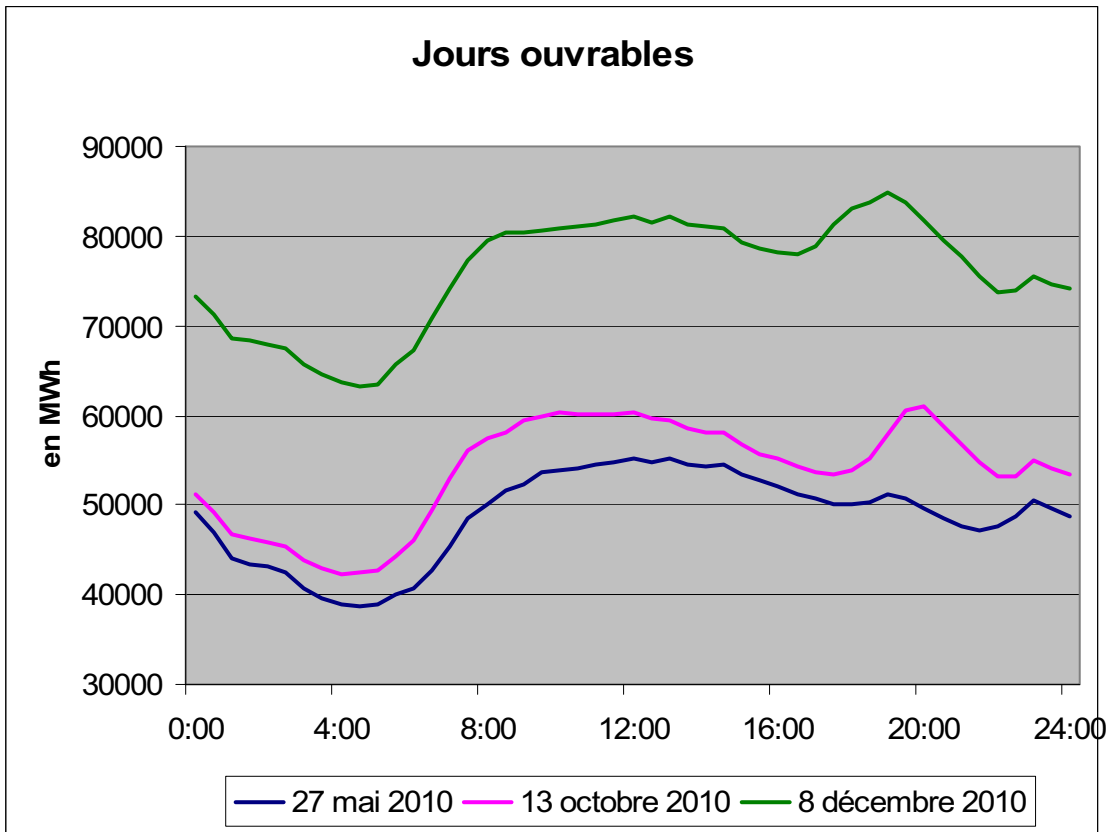
a) Qu'est-ce que la « pointe électrique » ?

Par définition, la pointe de consommation d'électricité est la consommation la plus élevée observée sur une zone au cours d'une période donnée.

En matière électrique, on observe une fluctuation importante de la consommation au cours du temps, en fonction des besoins des utilisateurs, qui sont largement dictés par l'alternance jour/nuit, par le rythme des saisons, ainsi que par le rythme des activités domestiques et économiques et par les comportements des ménages.

(1) Des cycles horaires infra-journaliers très saisonnalisés

Les deux graphiques ci-dessous permettent de visualiser la variation de la consommation d'électricité en France au cours de trois journées types, représentatives de chaque période de l'année : les jeudi 27 et dimanche 30 mai pour l'été, les mercredi 13 et dimanche 10 octobre pour les saisons intermédiaires et les mercredi 8 et dimanche 12 décembre pour l'hiver. Le premier graphique correspond aux trois jours ouvrables, le second aux trois dimanches.



Source : Données RTE (graphique Sénat)

Ces deux graphiques permettent, tout d'abord, de constater une évolution importante de la consommation à l'intérieur d'une même journée.

Les jours ouvrables, la consommation augmente rapidement en début de matinée (entre 6 et 8 heures), du fait de la concentration du redémarrage des activités domestiques et économiques. Elle continue à augmenter jusqu'à atteindre un premier pic vers midi, puis décroît lentement jusqu'au jour suivant, ce mouvement de baisse étant interrompu par un premier pic autour de 19 heures, heure à laquelle se superposent les activités tertiaires finissantes, le pic d'activité des transports en commun et la reprise des activités domestiques, puis par un second pic autour de 23 heures, correspondant au déclenchement des usages asservis au tarif heures creuses. Comme l'expliquait à votre commission M. Dominique Maillard, président du directoire de RTE : « *en l'espace d'une heure, entre 18 heures 30 et 19 heures 30, la consommation peut varier de 2 000 mégawatts à 3 000 mégawatts, simplement par un effet de concentration des usages* ».

Les jours non ouvrés, la montée en puissance du matin est plus tardive et plus lente, tandis que le creux de l'après-midi est plus marqué, du fait d'une activité économique moins importante, les établissements industriels étant la plupart du temps fermés en fin de semaine et les commerces le dimanche. Les pointes de 19 heures et 23 heures, en revanche, demeurent, dans la mesure où elles sont liées aux activités domestiques.

(2) Les autres facteurs : aléas climatiques et spécificités locales

À ces éléments s'ajoutent des aléas plus difficilement prévisibles, comme la nébulosité. M. Dominique Maillard expliquait à votre commission qu'un « *nuage sur Paris, c'est quelquefois 500 mégawatts de plus en éclairage* ».

Les différentes dates choisies permettent également d'illustrer les variations saisonnières. Certains usages saisonniers viennent s'ajouter aux usages annuels mentionnés ci-dessus. Il s'agit notamment de l'éclairage, dont il est fait usage de façon plus importante en automne et en hiver et qui contribue à la montée en puissance du matin et à la pointe de 19 heures. Il s'agit également du chauffage électrique, dont l'appel en puissance est naturellement fortement corrélé aux fluctuations des températures. En revanche, la France ne connaît pas - ou du moins pas encore - de pointe d'été du fait de la climatisation, contrairement à ce qui a pu être observé dans certains états du sud des États-Unis.

Il est important de garder à l'esprit ces deux aspects – variations *intra* journalières et saisonnières – quand on veut agir sur la pointe de consommation électrique, car des mesures prises pour réduire une de ces composantes n'a pas forcément d'effet sur l'autre.

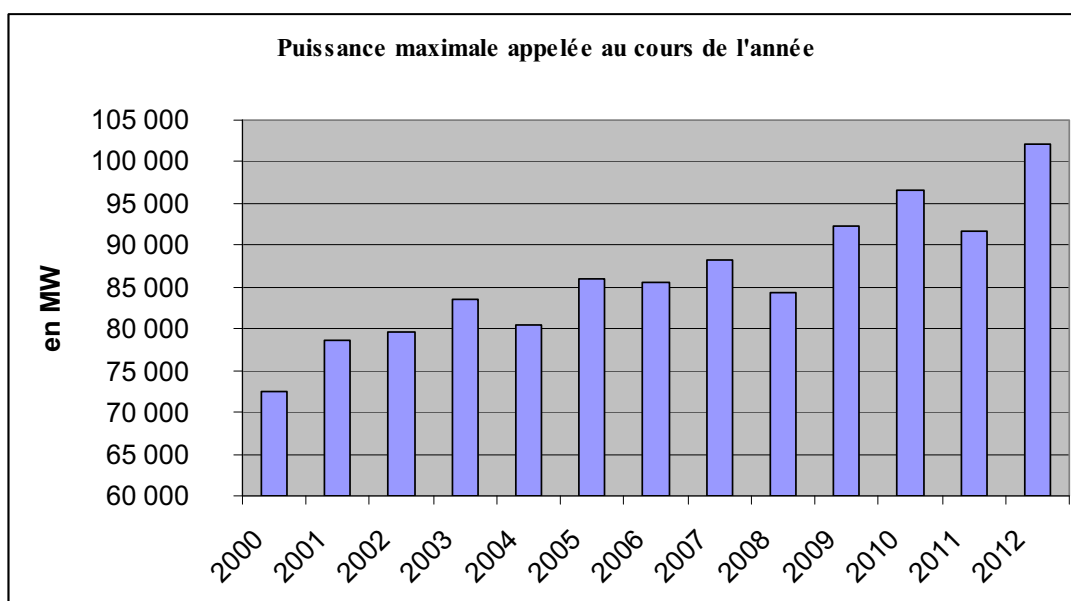
Enfin, il est à souligner qu'au cours de son audition devant votre commission, Mme Michèle Bellon, présidente du directoire d'ERDF, a élargi la notion de pointe à la problématique de la pointe locale : « *les demandes de*

consommation et les productions sont réparties sur tout le territoire, ce qui conduit à chaque niveau du réseau, aussi bien pour les 2 200 postes sources qui sont les interfaces avec le réseau de transport, que pour nos 750 000 postes de transformation moyenne et basse tension, à des pointes spécifiques et différenciées découlant de la diversité des usages des clients raccordés. Selon que vous vivez dans une région industrielle ou balnéaire, une station de sports d'hiver ou une zone très irriguée, les pointes ne sont pas concomitantes. ». Et de conclure : « Toute approche en la matière doit donc intégrer la complexité entre l'échelon national et l'échelon local ».

b) La croissance préoccupante de la pointe électrique française

Au cours de ses auditions, votre commission s'est vue maintes fois alertée sur la progression très rapide de la pointe de consommation électrique en France.

Le graphique ci-contre permet d'apprécier cette évolution de la puissance maximale appelée au cours de l'année, de 2000 à 2012¹.



Source : RTE (graphique Sénat)

On constate une croissance quasiment ininterrompue, la pointe maximale étant passée de 72 389 MW en 2000 à 102 098 MW en 2012, soit une augmentation de 40 % en 12 ans (plus 25 % en 10 ans).

Si l'on regarde les 50 records de puissance appelée sur cette même période, on observe une concentration sur les quatre dernières années, qui traduit une banalisation des niveaux de consommation auparavant exceptionnels : 9 de ces records ont eu lieu en 2009, 21 en 2010, 5 en 2011 et

¹ Pour l'année 2012, seuls les mois de janvier, février et mars ont pu être pris en compte.

15 au cours des trois premiers mois de 2012. De même, le record de 2000 a été dépassé 78 fois au cours de l'année 2011 et 116 fois au cours de l'année 2010.

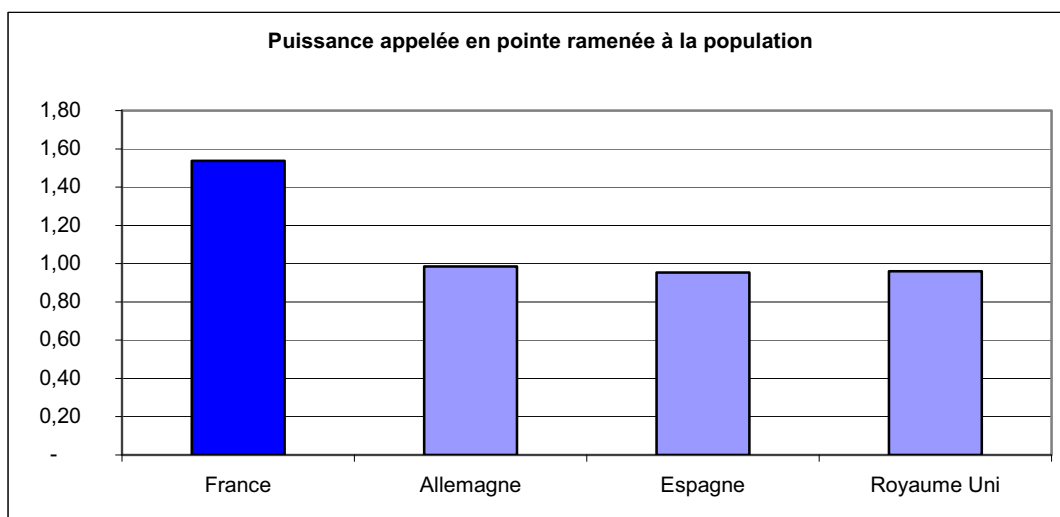
Cette importance de la pointe est une particularité française. M. Pierre Radanne, expert des questions énergétiques et écologiques, expliquait ainsi lors de son audition : « *Au moment de la vague de froid qu'a subie notre pays, j'ai contacté Réseau de transport d'électricité, RTE, pour connaître la part de la France dans la pointe de consommation d'électricité de l'Europe des Vingt-Huit. Cette quotité correspond à la moitié.* »

La pointe électrique en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni

Le problème de la gestion de la pointe de demande d'électricité se pose évidemment aussi à nos voisins européens, mais avec moins d'acuité qu'en France.

En effet, on constate tout d'abord que la pointe de nos voisins est « moins pointue » : 100 GW en France pour 65 millions d'habitants, contre 81 GW en Allemagne pour 82 millions d'habitants, 44 GW en Espagne pour 46 millions d'habitants et 60 GW au Royaume-Uni pour 62 millions d'habitants.

Si l'on ramène cette puissance appelée en pointe à la population – ce qui ne tient pas compte des différences de consommation industrielle ou tertiaire –, on constate que l'Allemagne, l'Espagne et le Royaume-Uni ont un niveau assez proche, autour de 1 kW par habitant. De son côté, la France atteint plus de 1,5 kW par habitant.

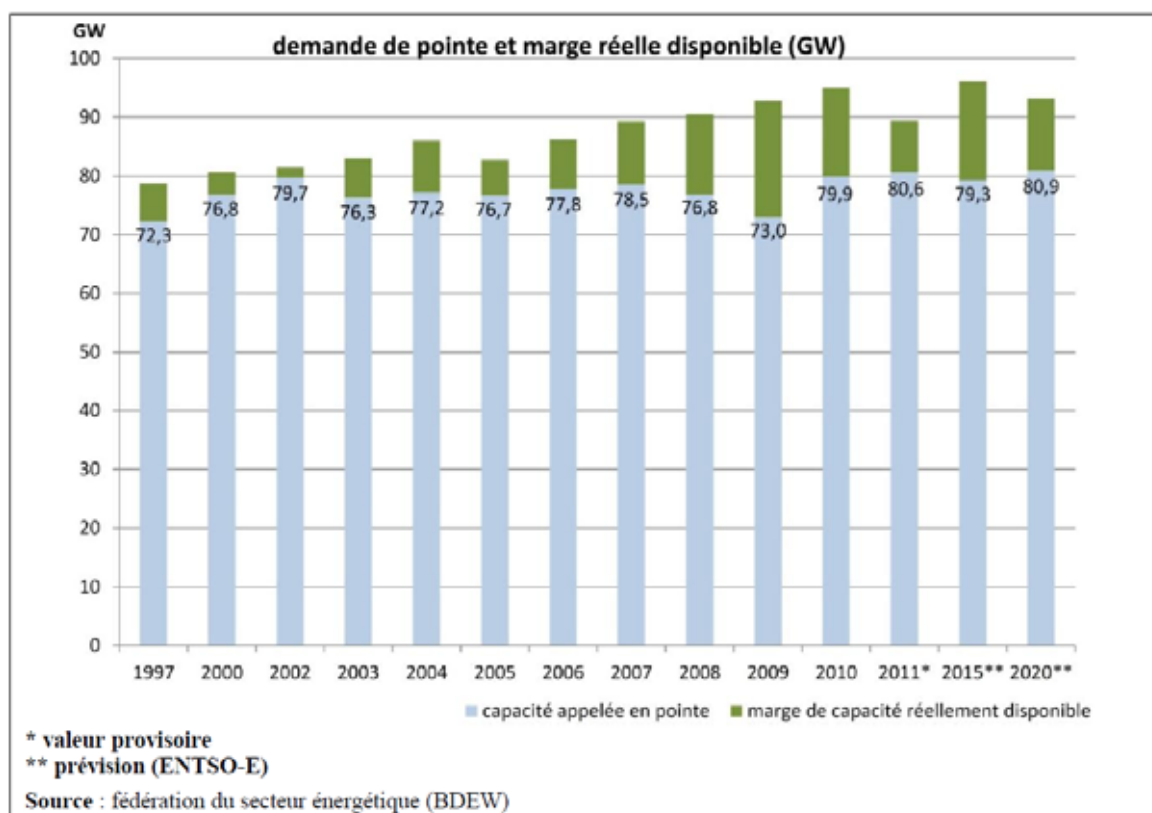


Source : DG Trésor et Eurostat, graphique Sénat

D'autre part, on constate également que la progression de la pointe est moins forte chez nos voisins. Ainsi, la pointe de consommation en Allemagne et au Royaume-Uni a crû dans ces deux pays de 5 % environ entre 2000 et 2012, contre 40 % en France.

Le graphique ci-après illustre l'évolution de la demande de pointe en Allemagne ; il montre notamment qu'il est prévu que celle-ci soit pratiquement au même niveau en 2020 par rapport à aujourd'hui.

Demande de pointe et marge réelle disponible en Allemagne



Ces différences peuvent notamment s'expliquer par la moindre diffusion du chauffage électrique : en Allemagne l'électricité représente 5 % de la consommation d'énergie de chauffage, soit 3 Mtep, et 20 % de la consommation d'eau chaude sanitaire, soit 1,3 Mtep.

(1) Une conséquence de l'importance du chauffage électrique mais aussi de la diffusion des usages spécifiques

La cause de cette importance de la pointe de consommation électrique française est notamment à chercher dans le développement du chauffage électrique, du moins pour sa composante saisonnière. Comme le rappelait devant votre commission Mme Sophia Majnoni d'Intignano, chargée des questions nucléaires pour Greenpeace France, ce mode de chauffage est aujourd'hui présent « dans 30 % des logements français et dans 60 % des logements neufs ».

Plus précisément, M. Maillard expliquait devant votre commission : « Notre pays a connu un développement important des usages thermiques de l'électricité – du chauffage électrique –, notamment pour la consommation domestique. Cela entraîne une forte sensibilité de la consommation d'électricité à la température. À l'heure actuelle, on considère que cette

sensibilité est de 2 300 mégawatts par degré en moins : 10° C de moins que la température normale saisonnière, cela représente 23 000 mégawatts de plus de consommation, avant mesures d'effacement et d'incitation. »

Si l'on se réfère aux chiffres de RTE, la part thermosensible de la consommation a représenté, en moyenne, 40 % de la consommation lors de la vague de froid de février 2012. La thermosensibilité de la France constitue à elle seule quasiment la moitié de celle des autres pays européens. Elle est de 5 000 MW/°C au niveau européen, et donc de 2 300 MW/°C en France, contre 600 MW/°C en Grande-Bretagne, 500 MW/°C en Allemagne et 300 MW/°C en Italie. La moindre sensibilité électrique de nos voisins se traduit, en revanche, par une pointe sur la consommation en gaz, qui peut se traduire par des tensions d'approvisionnement, comme le rappelait M. Maillard : « *Leur consommation de gaz présente une forte sensibilité à la température. Vous vous souvenez peut-être, d'ailleurs, que durant la première quinzaine du mois de février, lors de la vague de froid, Gazprom s'était estimé dans l'incapacité d'assurer la fourniture de gaz à l'Union européenne. »*

Concernant la variation de la consommation au sein d'une même journée, on rappellera à nouveau le rôle de l'éclairage et le développement des usages audiovisuels et informatiques dans les ménages, dont la courbe de charge se concentre autour du déjeuner et surtout de 19 heures à 22 heures.

La pointe du 8 février 2012

La vague de froid exceptionnelle qu'a connue la France du 1^{er} au 13 février 2012 se situe parmi les trois plus importantes des trente dernières années, et parmi les cinq depuis 1947. Les températures moyennes journalières brutes ont alors été d'environ -4° C.

La pointe de consommation observée s'est située à 102,1 GW, dépassant pour la première fois le seuil symbolique des 100 GW. Sur les trois jours les plus froids, la consommation a été supérieure, pendant 18 heures, à la pointe de 2010, notamment autour de 19 heures, mais également sur la plage horaire comprise entre 8 heures et 14 heures.

Le parc nucléaire a assuré près de 60 GW en bande, couvrant ainsi entre 58 % et 70 % de la demande. Les ENR hors hydraulique ont produit entre 2,5 et 4,5 MW, couvrant entre 2 % et 5 % de la demande. La production fossile a couvert entre 15 et 20 % de la demande et la production hydraulique, y compris les stations de pompage, entre 6,5 et 14 MW.

Les importations ont permis de satisfaire la demande restante : entre 3,5 et 7,5 MW, majoritairement importés d'Allemagne. Compte tenu de la faiblesse de la production éolienne allemande pendant cette période et dans le contexte de l'arrêt des réacteurs, les moyens de production fossiles ont été fortement sollicités pour réaliser ces exports vers la France.

(2) L'impact contrasté des nouveaux modes de consommation sur la pointe

En ce qui concerne les prévisions d'évolution de la pointe électrique, on peut se réjouir que la disparition progressive des ampoules à incandescence ait déjà permis de diminuer l'appel de puissance de l'éclairage et estimer que cette baisse se poursuivra. Dans l'édition 2011 de son « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France », RTE chiffre à 2,2 GW cette réduction de la pointe à l'horizon 2030 dans son scénario référence.

Le développement attendu des pompes à chaleur et la croissance de la part du chauffage électrique contribueront à augmenter la demande. Le développement du véhicule électrique pourrait poser un problème au réseau en l'absence de tout signal tarifaire, ce qui pourrait conduire les utilisateurs à recharger leur véhicule le matin en arrivant sur leur lieu de travail puis le soir en rentrant chez eux. RTE retient cependant l'hypothèse d'une incitation tarifaire, grâce à laquelle 40 % du million de véhicules électriques qu'elle prévoit en 2020 seraient rechargés en heures creuses.

Enfin, le développement des chauffe-eau solaires pourrait, paradoxalement, augmenter la demande de pointe, dans la mesure où le réseau électrique sera sollicité dans les périodes où ils ne pourront pas fonctionner suffisamment, c'est-à-dire en hiver notamment.

Au final, dans son scénario « référence », RTE prévoit une pointe à une chance sur dix – c'est-à-dire qui a une chance sur 10 d'être dépassée au moins 1 heure dans l'hiver, ou autrement dit qui survient dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans – de 103,6 GW en 2015, 107,3 GW en 2020 et 113,2 GW en 2030 (préalablement à toute mesure d'effacement).

c) Les problèmes posés par une pointe « extrêmement pointue »

Le fait d'avoir « une pointe extrêmement pointue », pour reprendre les termes employés devant votre commission par M. Pierre Bivas, président de Voltalis, est une source d'inefficience et d'effets externes négatifs.

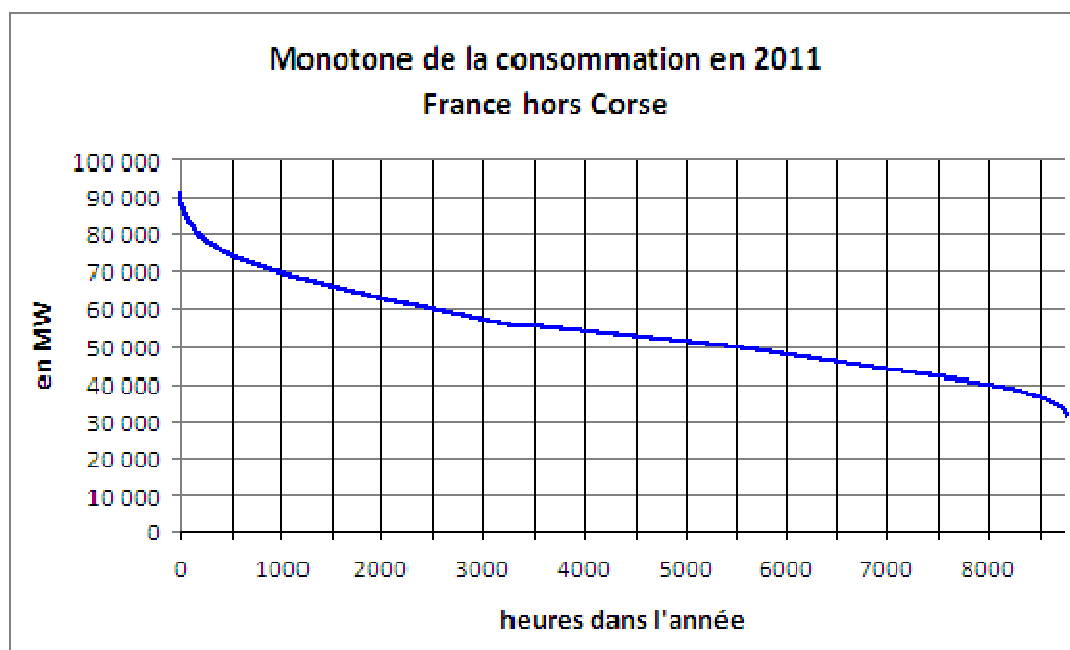
(1) Une source importante d'émission de CO₂

Le système de production français s'inscrit dans une logique de stratification : en deçà d'une demande minimale, la base, seules les centrales nucléaires, les installations d'hydraulique au fil de l'eau et certaines centrales thermiques à charbon fonctionnent. Au-delà, on fait appel à la production hydraulique de pointe, c'est-à-dire avec un réservoir, puis à la production thermique, notamment à base de gaz naturel, et enfin aux centrales au fioul.

Il en résulte une forte variation horo-saisonnière du contenu carbone d'un kilowatt-heure électrique livré sur le réseau, selon qu'il a été produit à partir d'une centrale nucléaire ou d'une éolienne, ou d'une centrale thermique à charbon.

Dans une étude de 2005¹, l'ADEME et EDF s'étaient intéressés au contenu moyen en CO₂ par usage sur la base de l'historique : elle aboutissait à un résultat de 40 g/kWh pour les usages de base, 60 g/kWh pour les usages intermittents, 100 g/kWh pour l'éclairage et 180 g/kWh pour le chauffage électrique. Le bilan carbone du mix électrique français est donc beaucoup plus chargé en période de pointe.

- (2) Un facteur de surdimensionnement des moyens de production et de non-rentabilité des installations marginales



Source : RTE (graphique Sénat)

Le graphique ci-dessus représente le monotone de consommation électrique, au cours de l'année 2011 : la courbe représente la puissance appelée pour chacune des 8 760 heures de l'année, chaque heure étant classée par ordre décroissant. Elle permet d'illustrer la variation de la consommation au cours d'une année et de déterminer la durée pendant laquelle une puissance donnée a été appelée. Par exemple, on observe qu'en 2011, la puissance appelée a été supérieure à 50 GW pendant 5 000 heures.

Plus précisément, on observe que la puissance maximale appelée varie entre un maximum de 91,8 GW et un minimum de 31,3 GW. Dans le détail, la puissance appelée a été supérieure à 40 GW 90 % du temps, supérieure à 50 GW un peu plus de 60 % du temps, supérieure à 60 GW 30 % du temps, supérieure à 70 GW un peu plus de 10 % du temps, supérieure à 80 GW 2 % du temps et même supérieure à 85 GW 0,7 % du temps, soit 62,5 heures dans l'année. Les 17 derniers GW sont appelés moins de 500 heures par an.

¹ « Note de cadrage sur le contenu CO₂ du kWh par usage en France ».

Or, comme le rappelait devant votre commission M. Bivas, « *c'est la pointe qui dimensionne l'ensemble de l'infrastructure : c'est en fonction de cette pointe qu'on détermine le nombre de centrales et de réseaux à construire* ». Cette conséquence, du fait que l'électricité ne se stocke que très difficilement, interroge sur l'efficacité économique de l'investissement dans des capacités de production et dans une capacité d'acheminement qui ne fonctionnent que quelques heures par an. Elle pose en tout cas concrètement la question de la viabilité financière de ces installations, largement sous-utilisées.

Celles-ci bénéficient certes d'un prix du mégawatt-heure beaucoup plus élevé au cours des périodes de pointe que lors du reste de l'année. Lors de son audition M. Maillard rappelait à votre commission que « *le prix moyen de production est à peu près de 50 euros, mais que le prix de l'électricité peut varier entre moins 200 euros et plus 3 000 euros.* » Le 9 février dernier, les prix horaires ont tourné autour de 1 000 €/MWh pendant plusieurs heures le matin, atteignant même 1 938,5 €/MWh à 10h.

Mais cette rémunération plus élevée ne suffit pas à elle seule à rentabiliser des installations pourtant indispensables. M. Fabien Choné, directeur général de Direct énergie, déclarait ainsi devant votre commission : « *La centrale [à cycle combiné gaz] de Pont-sur-Sambre, qui est l'une des toutes premières de sa catégorie en France et que tout le monde reconnaît comme absolument nécessaire, est aujourd'hui en faillite [...], alors même que le fonctionnement de cette centrale, qui a fourni plus de 400 mégawatts pendant les pointes de consommation, a permis de surmonter les pics de demande de cet hiver* ».

Ainsi, la pointe électrique pose à la fois le problème des émissions de CO₂ qu'elle suscite et le problème des investissements qu'elle rend nécessaire, ainsi que de leur rentabilité économique.

La gestion de la pointe passe par différentes solutions qui seront abordées ultérieurement dans ce rapport, mais on peut déjà citer la mise en place d'un marché de capacité, prévu par la loi NOME. Celui-ci devrait permettre d'augmenter la rentabilité des centrales de pointe, le développement de l'effacement de consommation, dont le modèle de rémunération est encore à définir mais passe aussi par le marché de capacité, et l'essor des *smart grids*, ou « réseaux intelligents », qui permettront de réduire la consommation et de lisser la pointe, ainsi que les économies d'énergie.

Le développement du véhicule électrique

Dans sa « programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité pour la période 2009-2020 », le Gouvernement Fillon a posé l'hypothèse d'un parc de 100 000 véhicules électriques en 2015 et de un million en 2020. L'énergie électrique consommée chaque année par le parc sera alors de 2,5 TWh, en se basant sur une consommation moyenne des véhicules de 25 kWh aux 100 km et une distance moyenne parcourue de 10 000 km par an. Cela représentera 0,5 % de la demande électrique annuelle française en 2020.

Ce Gouvernement a estimé que dans l'hypothèse où seul un tiers des véhicules seraient rechargés simultanément, on pouvait s'attendre à une puissance instantanée appelée de l'ordre de 1 GW.

Au-delà des coûts de développement du réseau (*cf. infra*), si l'on veut s'assurer que les véhicules électriques seront réellement des véhicules décarbonés, la gestion des modalités de leur recharge s'avèrera capitale. En effet, comme on l'a vu, un rechargement des véhicules électriques en période de pointe impliquerait la consommation d'une électricité produite à partir d'énergies fossiles, et donc émettrices de CO₂.

Cette question de la gestion de la recharge des véhicules électriques a notamment été traitée par le sénateur Louis Nègre, en avril 2011, dans son « livret vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules décarbonés ».

Le sénateur y insiste sur la nécessité de « *se donner les moyens de gérer intelligemment la charge du véhicule* », ce qui passera notamment par des solutions techniques permettant le dialogue entre le véhicule et sa borne de rechargement¹, afin d'optimiser celui-ci.

Cela passe également par une incitation tarifaire adéquate. M. Nègre propose dans son livre vert que le consommateur achète un service de recharge et non une fourniture d'électricité, facturée au kWh. Ce service de recharge serait modulable selon la durée de stationnement, l'heure de la journée et la puissance de charge, afin de refléter l'ensemble des coûts supportés par le réseau.

Par ailleurs, on peut rappeler que parmi les véhicules électriques, à côté de ceux à batterie évoqués précédemment, se trouvent les véhicules à pile à combustible, qui utilisent l'hydrogène comme carburant. Facilement stockable et transportable, l'hydrogène offre une certaine souplesse ; il pose en revanche la question des moyens utilisés pour le produire. Sur ce point, l'utilisation de l'électricité d'origine renouvelable, qui sera surabondante à certains moments, pour produire de l'hydrogène qui sera ensuite consommé dans des véhicules, offre des perspectives intéressantes de stockage de l'énergie, qui seront abordées ultérieurement dans ce rapport.

B. L'ENTRÉE DANS UNE PHASE D'INVESTISSEMENT – OU DE RÉINVESTISSEMENT – LOURD À TOUS LES NIVEAUX

M. Philippe Lowe, directeur général de l'énergie à la Commission européenne, a considéré devant la délégation de votre commission, lors de son déplacement à Bruxelles, que la période où la France avait des prix de

¹ Sur ce point, voir *infra*, p. 171, dans la partie consacrée aux réseaux intelligents, la gestion du parc de véhicules électriques de l'INES qu'une délégation de votre commission a pu observer.

l'électricité très bas grâce au nucléaire était en passe de prendre fin avec la reprise nécessaire des investissements, et que la France allait se retrouver dans une situation comparable en termes de coûts à celle des autres pays européens, avec, toutefois, l'atout que constitue une source d'énergie non émettrice de gaz à effet de serre dès lors que l'on en maîtrise la sécurité.

1. Des coûts nucléaires en hausse durable ?

De fait, le prix de l'électricité n'a pas toujours été aussi bas en France, en comparaison avec les autres pays : alors que la situation française était comparable à celle de l'Union européenne au milieu des années 1990, le prix du kWh a nettement augmenté dans les autres pays alors qu'il baissait légèrement en France, sauf au cours de ces dernières années.

Les évolutions concernant le coût de l'électricité nucléaire, au cours des années à venir, tiendront probablement à deux éléments :

- les investissements de maintenance sur le parc nucléaire existant ;
- la construction et l'entrée en service, prévue pour 2016, d'une centrale dite de troisième génération, l'EPR de Flamanville.

a) Des investissements conséquents en perspective parmi lesquels il est difficile de faire la part de la maintenance, de la sécurité ou de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales

Les investissements relatifs au parc nucléaire existant correspondront aux **améliorations de la sécurité** des centrales demandées par l'Autorité de sûreté nucléaire après les accidents de Fukushima, mais aussi à un **programme de maintenance** déjà mis au point par EDF avant ces accidents.

(1) La nécessaire reprise des investissements de maintenance

Une reprise des investissements de maintenance sur le parc nucléaire était de toute manière nécessaire. La Cour des comptes a pointé le niveau insuffisant de ces investissements au début des années 2000, source de baisse de performance et d'avaries qui provoquent des arrêts non programmés des centrales nucléaires. Ainsi le taux de disponibilité¹, qui était de 83,6 % en 2006, a ainsi chuté à 78 % en 2009 pour augmenter légèrement depuis.

Or, le taux de disponibilité est un paramètre stratégique dans une industrie aussi fortement capitalistique que l'industrie nucléaire, car la production d'électricité et, par conséquent, les revenus sont en proportion directe du nombre d'heures pendant lesquelles le réacteur est en fonctionnement. À titre de comparaison, le coefficient de disponibilité des

¹ Le taux de disponibilité (Kd) illustre l'aptitude d'un réacteur à fournir de l'énergie ; cette énergie n'est pas forcément appelée par le réseau électrique. Il se distingue du taux de charge, rapport de l'énergie effectivement fournie, durant un intervalle de temps déterminé, au produit de la puissance nominale en régime continu, par cet intervalle de temps (CEA – Elecnucl, Les centrales nucléaires dans le monde, édition 2011).

réacteurs de technologie proche (eau pressurisée) était en 2009 et 2010 de 89 à 90 % aux États-Unis, de 80 à 86 % en Allemagne et de 77 à 82 % au Japon.

EDF a, d'ores et déjà, repris les investissements de maintenance, dont le montant est passé en euros constants de 584 millions d'euros en 2003 à 1 748 millions en 2010. Ces dépenses devraient encore augmenter de 50 % de 2010 à 2013, en raison notamment du remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs de 900 MW. Il faut y ajouter des dépenses de maintenance qui ne sont pas considérées comme de l'investissement, mais comme des consommations externes (essentiellement par recours à la sous-traitance). Ces dépenses étaient de 1 466 millions d'euros en 2010.

(2) Le « grand carénage » et les compléments de sécurité

Avant janvier 2012, l'exploitant avait déjà indiqué qu'il comptait mener un programme d'investissement ambitieux, estimé à 50 milliards d'euros en janvier 2011. Ce programme inclut, selon le rapport de la Cour des comptes, le remplacement de gros composants (dont les générateurs de vapeur), des opérations de mise aux normes incendie, l'accroissement de la capacité des piscines d'entreposage de combustible, des améliorations dont la nécessité est apparue lors de la canicule de 2003 et des projets hors bâtiments nucléaires.

La Cour des comptes a fait observer que cette somme représente un montant annuel moyen d'investissements de maintenance de 3,3 milliards d'euros, soit un quasi-doublement du montant de 2010, déjà en forte hausse. L'estimation des investissements de maintenance est même de 4,5 milliards d'euros par an dans les cinq prochaines années, selon les éléments apportés à votre commission par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

- Ce programme de 50 milliards d'euros a encore été complété après la publication de l'avis de l'ASN du 3 janvier 2012 sur les **évaluations complémentaires de sûreté**¹. M. Henri Proglio, président d'EDF, a indiqué à votre commission lors de son audition que le coût des travaux de sûreté post-Fukushima était estimé à 10 milliards d'euros, mais que ces travaux étaient pour moitié déjà prévus par le plan élaboré antérieurement : le nouveau chiffrage des travaux d'investissements à prévoir sur le parc actuel serait donc de 55 milliards d'euros.

EDF, interrogé par votre rapporteur, a indiqué que « *ce premier chiffrage reste encore soumis à de nombreuses incertitudes, notamment en termes de coûts et de planning de déploiement* ».

¹ Avis n° 2012-AV-0139 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

« Plus précisément, ces 55 Md€ d'investissements peuvent se répartir en :

- environ 10 Md€ au titre de Fukushima, dont 5 Md€ étaient déjà prévus dans la trajectoire initiale (...);*
- environ 20 Md€ au titre de la rénovation des gros composants (générateurs de vapeur, alternateurs, transformateurs, condenseurs, rotors de la turbine, etc.);*
- environ 15 Md€ au titre des investissements réalisés en visite décennale au-delà des rubriques précédentes (par exemple : modernisation du contrôle-commande, diverses modifications d'amélioration de la sûreté au titre des réexamens décennaux réglementaires, modifications pour amélioration des performances d'exploitation, etc.);*
- environ 10 Md€ au titre des autres projets « patrimoniaux » (par exemple la protection incendie, les dispositions propres aux situations de « grand chaud », le traitement de risques environnementaux, etc.) et au titre de l'exploitation et de la maintenance courante du parc (pièces de rechange, immobilier tertiaire, actifs mobiles, etc.).*

Une partie de ces investissements est bien entendu nécessaire, même en cas d'arrêt à 40 ans : par exemple, les investissements d'exploitation et de maintenance courante, la rénovation de certains gros composants, et vraisemblablement la majeure partie des dispositions post-Fukushima. »

(Source : EDF.)

(3) Des coûts supplémentaires à prendre en compte

Si ce montant est considérable, il conduit selon la Cour des comptes à un renchérissement d'environ 5 € / MWh du coût de production de l'électricité nucléaire, faisant passer le coût courant économique de celle-ci de 49,5 € / MWh à 54 € / MWh environ.

Votre commission constate donc que les investissements prévus pour la maintenance et le renforcement de la sécurité, si le chiffrage prévu par l'opérateur se vérifie, ne modifient pas fondamentalement la rentabilité de l'électricité nucléaire par rapport aux autres moyens de production.

Votre commission s'interroge toutefois sur le pari que semble faire EDF : ces investissements, égaux aux trois quarts du coût de construction historique des centrales (72,9 milliards d'euros selon la Cour des comptes¹) se placent, en effet, dans la perspective de la prolongation des centrales nucléaires. M. Proglia a indiqué clairement aux membres de votre commission que *« ces investissements comprennent une large rénovation, sorte de « grand carénage », indispensable à l'approche des trente ans de fonctionnement. Une fois cette rénovation réalisée, les centrales pourront fonctionner pendant trente nouvelles années, sans préjuger, bien sûr, des avis qui nous sont délivrés tous les dix ans par l'ASN. »*

¹ Les coûts de construction évalués par la Cour des comptes ne comprennent pas les frais d'ingénierie et de main d'œuvre (6 800 M€), les charges de pré-exploitation (3 488 M€), ni les intérêts intercalaires liés au décalage entre l'engagement des dépenses de construction et le début de la production effective d'électricité (12 780 M€).

Ainsi ces travaux ne produiront-ils véritablement leur effet sur le plan économique qu'à condition que la durée d'exploitation des centrales soit effectivement prolongée au-delà de trente ans : il s'agit d'une forme de pari économique, l'Autorité de sûreté nucléaire ou l'autorité politique pouvant en décider autrement.

b) L'augmentation du coût de l'EPR : difficultés normales des « têtes de série » ou hausse structurelle des coûts de la filière nucléaire ?

Le second facteur potentiel de hausse du coût de production moyen de l'électricité nucléaire est le renforcement du parc de production par un nouveau type de réacteur : l'EPR (*European Pressurized Reactor*), dont un exemplaire est en cours de construction sur le site de Flamanville (Manche).

L'EPR : une évolution importante des réacteurs actuels

Conçu en partenariat entre la France et l'Allemagne, l'EPR est un réacteur à eau pressurisée, héritier des réacteurs français de type N4 (Chooz, Civaux) et des réacteurs allemands de type KONVOI (6 tranches en exploitation).

Il ne s'agit donc pas d'une rupture technologique au même titre que les futurs réacteurs à neutrons rapides de 4^e génération, mais d'une évolution importante qui intègre des améliorations de performance et de sécurité :

- une puissance de 1 650 MW ;
- des systèmes de sauvegarde conçus sur la base d'une quadruple redondance ;
- un économiseur axial dans chaque générateur de vapeur procurant un gain important en pression vapeur et contribuant ainsi à augmenter le rendement énergétique ;
- un cœur entouré d'un réflecteur de neutrons favorisant une meilleure utilisation du combustible et protégeant la cuve contre le phénomène de vieillissement dû à l'irradiation ;
- une coque externe, recouvrant le bâtiment réacteur, le bâtiment combustible, et 2 des 4 bâtiments de sauvegarde, assure une protection renforcée contre la chute d'un avion commercial lourd ou militaire ;
- un compartiment spécifique, situé à l'intérieur de l'enceinte de confinement, destiné à recueillir automatiquement le cœur fondu, en cas d'un accident grave ;
- un système de contrôle-commande numérique, une interface homme-machine conviviale et une salle de commande entièrement informatisée.

(Source : Areva)

Quatre réacteurs de type EPR sont actuellement en construction : Olkiluoto 3 (Finlande, depuis 2005), Flamanville 3 (France, depuis 2007), Taishan 1 et 2 (Chine, depuis 2009). Les deux premiers chantiers ont connu des retards importants par rapport au calendrier prévu à l'origine. Un second projet d'EPR en France concerne le site de Penly.

(1) Un coût de l'électricité produite par le premier EPR *a priori* élevé

La Cour des comptes, faute d'éléments d'évaluation fiables qui permettraient de conduire une analyse précise, demeure à juste titre prudente au sujet du coût de l'électricité produite par le futur EPR de Flamanville 3.

Le coût de construction, estimé en 2008 par EDF à 4 milliards d'euros pour une durée de construction de 4 années et demie, a été révisé par l'exploitant à 5 milliards en 2010, puis à 6 milliards en juillet 2011 pour une mise en service en 2016 (soit une durée totale de neuf années environ avant première commercialisation de l'électricité produite).

Prenant en compte l'évolution de ces coûts, ainsi que l'augmentation des intérêts intercalaires qui résulterait de l'accroissement des délais, la Cour des comptes évoque donc le chiffre de **70 à 90 €/MWh** pour le coût de production, ce qui placerait l'EPR de Flamanville dans une situation de coût comparable, sinon supérieur, à l'éolien terrestre. Mme Michèle Pappalardo, lors de son audition devant votre commission, a toutefois bien souligné qu'il ne s'agissait pas d'un chiffre validé par la Cour. Il se fonde sur l'hypothèse d'un taux d'utilisation de 90 % (contre 78 à 85 % environ pour le parc actuel, selon les années) et de coûts de production moins importants que ceux des centrales actuelles.

EDF a indiqué à votre rapporteur ne pas contester la fourchette avancée par la Cour des comptes, qui est cohérente avec le coût de construction et le planning de Flamanville 3, tout en précisant que ce coût ne représentait pas le coût de production d'un EPR « industrialisé ».

(2) Des interrogations sur la compétitivité à long terme de l'EPR

Dans la mesure où le coût prévu pour l'électricité produite par l'EPR de Flamanville, déjà élevé, est soumis à d'importantes incertitudes, il est nécessaire de **s'interroger sur la compétitivité à long terme de la filière nucléaire**, dans le cas où la technologie de l'EPR serait retenue pour remplacer à terme une part importante du parc nucléaire actuel.

Votre commission constate, par ailleurs, qu'au Royaume-Uni, les producteurs d'électricité nucléaire, en particulier EDF Energy, souhaitent entrer dans une logique de tarif d'achat garanti comparable à celui des énergies renouvelables, alors que la technologie est censée être mature et compétitive, et s'interroge sur le caractère très paradoxal de cette démarche.

Dans ce cadre, EDF, s'il est retenu, pourrait construire deux centrales de type EPR. Le prix, lorsqu'il sera fixé, sera le résultat d'une négociation commerciale et, comme l'a souligné M. Henri Proglia devant la commission d'enquête, ne correspondra donc pas directement au coût de production de l'électricité à partir d'EPR.

On peut toutefois estimer que, résultant d'un choix de l'autorité publique, il donnerait une indication sur la compétitivité de l'EPR par rapport à d'autres sources de production. M. Claude Turmes, député européen et

rapporteur de plusieurs directives ou règlements relatifs au secteur de l'énergie, a considéré devant votre délégation que le prix garanti, demandé par les opérateurs dans le cadre de cet appel d'offres, pourrait être de l'ordre de 90 à 110 €/MWh, de sorte que les grandes installations photovoltaïques seraient dès lors quasiment compétitives. Ce prix garanti serait nécessaire pour les opérateurs en raison, notamment, du développement des énergies renouvelables : le retour sur investissement des centrales conventionnelles serait plus difficile parce que le réseau ferait moins souvent appel à elles. Un grand quotidien britannique a d'ailleurs indiqué que le coût de construction de deux EPR sur le site de Hinkley Point pourrait s'élever à 14 milliards de livres, ce qui renchérirait considérablement le coût de l'électricité produite¹.

Votre commission n'est pas en mesure de conclure de manière définitive sur une question où les incertitudes seront encore longtemps nombreuses. Elle peut toutefois formuler quelques observations.

- En premier lieu, l'augmentation des coûts et des délais de construction de l'EPR de Flamanville résulte d'une **prévision quelque peu optimiste à l'origine** : les nouveautés techniques de l'EPR et l'intervalle assez long pendant lequel aucun chantier nucléaire n'avait été lancé en France, auraient pu faire comprendre dès le début qu'un tel chantier, de plus, contraint par un site géographique difficile entre falaise et mer, pourrait difficilement se réaliser en quatre années et demie.

- En second lieu, si la décision de construire un parc important d'EPR en France était prise, **une baisse des coûts paraît pouvoir être attendue**. C'est ce point qui est examiné dans le paragraphe suivant.

(3) La prise en compte des effets d'apprentissage

Selon les opérateurs, on peut effectivement escompter des gains de productivité substantiels pour d'éventuels autres EPR :

- le chantier actuel devrait aider à reconstituer le savoir-faire industriel nucléaire, après plusieurs années passées sans chantier de ce type en France ;

- l'une des causes majeures de retard du chantier a résidé dans les structures de génie civil spécifiques à l'EPR dont l'objectif est d'empêcher tout rejet radioactif à l'extérieur ou dans le sol en cas de fusion du cœur. L'ASN a ainsi dû arrêter à deux reprises le chantier en raison de problèmes de bétonnage². Le retour d'expérience devrait permettre de faciliter la construction de ces structures à l'avenir ;

- certains coûts pourraient être économisés en construisant les EPR par paires sur un même site, comme cela a été fait de manière systématique pour le parc actuel de 58 réacteurs.

¹ *The Times*, Soaring costs threaten to blow nuclear plans apart, 7 mai 2012.

² *Indication de M. André-Claude Lacoste, président de l'ASN, lors de son audition devant la commission d'enquête.*

M. Luc Oursel, président d'Areva, a décrit les effets du retour d'expérience entre le premier chantier d'EPR, celui d'Olkiluoto en Finlande, et les derniers chantiers entamés à Taishan, en Chine : le nombre d'heures d'ingénierie dépensées sur la chaudière nucléaire aurait diminué de près de 60 %, tandis que la durée de fabrication des gros composants en Bourgogne était réduite de 40 % pour les générateurs de vapeur et de 25 % pour les cuves de réacteurs.

M. Oursel a justifié devant la commission d'enquête son estimation d'un coût de production de 50 à 60 € / MWh par plusieurs éléments : un taux de disponibilité de 92 % (des opérations de maintenance pourraient en effet être menées sans arrêter le réacteur), une puissance supérieure permettant un meilleur amortissement des coûts fixes d'exploitation, une consommation de combustible inférieure aux générations précédentes et une durée d'exploitation prévue dès l'origine pour 60 ans, contre 40 ans pour les derniers réacteurs construits.

Les retards du premier chantier d'EPR en Finlande

Dans le cadre de ses travaux, votre rapporteur a été amené à s'intéresser au chantier d'Olkiluoto 3 en Finlande, qui a été le premier projet d'EPR lancé dans le monde. Il a constaté que trois éléments en avaient retardé les travaux :

- l'adaptation au processus finlandais d'approbation des solutions prévues par le maître d'œuvre ;
- des relations difficiles entre le consortium AREVA-Siemens et les sous-traitants ;
- les difficultés liées aux travaux de génie civil, notamment pour la production de béton.

Areva a ainsi annoncé une nouvelle dotation aux provisions de 220 millions d'euros en 2011 (après 367 millions d'euros en 2010), liée aux risques du chantier d'Olkiluoto¹.

De plus, des contentieux opposent AREVA au consortium TVO, consortium finlandais qui a commandé l'EPR, ce qui pourrait entraîner des coûts supplémentaires à l'avenir.

Or, votre rapporteur note que certaines des difficultés rencontrées en Finlande se sont reproduites sur le chantier de Flamanville.

L'évolution du chantier de Taishan 1 démontre certes que, avec une maîtrise et une expérience du génie civil nucléaire telles que celles dont font preuve les entreprises chinoises, le respect des délais est possible. Votre rapporteur souligne toutefois que les retards subis dans l'approbation des documents techniques et, plus généralement, les relations avec l'autorité de sûreté nucléaire finlandaise, s'ils représentent un coût financier en termes de provisions, sont aussi le signe de l'attention très grande que porte la Finlande à la qualité des travaux et au respect des règles de sécurité. Il ne faut pas s'attendre, en France, à des économies sur le coût de la sûreté, l'ASN ayant, fort heureusement, déjà montré sur le chantier de Flamanville son haut niveau d'exigence en la matière.

¹ Areva, Résultats annuels 2011.

À l'inverse, votre commission observe que la réévaluation des conditions de sécurité après l'accident de Fukushima, survenu alors que le chantier de l'EPR de Flamanville était déjà bien avancé, aura des conséquences sur le coût de construction de toute centrale nucléaire, et donc sur l'EPR de Flamanville et ses successeurs éventuels.

• Votre commission constate que **la courbe d'évolution des coûts entre la « tête de série » et les réacteurs suivants est complexe.**

Si l'on considère l'ensemble du parc existant, on constate que **le coût du mégawatt installé a considérablement progressé** au cours du temps. Inférieur à 1 000 000 € / MW installé pour les premiers réacteurs, il a atteint 1 400 000 € / MW pour les quatre derniers (Chooz et Civaux).

On peut, toutefois, **considérer séparément chacun des paliers technologiques**, puisqu'il s'agit d'étudier la différence de coût entre le premier EPR et les réacteurs suivants de même technologie. On constate alors que, si quasiment chaque palier a été plus coûteux que le précédent, on a bien constaté une **baisse des coûts au sein de chacun d'entre eux**, à l'exception du premier :

Palier	Coût des deux premiers réacteurs mis en service (milliers € / MW)	Coût moyen des réacteurs suivants (milliers € / MW)
CP0 (6 réacteurs)	836	893 (+ 7 %)
CPY (28 réacteurs)	1 191	1 078 (- 9 %)
P4 (8 réacteurs)	1 531	1 190 (- 20 %)
P'4 (12 réacteurs)	1 358	1 191 (- 22 %)
N4 (4 réacteurs)	1 635	1 251 (- 24 %)

Calculs Sénat, à partir des données fournies par la Cour des comptes, p. 22 et 23.

Le paramètre de base pourrait donc bien être le coût de construction complet du premier EPR.

Enfin, il convient de noter que **le coût de construction de l'EPR de Flamanville n'a pas été intégré par la Cour des comptes dans le coût de production actuel** de l'électricité nucléaire, car le coût courant économique, chiffré à 49,5 € / MWh, est construit à partir des **coûts du parc de production actuel.**

Toutefois, les frais sont déjà largement engagés et la mise en service commerciale devrait avoir lieu, sauf nouveau délai, en 2016. La Commission de régulation de l'énergie, considérant dans sa délibération du 5 mai 2011 la

question de l'inclusion des travaux de renforcement de la sécurité¹, estimait d'ailleurs que ces investissements devraient être répercutés dans le prix de l'électricité au fur et à mesure de leurs engagements.

Il pourrait donc être utile d'examiner à quel moment les coûts liés à l'EPR de Flamanville devraient être pris en compte dans le prix de l'électricité. Il s'agirait d'un choix à portée principalement pédagogique : l'impact sur le prix serait, en effet, limité puisque la production de l'EPR de Flamanville ne représentera qu'environ 3 % de la production nucléaire nationale.

c) Synthèse sur l'évolution des coûts

Votre rapporteur a souhaité, selon le principe de prudence, regrouper dans le tableau ci-dessous l'ensemble des coûts qui pourraient s'ajouter au coût de production électronucléaire calculé par la Cour des comptes, en retenant les hypothèses hautes, mais plausibles, qui pourraient se réaliser.

Votre rapporteur rappelle que **ces coûts s'ajouteraient au coût de l'électricité nucléaire estimé par la Cour des comptes à 54 € / MWh environ**, compte tenu du programme de maintenance annoncé par EDF.

Dans le cas du **renouvellement du parc nucléaire**, ces coûts s'ajouteraient au coût de l'électricité produit par EPR. En poursuivant un raisonnement fondé sur la réalisation des hypothèses hautes, **ce coût de départ pourrait être de 90 € / MWh pour le premier EPR, soit 75 € / MWh pour les EPR suivants** si l'on retient un effet d'apprentissage de 15 à 20 % comme pour les paliers précédents du parc nucléaire français (voir *supra*).

Les coûts à ajouter peuvent être regroupés en trois catégories :

Surcoût annuel en millions d'euros	Surcoût en € / MWh
------------------------------------	--------------------

Les coûts incertains :

Démantèlement (hypothèse d'un doublement du devis ²)	+ 1 500 M€	+ 2,46 € / MWh
Gestion des combustibles usés et des déchets (hypothèse du dernier devis présenté par l'ANDRA) ³	+ 200 M€	+ 0,49 € / MWh

¹ Voir la délibération de la CRE du 5 mai 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique à 42 € / MWh au 1^{er} janvier 2012.

² Rapport de la Cour des comptes, annexe 16, p. 343.

³ Rapport de la Cour des comptes, annexe 16, p. 344.

	Surcoût annuel en millions d'euros	Surcoût en € / MWh
--	------------------------------------	--------------------

Les coûts inconnus :

Stockage des matières radioactives « valorisables » (hypothèse d'un coût de quelques milliards d'euros réparti sur 10 ans) ¹	de l'ordre de quelques dizaines de millions d'euros	impact sans doute faible
Externalités (environnement, santé humaine, géopolitique...)	non chiffrable	non chiffrable

Les coûts dont l'inclusion dans le prix de l'électricité dépendent de choix de politique publique ou des opérateurs :

Recherche publique ²	+ 2 900 M€	+ 7,11 € / MWh
Sécurité, sûreté, transparence (coûts publics) ³	+ 230 M€	+ 0,56 € / MWh
Assurance du coût d'un accident majeur ⁴	+ 4 010 M€	+ 9,83 € / MWh
Taux d'actualisation : hypothèse d'un passage de 5 % à 4 % ⁵	+ 162 M€	+ 0,40 € / MWh

Calculs Sénat

2. Énergies renouvelables : un développement rapide payé au prix fort

Comme cela a été exposé précédemment, la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable a crû depuis le début des années 2000 et est appelée à croître encore sensiblement d'ici à 2020 (27 % au lieu de 15 % en 2010).

Le présent rapport ne saurait se dispenser de l'examen des conséquences financières de cette évolution.

¹ Voir la discussion dans l'encadré « Quel coût pour un stockage des matières radioactives « valorisables » ? », p. 70.

² Voir supra page 32 du présent rapport la discussion sur l'inclusion des dépenses de recherche publique dans le coût de l'électricité.

³ De même qu'on pourrait discuter de la prise en compte des dépenses publiques de recherche dans le coût de l'électricité, on pourrait envisager l'inclusion des crédits publics de sécurité, sûreté et transparence ; notamment les dépenses de sécurité civile et les budgets de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Ces coûts sont estimés par la Cour des comptes à un niveau de 230 millions d'euros en 2010 (rapport de janvier 2012, p. 80).

⁴ Cette estimation reprend le calcul proposé par M. Guy Brassard (voir Référence à la section « La question à long terme du risque nucléaire ») d'une prime annuelle de 4 010 millions d'euros, qui permettrait d'assurer un accident nucléaire d'un coût de 100 milliards d'euros. Cette prime est rapportée à la production électronucléaire pour calculer l'impact sur le coût de l'électricité en € / MWh.

⁵ Rapport de la Cour des comptes, annexe 16, p. 345.

Faute de temps et de moyens, votre commission n'a pu mener, pour chaque filière, un travail comparable à celui de la Cour des comptes sur la production nucléaire. Du reste, même si une telle démarche avait pu être engagée, la vitesse des mutations de certaines de ces filières aurait probablement rendu une telle étude caduque à brève échéance.

Dès lors, votre rapporteur s'est attaché, au cours de ses travaux, à croiser les sources et à dresser un état des lieux simple et pédagogique sur un sujet passionnel, que le débat public n'aborde souvent, hélas, que de manière superficielle voire caricaturale – alors même que les données chiffrées de base font relativement consensus.

Un *distinguo* doit évidemment être fait selon les différentes filières, celles-ci présentant des degrés de maturité différents.

a) Des régimes tarifaires éminemment instables

La base de l'analyse des coûts de ces énergies est, bien entendu, leur régime tarifaire.

Déoulant des principes définis par l'article 10 de la loi n° 2000-08 du 10 février 2000 (codifié aux articles L. 314-1 à L. 314-13 du code de l'énergie), **ces tarifs**, fixés par arrêtés ministériels spécifiques par filières après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE, doivent « **assurer une rentabilité normale aux investissements** » de production d'électricité d'origine renouvelable. Interrogé sur ce point par votre rapporteur, M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE, a précisé que, lorsqu'il est saisi pour avis, le régulateur compare le taux rentabilité interne du capital investi après impôts (TRI projet) avec le coût moyen pondéré du capital, qui est estimé à 5,1 % sur la base du coût du capital moyen d'un échantillon d'entreprises du secteur des énergies renouvelables.

Les arrêtés tarifaires initiaux ont été pris en 2001, 2002 et 2003. De nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ont été validées au cours des années 2006, 2007, 2009 et 2010 pour certaines filières.

Le tableau ci-après retrace les conditions actuellement applicables à chaque filière ainsi que, le cas échéant, les principales évolutions de ces dernières années.

Filières	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemples de tarifs pour les installations mises en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	<u>1^{er} mars 2007</u>	20 ans	<ul style="list-style-type: none"> • 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production • 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
	<u>25 juin 2001</u> (abrogé)	20 ans	5,49 à 6,1 c€/kWh (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production
Géothermie	<u>Arrêté du 23 juillet 2010</u>	15 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Métropole : 20 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh • DOM : 13 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Métropole : 12 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh • DOM : 10 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
	<u>13 mars 2002</u> (abrogé)	15 ans	7,62 c€/kWh (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Énergie éolienne	<u>17 novembre 2008</u>		<ul style="list-style-type: none"> • éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. • éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	<ul style="list-style-type: none"> • éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. • éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
	<u>8 juin 2001</u> (abrogé)	15 ans	8,38 c€/kWh (55 cF/kWh) pendant 5 ans, puis 3,05 à 8,38 c€/kWh (20 à 55 cF/kWh) pendant 10 ans selon les sites
Photovoltaïque	<u>4 mars 2011</u>	20 ans	<p>Tarifs applicables aux projets dont la demande de raccordement a été envoyée avant le 1^{er} juillet 2011 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • installations intégrées au bâti : 46 c€/kWh, 40,6, 40,25 ou 35,2 selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation • installations intégrées simplifiées au bâti : 30,35 ou 28,85 c€/kWh • autres installations : 12 c€/kWh

Filières	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemples de tarifs pour les installations mises en service à la date de parution des arrêtés
			<p>Tarifs applicables aux projets dont la demande de raccordement est envoyée entre le 1^{er} juillet et le 30 septembre 2011 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • installations intégrées au bâti : 42,55 c€/kWh, 37,23, 36,74 ou 31,85 selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation • installations intégrées simplifiées au bâti : 26,09 ou 27,46 c€/kWh • autres installations : 11,688 c€/kWh
	<u>31 août 2010</u> (abrogé)	20 ans	<ul style="list-style-type: none"> • installations intégrées au bâti : 58 c€/kWh, 51 c€/kWh ou 44 c€/kh selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation • installations intégrées simplifiées au bâti : 37 c€/kWh • autres installations : DOM, Mayotte : 35.2 c€/kWh ; Métropole : 27.6 c€/kWh modulé de +0% à +20% selon l'ensoleillement moyen de la zone d'implantation.
	<u>12 janvier 2010</u> et <u>arrêté modificatif du 15 janvier 2010</u> (abrogé)	20 ans	<ul style="list-style-type: none"> • installations intégrées au bâti : 58 c€/kWh ou 50 c€/kWh selon l'usage du bâtiment • installations intégrées simplifiées au bâti : 42 c€/kWh. • autres installations : DOM, Mayotte : 40 c€/kWh ; Métropole : 31.4 c€/kWh modulé de +0% à +20% selon l'ensoleillement moyen de la zone d'implantation.
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	20 ans	<ul style="list-style-type: none"> • Métropole : 30 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh • Corse, DOM, Mayotte : 40 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 15 c€/kWh.
Cogénération	<u>31 juillet 2001</u>	12 ans	6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	<u>2 octobre 2001</u>	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Combustion de matières non fossiles végétales et animales (biomasse)	<u>27 janvier 2011</u>	20 ans	4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>28 décembre 2009</u> (abrogé)	20 ans	4,5 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière

Filières	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemples de tarifs pour les installations mises en service à la date de parution des arrêtés
Combustion de matières non fossiles végétales (biomasse)	<u>27 janvier 2011</u>	20 ans	4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>28 décembre 2009</u> (abrogé)	20 ans	4,5 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>16 avril 2002</u> (abrogé)	15 ans	4,9 c€/kWh (32,1 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et de 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Déchets animaux bruts ou transformés (farines animales)	<u>27 janvier 2011</u>	20 ans	4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>28 décembre 2009</u> (abrogé)	20 ans	4,5 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>13 mars 2002</u> (abrogé)	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
Biogaz issu des installations de stockage de déchets ménagers	<u>19 mai 2011</u>	15 ans	Tarif compris entre 8,121 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel s'ajoute une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
	<u>3 octobre 2001</u> (abrogé) (valable pour le biogaz de décharge uniquement)	15 ans	4,5 à 5,72 c€/kWh (29,5 à 37,5 cF/kWh) selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Biogaz issu d'autres sources (déchets organiques agricoles...)	<u>19 mai 2011</u>	15 ans	Tarif compris entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel s'ajoutent une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh , + prime à la méthanisation de 2 c€/kWh .

Filières	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemples de tarifs pour les installations mises en service à la date de parution des arrêtés
	<u>13 mars 2002</u> (abrogé)	15 ans	4,6 c€/kWh (30,2 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	<u>13 mars 2002</u>	15 ans	7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

Source : ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Ce tableau fait apparaître un **fort contraste entre des filières dont les degrés de maturité sont très différents**, de même que leurs conditions d'équilibre économique. Ainsi, un site de production d'électricité par biomasse n'aura véritablement de sens que s'il produit également de la chaleur (cogénération), ce qui n'est pas le cas d'un champ d'éoliennes.

En particulier, l'éolien terrestre apparaît d'ores et déjà comme une filière mature, compétitive par rapport à la plupart des filières non renouvelables et dont les coûts n'excèdent pas ceux des réacteurs nucléaires EPR actuellement en construction en Europe.

b) Le cas de la filière photovoltaïque ou les désastreux effets de tarifs mal calibrés

De nombreuses personnes auditionnées par votre commission ont **souligné**, parfois avec force, **les dommages de plusieurs ordres occasionnés par le caractère trop « généreux » des anciens tarifs de rachat d'électricité d'origine photovoltaïque**. On relève que tel a notamment été le cas de représentants de la filière elle-même (comme M. Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables) ainsi que de représentants associatifs (comme M. Benoît Faraco, chargé des questions de l'énergie pour la Fondation Nicolas Hulot pour la nature et l'homme ou encore le CLER, comité de liaison des énergies renouvelables).

De fait, la fixation en juillet 2006, de **tarifs de rachat très élevés** (cf. *supra*, ces tarifs atteignaient 550 euros/MWh en incluant une « prime d'intégration au bâti ») et, davantage encore, leur non-révision pendant des années (et même leur augmentation début 2010) ont entraîné un très important « effet d'aubaine » sur la filière. Celui-ci a été renforcé par :

- d'une part, la possibilité, jusqu'en 2010, de cumuler ce mécanisme avec d'autres dispositifs fiscaux d'incitation à l'investissement¹.

¹ En particulier le crédit d'impôt développement durable défini à l'article 200 quater du code général des impôts et la réduction d'impôt dite « ISF-PME », issue de la loi « TEPA » (loi n° 2007-1223 du 21 août 2007 en faveur du travail, de l'emploi et du pouvoir d'achat) et codifiée à l'article 885-0 V bis du code général des impôts.

- d'autre part, la baisse des coûts d'investissement (non prise en compte dans les tarifs).

Ce dernier point est d'une importance particulière s'agissant d'une filière dans laquelle les coûts d'investissement sont très largement prépondérants, comme les données fournies à votre rapporteur par Enerplan, l'association professionnelle de l'énergie solaire, reprises dans les deux tableaux suivants, l'illustrent bien. Ils montrent que pour une production annuelle de 1,2 kWh/Wc (c'est-à-dire que les panneaux produisent chaque année 1,2 kilowatt-heure pour chaque watt-crête¹ installé, soit un rendement un peu inférieur à 14 %), le total des charges d'exploitation annuelles de ces installations est compris entre 2 et 3 % des coûts d'investissement.

<i>En €/Wc installé</i>	Centrales au sol (ex. 5MWc)	Centrales intégrées simplifiées (ex. 1MWc)	Centrales sur toitures (ex. 250kWc)	Centrales sur toitures particuliers (ex 9kWc)
Modules photovoltaïques	0,60	0,70	1,00	1,45
Structure	0,15	0,30	0,30	0,30
Lot électrique	0,40	0,50	0,50	0,50
Raccordement	0,15	0,15	0,25	0,25
Main d'œuvre	0,30	0,35	0,50	0,50
Coût d'investissement	1,60	2,00	2,55	3,00

Source : Enerplan

<i>En €/kWh produit</i>	Centrales au sol (ex. 5MWc)	Centrales intégrées simplifiées (ex. 1MWc)	Centrales sur toitures (ex. 250kWc)	Centrales sur toitures particuliers (ex 9kWc)
Charges de maintenance	0,02	0,04	0,03	0,02
Autres charges	0,01	0,02	0,04	0,04
Charges d'exploitation	0,04	0,06	0,07	0,06

Source : Enerplan

À l'inverse d'autres filières, la France a donc connu, pendant quelques années, une véritable « bulle » **du photovoltaïque**, objectivement favorisée par les pouvoirs publics.

¹ La puissance-crête est la puissance maximale théorique délivrée dans des conditions idéales d'ensoleillement. Elle est mesurée en watt-crête (Wc).

Un tel développement a entraîné des conséquences de plusieurs ordres :

- du point de vue de la production d'électricité, l'essor du photovoltaïque est incontestable. Ainsi, selon Mme Michèle Bellon, présidente du directoire d'ERDF, « *nous sommes d'ores et déjà bien au-delà de la programmation pluriannuelle des investissements* ». Plus précisément, alors que la PPI était de 5 700 mégawatts de photovoltaïque en 2020, la dirigeante du distributeur prévoit que « *nous sommes plutôt aujourd'hui sur une trajectoire de 8 000 mégawatts, [sans exclure] un engouement ou des mesures qui permettraient d'atteindre les 12 000 mégawatts* ».

- du point de vue des **tarifs**, il est clair que **cette augmentation aura des conséquences dans les années à venir**, au fur et à mesure que la production correspondant aux contrats déjà signés montera en puissance. Interrogée par votre rapporteur, la CRE estime que « *le coût déjà parti de la filière photovoltaïque en France continentale est de l'ordre de 1,8 milliard d'euros par an* » (soit un coût d'achat de cette énergie de 2,1 milliards d'euros, dont il convient de déduire un coût évité de 300 millions d'euros au prix de marché), à rapporter à une production prévisionnelle de 4,6 TWh, soit 0,8 % de la production totale en 2011 ;

- du point de vue industriel enfin, l'essor soudain de la filière fin 2009 n'a pu être assumé par **l'appareil productif national naissant**, ce qui a favorisé l'arrivée de nouveaux producteurs sur le marché français, en particulier des Chinois¹. La mise en place du moratoire a fortement déstabilisé ce secteur et plus particulièrement celui du marché des particuliers, constitué de très nombreuses petites entreprises et installateurs et représentant un très grand nombre d'emplois. On notera également la suspension par l'entreprise *First Solar* du projet de construction d'une usine de production à Blanquefort qui aurait permis la création de quelque 400 emplois.

Une brève histoire des dispositifs de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque

Au vu de ce qui précède, votre rapporteur s'est penché sur le « cas d'école » que peut constituer l'histoire des dispositifs de rachat de production d'électricité photovoltaïque, où la volonté de trop bien faire, voire un « volontarisme » politique de court terme, a finalement conduit à la déstabilisation de toute une filière.

Les notes internes que votre rapporteur a pu examiner dans les bureaux de la Direction générale de l'énergie et du climat le 11 juin 2012, montrent que cette histoire s'est déroulée en plusieurs phases.

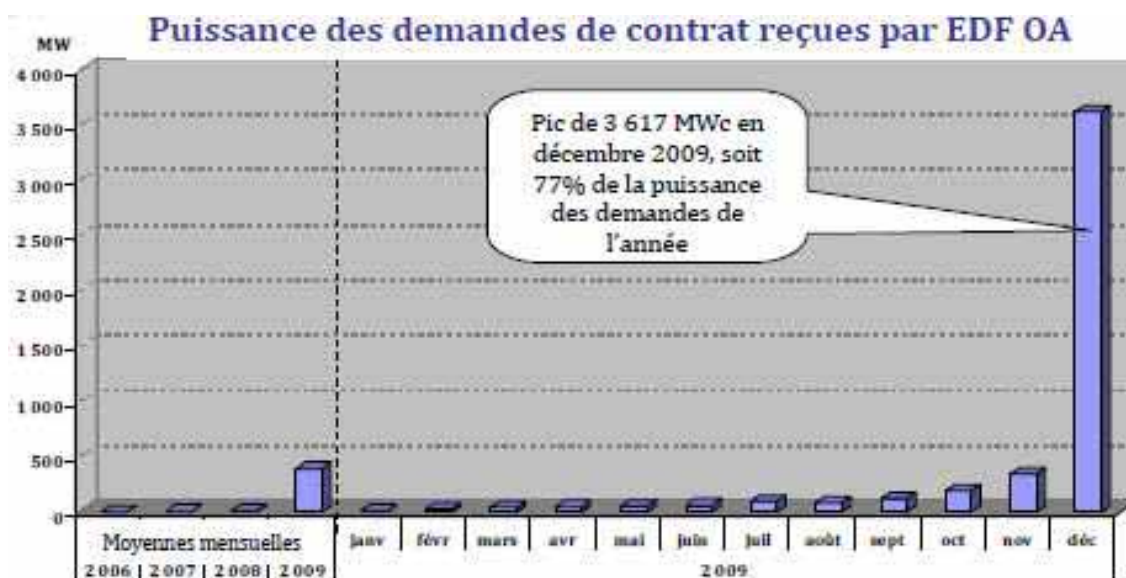
¹ La très forte « prime d'intégration au bâti » qui caractérise les tarifs de rachat français était censée favoriser notamment les fabricants de panneaux relativement haut de gamme, mais les normes édictées ont été régulièrement contournées par les professionnels. Votre rapporteur considère qu'il pourrait être temps d'acter cet échec et de rapprocher les tarifs des panneaux intégrés et non intégrés, en particulier en revoyant les tarifs des panneaux non intégrés au bâti.

L'arrêté de juillet 2006 présentait une certaine logique afin de lancer une filière peu mature et répondant aux objectifs ambitieux que l'État venait de s'assigner au travers de la loi POPE de 2005.

Puis, assez vite, l'administration a envoyé des signaux de plus en plus insistants au ministre ou à son cabinet. En 2007 et en 2008, ces signaux visaient avant tout à prévenir la dénaturation du dispositif par l'utilisation habile de niches par certains opérateurs. Début 2009 cependant, le message s'est fait plus général et plus clair, une note de la DGEC en date du 10 avril soulignant que « *l'emballlement récent pour le photovoltaïque rend urgente la révision des tarifs* ». Cette orientation n'est cependant pas immédiatement reprise par le niveau politique. Ainsi, le compte-rendu d'une réunion interministérielle du 7 mai 2009 montre que le représentant du ministère du développement durable avait plaidé pour une augmentation ou une modulation temporaire du tarif d'achat de l'électricité produite à partir du solaire.

Ensuite, une fois actée la nécessité de s'orienter vers une baisse du tarif de rachat, le processus de décision, de caractère relativement public, s'est révélé assez long. La préparation de l'arrêté tarifaire a débuté en septembre 2009, la transmission du projet à la CRE est intervenue en novembre. Enfin, plus d'un mois s'est écoulé entre la délibération du régulateur (3 décembre 2009), particulièrement claire quant à la nécessité de réduire la volure et la signature de l'arrêté qui a procédé à une baisse uniforme des tarifs de 13 %, le 12 janvier 2010.

En conséquence, de nombreux professionnels, prévenus de la baisse à venir, ont concrétisé leur projet fin 2009, tout particulièrement en décembre, ce que montre le graphique suivant, tiré du rapport de l'inspection générale des finances dit « Charpin » et retraçant, en puissance, les demandes de contrats reçues par EDF obligation d'achat au titre du photovoltaïque entre 2006 et 2009.



Une grande quantité de contrats a ainsi pu bénéficier, pour une durée de vingt ans, des derniers feux du tarif particulièrement attractif en vigueur jusqu'en janvier 2010.

Par la suite, le nouveau tarif, bien qu'initialement critiqué par les professionnels, n'a pu empêcher un nouveau gonflement des demandes en cours d'année 2010. C'est pourquoi, à la suite du rapport Charpin précité et pour éviter la formation d'une nouvelle bulle comparable à celle de décembre 2009, le Gouvernement de l'époque a prononcé, par un décret en date du 9 décembre 2010, un moratoire sur l'obligation d'achat d'électricité photovoltaïque.

Enfin, par un arrêté du 4 mars 2011, un nouveau cadre de régulation a été mis en place, visant à mieux contrôler les prix et les quantités des projets. Dans le détail :

- les installations de moins de 100 kW continuent de bénéficier d'un tarif d'achat régulé, mais ces tarifs ont été revus à la baisse et sont adaptés, chaque trimestre, en fonction du volume des demandes du trimestre précédent. À titre d'illustration, le tarif d'achat pour une installation de moins de 3 kWc intégrée au bâti et située sur un bâtiment à usage principal d'habitation est passé de 550 euros/MWh avant le 12 janvier 2010 à 370,6 euros/MWh depuis le 1^{er} avril 2012 ;

- pour les installations de puissance comprise entre 100 kW et 250 kW, les projets sont sélectionnés selon une procédure d'appel d'offres simplifiée ;

- pour les installations de puissance supérieure à 250 kW, on applique une procédure d'appel d'offres classique.

L'enquête de la Cour des comptes annexée au présent rapport rend compte des résultats des premiers appels d'offres ainsi passés.

L'histoire du photovoltaïque français, qui n'est au fond pas pire que la situation qu'ont connue beaucoup de nos voisins (notamment l'Allemagne et l'Espagne) montre bien la nécessité de piloter de manière fine les dispositifs d'aide aux énergies renouvelables, notamment ceux qui fonctionnent à « guichet ouvert », comme les obligations d'achat à tarif préférentiel. Si ceux-ci sont indispensables pour faire émerger ces filières, une « générosité » mal contrôlée aboutit, *in fine*, à des à-coups sévères, dommageables à la fois aux professionnels et aux consommateurs

c) Le cas de l'éolien offshore : une opération a priori mieux maîtrisée

Ce panorama synthétique doit être complété par le résultat du récent appel d'offres relatif à l'éolien *offshore*.

Cet appel d'offres, lancé le 5 juillet 2011, portait sur une capacité maximale de 3 000 MW, répartie sur cinq lots de la façon suivante :

- Le Tréport (de 600 MW à 750 MW) ;
- Fécamp (de 480 MW à 500 MW) ;
- Courseulles-sur-Mer (de 420 MW à 500 MW) ;
- Saint-Brieuc (de 480 MW à 500 MW) ;
- Saint-Nazaire (de 420 MW à 750 MW).

En fin de processus, la CRE avait rendu un avis aux termes duquel quatre lots devaient être attribués à Éolien Maritime France, société dont les actionnaires principaux sont EDF Énergies nouvelles et le danois *Dong Energy Power*, le dernier devant être déclaré infructueux.

Au final, le Gouvernement de l'époque n'a bien attribué que quatre lots (le lot du Tréport n'ayant pas été attribué) : trois à Éolien Maritime France et le dernier (Saint-Brieuc) à Ailes Marines SAS, consortium détenu principalement par Areva et l'espagnol Iberdrola – l'exécutif justifiant son choix par des motifs industriels et économiques.

Les lots attribués représentent une puissance totale de 1 928 MW (assez loin des 3 000 MW envisagés, ce qui rend périlleux l'objectif de 6 000 MW installés d'ici à 2020).

Selon la CRE, le prix moyen de l'électricité résultant de ces appels d'offres sera de **226,5 euros/MWh en 2020**.

Ce prix est très au-dessus des conditions pratiquées dans d'autres pays d'Europe. Ainsi, au Danemark, pays pionnier en matière d'éolien offshore, l'électricité produite par le parc éolien d'Anholt, qui doit voir le jour cette année, devrait être vendue par Dong à 140 €/MWh pour les 20 premiers TWh (soit environ douze années de production) avant d'être cédée au prix de marché, sans subvention. Si cet écart doit être relativisé du fait de la différence des sites, il pose néanmoins question.

d) L'éolien terrestre, une filière déjà compétitive

Ces exemples de technologies renouvelables encore coûteuses ne doivent pas occulter le fait que **certaines filières proposent d'ores et déjà des prix sensiblement plus bas, en particulier la filière éolienne terrestre.**

Comme rappelé précédemment, le tarif de rachat de l'électricité ainsi produite s'élève, aux termes de l'arrêté du 17 novembre 2008 toujours en vigueur :

- à **82 euros / MWh** pour les **dix premières années d'exploitation** ;
- et à un **tarif compris entre 28 euros / MWh et 82 euros / MWh pour les cinq années suivantes**, en fonction de la « durée annuelle de fonctionnement de référence »¹ des éoliennes. La formule précise est résumée dans le tableau ci-après.

¹ L'arrêté définit cette durée comme le quotient de l'énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée.

Conditions d'achat en vigueur pour la filière éolienne terrestre

Durée annuelle de fonctionnement de référence	Tarif pour les dix premières années (€/MWh)	Tarif pour les cinq années suivantes (€/MWh)
2 400 heures et moins	82	82
Entre 2 400 et 2 800 heures	82	Interpolation linéaire
2 800 heures	82	68
Entre 2 800 et 3 600 heures	82	Interpolation linéaire
3 600 heures et plus	82	28

Source : arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

Ce tableau montre bien que :

- dès à présent et même en début d'exploitation, **l'électricité d'origine éolienne n'apparaît pas plus coûteuse que celle qui sera produite par le réacteur nucléaire de type EPR en construction sur le site de Flamanville (cf. supra) ;**

- au bout de dix ans, pour les installations dont le rendement est le meilleur et la production la plus élevée, le tarif devrait baisser. Il n'est pas exclu que, dans certains cas, celui-ci puisse atteindre le niveau du prix de marché – évidemment difficile à prévoir à moyen et à long termes ;

- **au bout de quinze ans**, l'équipement étant amorti, **le producteur a vocation à s'insérer dans le marché**. Le faible coût de l'exploitation devrait d'ailleurs l'y rendre compétitif.

De plus, à l'inverse de la filière nucléaire, dont l'augmentation régulière des coûts a été soulignée précédemment, **des gains sont encore espérés à l'avenir**, même si le potentiel est moindre sur une filière déjà mature comme l'éolien terrestre par rapport à d'autres technologies.

M. Jean-Louis Bal, président du syndicat des énergies renouvelables, n'a d'ailleurs pas caché à votre commission que le coût final de l'électricité d'origine éolienne dépend fortement de la durée de vie de ces installations – laquelle reste à confirmer à grande échelle. Ainsi, selon lui, **le coût du mégawatt-heure éolien pourrait descendre à 70 euros si cette durée de vie était finalement de vingt ans**.

Le tarif de rachat de l'électricité éolienne est-il juridiquement une aide d'État ?

Une affaire actuellement examinée par le Conseil d'État pourrait bouleverser le système tarifaire d'aide aux énergies renouvelables.

En effet, plusieurs parties opposées au développement de l'électricité éolienne, notamment l'association *Vent de colère*, ont déposé un recours afin que soit annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 du ministre d'État, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire et de la ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi d'alors fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, ainsi que l'arrêté du 23 décembre 2008 le complétant.

Lors de l'audience du 12 mars 2012, le rapporteur public a conclu à l'annulation du système d'achat de l'électricité éolienne en raison de l'absence de notification à la Commission européenne au titre des aides d'État, en contravention avec l'article 107 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ex-article 87 du traité CE).

Pour sa part, l'État a soutenu que l'arrêté tarifaire avait bien été communiqué à la Commission au même titre que les autres outils de soutien aux énergies renouvelables, notamment dans le cadre du Plan d'action national remis à l'été 2010.

Le 15 mai 2012, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) afin qu'elle détermine si *« compte tenu du changement de nature du financement de la compensation intégrale des surcoûts imposés à EDF et aux distributeurs non nationalisés (...), à raison de l'obligation d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent à un prix supérieur au prix de marché de cette électricité, ce mécanisme doit[...] désormais être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État »*.

Votre rapporteur ne peut que souligner le fort enjeu entourant la réponse qui sera faite par la CJUE et le caractère préjudiciable de l'attente de la réponse de la Cour de Luxembourg.

Sans cadre clair et sécurisé, il est difficile d'espérer un fort développement de la filière éolienne au vu des investissements qu'elle exige, alors même qu'elle apparaît comme prometteuse pour l'avenir, y compris sur le plan tarifaire.

e) Au total, un renchérissement du prix de l'électricité dans le proche avenir...

Du point de vue du consommateur, il est clair que **la politique de développement de la production d'électricité au moyen de source d'énergie renouvelable se traduira, dans un proche avenir, par une augmentation du prix unitaire de l'électricité, au travers d'une hausse de la CSPE.**

En effet :

- d'une part, tous les tarifs d'achat demeurent, pour l'heure, supérieurs au prix de l'électricité sur le marché de gros, utilisé comme référence pour le calcul des charges de service public de l'électricité ;

- d'autre part, la loi de finances pour 2011 a prévu un mécanisme de rattrapage de la CSPE afin d'éviter que demeure l'écart constaté depuis cinq

ans entre le niveau des charges et celui de la compensation. Votre rapporteur estime, d'ailleurs, qu'il n'est pas sain de faire peser sur un opérateur (EDF) des charges qui, aux termes de la loi, doivent être « intégralement » compensées.

En termes concrets, le chiffrage demeure un exercice difficile, ne serait-ce que parce que le niveau futur des prix de gros ne saurait être déterminé avec certitude.

Selon le tableau dressé par la Cour des comptes dans son enquête sur la CSPE réalisée à la demande de votre commission¹, à partir des éléments que lui avaient fournis la CRE et la DGEC, l'évolution des charges et du déficit d'EDF pourrait être la suivante d'ici à 2020.

Estimation des charges et recettes de la CSPE

€ courant	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CRE												
Charges de l'année	2 686*	2 654	3 465	4 261	5 111	5 415	5 967	6 631	7 632	8 735	9 892	10 857
Contribution	4,5	4,5	8,1	9,7	13,5	16,5	19,5	19,5	19,5	20,4	23,4	26,4
Recettes de l'année	1 656	1 936	3 074	3 707	5 130	6 358	7 614	7 707	7 787	8 226	9 532	10 857
Déficit de l'année	1 031	719	391	547	-19	-943	-1 647	-1 076	-155	509	360	0
DGEC												
Charges de l'année	2 661	2 654	3 741	4 237	4 740	4 903	5 262	5 656	6 249	7 121	8 398	9 935
Contribution	4,5	4,5	8,1	9,7	13,5	16,5	18,6	15,3	16	18,2	21,2	24,2

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie

* y compris les reliquats

- tous les chiffres sont en M€ sauf les lignes « contribution » qui sont en €/MWh

- les chiffres en italiques sont des estimations, les autres sont des réalisations

- charges de l'année : il s'agit des charges liées à la production d'électricité de l'année considérée

- le montant de la contribution est indiqué au 1^{er} janvier de chaque année, sauf en 2011 et 2012 où il s'agit du montant moyen, compte tenu de l'augmentation de la contribution à 9 € au 1^{er} juillet 2011 et à 10,5 € au 1^{er} juillet 2012.

D'ici huit ans, les charges **pourraient donc passer de 4,3 milliards d'euros** (dont 2,2 milliards d'euros liés aux énergies renouvelables) **à près de 10, voire 11 milliards d'euros** (dont 7,5 milliards d'euros pour les renouvelables). Cela conduirait à une CSPE dont le montant serait **compris entre 24 et 26 euros/MWh avant 2020**.

¹ Cette enquête est annexée à la suite du présent rapport.

Quant au déficit supporté par EDF, dont il faut rappeler qu'il n'a pas été causé par le développement des énergies renouvelables mais principalement par la solidarité envers les zones non interconnectées et par le soutien à la cogénération, la Cour relève qu'après avoir atteint son maximum en 2012, autour de 4 milliards d'euros et être resté stable à ce niveau jusqu'en 2014, il pourrait être résorbé sur les deux années 2015 et 2016.

f) Le prix à payer pour amorcer la transition énergétique

À ce stade, votre rapporteur tient néanmoins à souligner que ce facteur d'augmentation prévisible des coûts de l'électricité (qui n'est d'ailleurs pas le seul) ne se fait pas à fonds perdus – même s'il a été aggravé par la politique tarifaire erratique concernant la filière photovoltaïque.

En effet, il était indispensable **d'amorcer la transition du mix électrique vers les énergies renouvelables par des incitations tarifaires** susceptibles de donner un cadre d'investissement clair aux acteurs.

Or, les tarifs ont vocation à diminuer, cette tendance étant déjà largement amorcée pour l'éolien terrestre et étant en cours pour le photovoltaïque. À terme, une fois purgés les contrats de la première génération, ces filières ont vocation à trouver leur équilibre économique au prix de marché, en atteignant la « parité réseau ».

Les tendances haussières frappant les énergies de stock (par ailleurs épuisables) que sont les énergies fossiles et le nucléaire, étudiées par ailleurs dans le présent rapport, renforcent la nécessité de pouvoir s'appuyer, à l'avenir, sur des filières fortes, pour lesquelles, par ailleurs, les positions industrielles sont encore à conquérir au niveau mondial.

L'augmentation provisoire du prix de l'électricité due aux renouvelables, incontestable, doit donc être prise pour ce qu'elle est : un investissement nécessaire pour l'avenir.

**Des coûts complets économiques de filières
qui devraient rapidement se rapprocher**

Au final, afin d'aborder de manière objective la question des investissements à réaliser pour le parc de production électrique national sous l'angle des coûts, il conviendrait de **comparer le coût courant économique (CCE) de chaque filière constituant une option *a priori* crédible dans l'état actuel des connaissances** (réacteurs nucléaires de type EPR, hydraulique, éolien terrestre et maritime, photovoltaïque, hydraulique, etc.) ainsi que d'élargir cette démarche au coût complet économique des sources « d'électricité évitée » (ampoules basse consommation, effacement, etc.).

Comme cela a été souligné en introduction, les moyens et les délais impartis à votre commission d'enquête ne lui ont pas permis de procéder elle-même à ce type d'investigation. En outre, il est clair qu'une telle enquête risquerait de se heurter, s'agissant des énergies renouvelables, tant à la dispersion des acteurs (et au secret des affaires) qu'à l'évolution parfois rapide des coûts des technologies employées dans les différentes filières. Néanmoins, votre commission a noté avec grand intérêt la volonté de la Cour des comptes de se pencher sur cette question et d'essayer de dresser un tel panorama et attend avec impatience le résultat de ses travaux.

D'ici là, il reste possible de s'appuyer, avec les réserves d'usage, sur les analyses d'acteurs qui se sont essayés à l'exercice, en particulier M. Benjamin Dessus, président de Global Chance, dont le compte-rendu de l'audition et les documents lui ayant alors servi de support figurent dans le tome II du présent rapport.

D'après les calculs de M. Dessus, le CCE de l'EPR se situera, *« au plus bas, aux environs de 72 ou 73 euros / MWh et, au plus haut, aux alentours de 86 ou 87 euros / MWh »*, ce qui n'est pas contradictoire avec les calculs de la Cour des comptes. S'agissant des éoliennes terrestres, en partant des coûts réels observés cette année et d'une hypothèse de baisse à venir de l'ordre de 10 %, il a estimé que *« le coût le plus élevé s'élèverait également à environ 85 ou 86 euros / MWh, quand le coût le plus bas - si on est vraiment dans des bons sites, dans des conditions de vent excellentes - serait lui aussi de l'ordre de 70 à 72 euros / MWh »*. En revanche, l'éolien maritime et le photovoltaïque resteraient significativement plus chers dans un futur proche. M. Dessus a conclu sa démonstration en livrant à votre commission ses calculs relatifs au CCE de différentes sources d'économie d'électricité. Ainsi, le coût courant économique pour l'éclairage économe d'une maison s'élèverait de 12 à 13 euros / MWh évité. Selon l'auditionné, *« pour un réfrigérateur de classe A++, c'est-à-dire l'un des plus récents et des plus économes, l'ordre de grandeur change : le coût courant économique atteint une centaine d'euros par mégawatt-heure [évité] »*. Toutefois, s'agissant d'électricité non consommée, la comparaison ne doit pas se faire avec un coût de production mais avec un prix de l'électricité TTC facturée au client, donc de l'ordre de 130 euros / MWh actuellement.

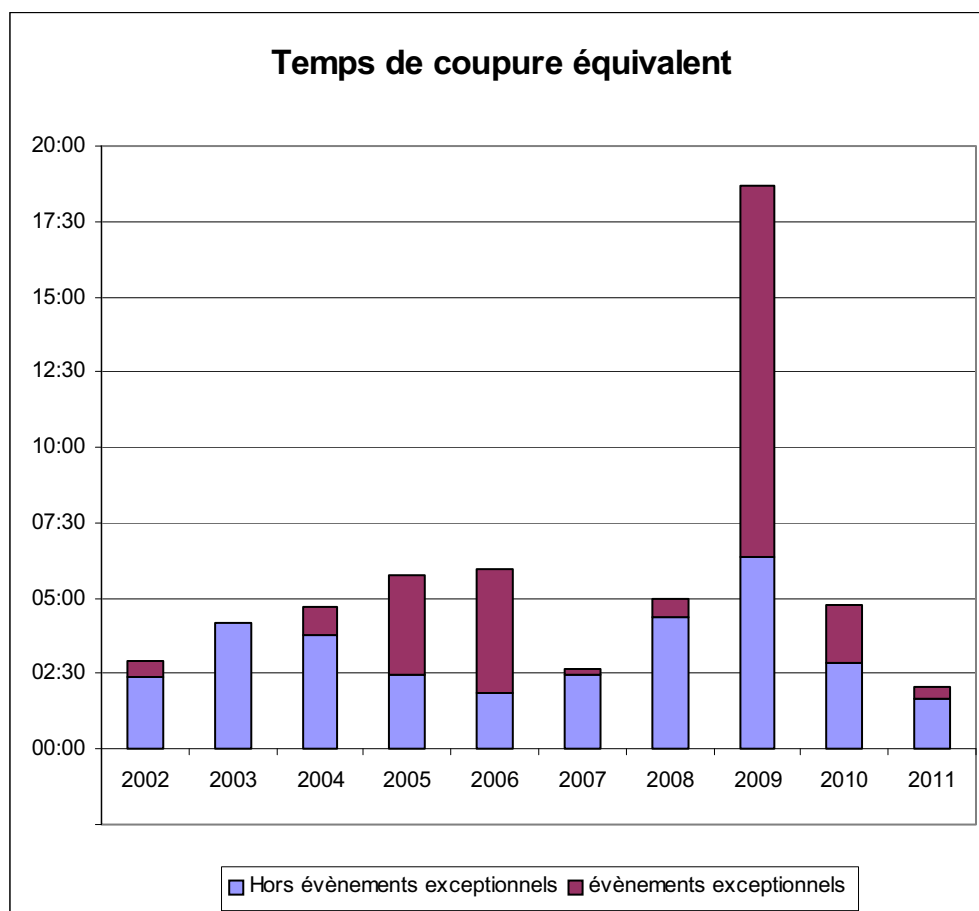
Si une telle analyse devait se confirmer, il s'agit là d'ordres de grandeur particulièrement intéressants, susceptibles d'éclairer utilement les pouvoirs publics, l'approche écologique ne s'opposant pas forcément à l'approche du meilleur coût financier pour la société.

3. Des coûts réseaux en croissance

a) Un réseau confronté à d'importants besoins d'investissements sous l'effet d'une triple nécessité

(1) Maintenir le réseau actuel à niveau

RTE a obtenu en 2011 le meilleur niveau constaté historiquement en termes de temps de coupure équivalent (TCE), c'est-à-dire en termes de continuité d'alimentation, illustrant ainsi le très bon état du réseau français de transport d'électricité.



Source : Données RTE (graphique Sénat)

Le TCE est l'indice qui caractérise l'ampleur des coupures en considérant le volume d'énergie non distribuée ramené à la puissance moyenne distribuée au cours d'une année. Comme le montre le graphique ci-dessus, il n'a été que de 1 min. 42 s. en 2011, hors événement exceptionnel, et de 2 min. 02 s. au total.

En termes de répartition des coupures selon les sites, en 2010, 94 % des sites clients n'ont subi aucune coupure longue (plus de 3 minutes), 82 % aucune coupure brève (entre 1 seconde et 3 minutes), 0,9 % plus d'une coupure longue et 0,6 % plus de 5 coupures brèves.

Cette performance du réseau de transport de l'électricité pourrait venir justifier les propos tenus par M. Dominique Maillard, président du directoire de RTE, devant votre commission : « *On a de plus en plus de mal à convaincre nos concitoyens de la nécessité de continuer à renforcer et à développer le réseau* ». Elle ne doit cependant pas faire oublier la nécessité de renouveler le réseau de transport existant et de sécuriser l'alimentation électrique de certains territoires électriquement fragiles.

Sur ce premier point, M. Dominique Maillard rappelait à votre commission qu'au rythme actuel de renouvellement du réseau de transport

- 1 000 km par an sur les 100 000 km que compte le réseau – il faudrait un siècle pour le renouveler entièrement. Cette situation ne pose pas de problème actuellement, notre réseau très haute tension à 400 kV ayant été mis en service dans les années 1980, il reste, à trente ans, un réseau jeune. Il n'en demeure pas moins que le rythme de renouvellement devra s'accroître.

(a) Assurer la sécurité électrique des territoires les plus vulnérables

La répartition des moyens de production et des centres de consommation est loin d'être équilibrée. En 2009, selon le Commissariat général au développement durable, onze régions sur vingt-deux avaient une production électrique supérieure à leur besoin. Le taux de couverture des besoins variait de 9 à 418 %. Et cette situation évolue sans cesse, comme le rappelait M. Dominique Maillard à votre commission : « *la géographie des points de consommation et des points de production de l'électricité [étant] en perpétuelle évolution* ».

Cette réalité nécessite donc des investissements ponctuels. On peut, par exemple, citer le projet Cotentin-Maine – une nouvelle ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 kV de 160 km – permettant le développement des capacités de production du Cotentin, au premier rang desquelles se trouvent naturellement l'EPR de Flamanville mais également un important développement éolien en mer.

Mais surtout, le réseau de transport est confronté à la nécessité de sécuriser l'approvisionnement en électricité de deux territoires particulièrement exposés au risque de coupure. Il s'agit de la région Bretagne et, au sein de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, des départements du Var et des Alpes-Maritimes. Ces régions ont en commun d'être déficitaires en moyens de production – en 2010, les moyens de production installés en Bretagne ne fournissaient que 9,5 % de la consommation – et géographiquement excentrées, ce qui les place en quasi-situation de « péninsule électrique ».

Elles connaissent, de plus, une croissance importante de leur consommation : ainsi, au cours des six dernières années, la consommation en Bretagne a augmenté de 20 % – 2,7 % par an – soit deux fois plus que la tendance nationale sur la même période. Cette croissance s'explique notamment par le dynamisme démographique de la région, et donc la croissance du secteur résidentiel et tertiaire, dont on sait que la consommation d'électricité connaît une forte progression.

La croissance de la demande de pointe est également plus élevée en Bretagne que dans le reste du pays. Le même phénomène est observable en région PACA : « *Là aussi, la consommation d'électricité croît plus vite qu'ailleurs* » déclarait M. Dominique Maillard à votre commission.

Confronté à cette situation, RTE a lancé, avec les partenaires régionaux, l'ADEME et ERDF les initiatives « ÉcoWatt Bretagne » et « ÉcoWatt Provence Azur », qui consistent à adresser aux consommateurs

volontaires, en général la veille pour le lendemain, une alerte les invitant à modérer leur consommation. Ces messages, envoyés par messagerie électronique ou par SMS, les informent de la survenue d'une période de pointe et sont assortis d'un certain nombre de conseils pour limiter la consommation ou la reporter à des heures moins chargées. En Bretagne, plus de 40 000 personnes ont adhéré à ce système et la contribution de ce dispositif à la réduction de la pointe est estimée à 40 MW.

Ces initiatives locales ne suffisent cependant pas à sécuriser l'approvisionnement en électricité de ces territoires. Compte tenu du déficit structurel entre production et consommation, la Bretagne est exposée à un risque généralisé d'écroulement de tension, du fait de l'éloignement entre centres de production et lieux de consommation. La partie nord de la région, et notamment le département des Côtes-d'Armor, verrait de plus son alimentation interrompue en cas d'indisponibilité de la ligne 400 kV Domloup-Plaine haute.

De même, l'alimentation des départements du Var et des Alpes-Maritimes repose sur la ligne 400 kV Tavel-Le Broc Carros et sur une ligne à 225 kV. Or, cet axe 400 kV arrive à saturation aux heures de pointe, avec un risque d'écroulement de tension. En cas d'avarie, l'ensemble du réseau 225 kV ne serait pas en mesure, à lui seul, d'assurer la totalité de l'alimentation de la zone, ce qui rendrait indispensable un délestage. Les grands feux de forêt de mai 2005 et juillet 2009 ont ainsi conduit à des coupures de courant dans 1,5 million et 1,2 million de foyers.

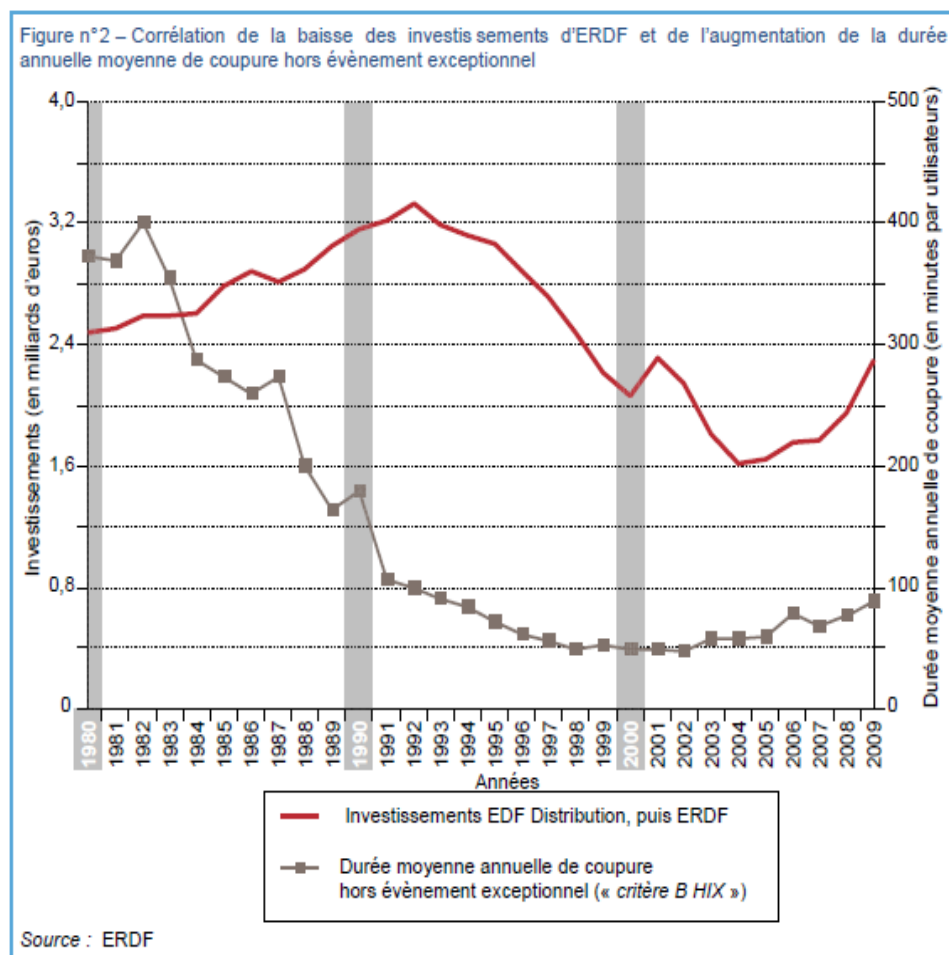
Afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement de la Bretagne, un « pacte électrique breton » a été conclu en 2010 avec l'État, la Région, l'ADEME et l'ANAH afin d'encourager des efforts importants de maîtrise de la demande d'électricité, de développer la production électrique à partir d'énergie renouvelable et, malgré tout, d'augmenter les capacités de production locale - réalisation d'une centrale dans la région de Brest – et de développer un « filet de sécurité breton », par la réalisation d'une liaison souterraine en 225 kV entre Saint-Brieuc et Lorient, pour un coût d'environ 200 millions d'euros.

En PACA, suite à l'annulation par le Conseil d'État en juillet 2006 de la déclaration d'utilité publique d'une nouvelle ligne 400 kV, RTE met en place un « filet de sécurité », à travers la construction de trois lignes à 225 kV, parallèlement à l'encouragement de la maîtrise de la demande et le développement de la production à partir d'énergie renouvelable.

(b) Garder à niveau un réseau dont la performance tend à se dégrader

Du côté du réseau de distribution d'électricité, on constate, en revanche, qu'après une nette amélioration de la qualité au cours des années 1980 et 1990, la performance du réseau s'est dégradée à partir du début des années 2000, comme le montre l'évolution sur le graphique ci-dessous du

« critère B », c'est-à-dire de la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur des réseaux publics de distribution raccordé en basse tension.



Hors événement exceptionnel – comme une tempête par exemple – ce temps est passé de 42 minutes en 2002 à 85 minutes en 2009. Il convient tout de même de rappeler que cet indicateur était à près de 400 minutes au début des années 1980.

Malgré cette évolution négative récente, la France reste bien placée en matière de continuité d'alimentation en Europe en termes de durée moyenne annuelle et de fréquence de coupures depuis 2001. C'est ce qui ressort du « quatrième rapport d'évaluation et de comparaison de la qualité de l'électricité en Europe » du CEER, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie.

Depuis 2010, la tendance s'est à nouveau inversée : en 2011, le temps moyen de coupure s'est établi à 73 minutes toutes causes confondues, en baisse de 39 % par rapport à 2010.

(2) Développer les interconnexions avec les pays voisins avec trois objectifs

Le réseau de transport d'électricité français est interconnecté avec six pays : la Grande-Bretagne, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et la Suisse. Les capacités d'échange avec chacun de ces pays sont limitées par les caractéristiques physiques du réseau et atteignent, au total 15,4 GW à l'exportation et 12 GW à l'importation.

Les capacités d'échange dépendent non seulement de la liaison entre les deux pays, mais également de la capacité des réseaux amont à injecter ou accueillir de la puissance. C'est pour cette raison que les valeurs des capacités d'exportation et d'importation ne sont pas forcément similaires. Par exemple, dans le cas de l'Allemagne, la nécessité de transporter l'électricité notamment renouvelable produite au nord vers les grands centres de consommation du sud tend à saturer l'axe électrique nord-sud : le gestionnaire de réseau de transport allemand doit donc prendre en compte cela, au-delà des capacités physiques de l'interconnexion, lorsqu'il fixe la capacité d'exportation vers la France, afin de ne pas risquer de saturer davantage la connexion nord-sud.

Capacités d'échange caractéristiques en hiver (en 2011)

	Royaume-Uni	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Exports	2,0 GW	3,6 GW	2,6 GW	3,2 GW	2,58 GW	1,4 GW	15,4 GW
Imports	2,0 GW	1,8 GW	3,6 GW	2,1 GW	1,16 GW	1,3 GW	12,0 GW

Source : RTE, projet de schéma décennal de développement du réseau, 2011

(a) Le renforcement de la sécurité de l'alimentation

Les interconnexions sont un moyen d'augmenter la sécurité de l'alimentation, dans la mesure où elles permettent au système électrique de mieux absorber les chocs auxquels il pourrait être soumis, en les mutualisant au niveau européen.

Lors de son audition, M. Dominique Maillard a exposé à votre commission l'exemple de l'arrêt brutal en France d'une tranche nucléaire de 1 000 MW. Si l'on raisonne uniquement sur le réseau français, cela représente, pour une puissance moyenne de 60 GW, une perte de puissance de 1,7 %. Si l'on raisonne au niveau d'un ensemble interconnecté comme l'est l'Europe continentale, cette même perte de puissance se faisant sur une puissance totale de production de 800 GW, la perte de puissance n'est plus que de 0,13 %.

Certains membres de votre commission ont pu s'inquiéter de la réversibilité de ce raisonnement, à savoir que si les interconnexions permettent de mutualiser les chocs auxquels la France serait soumise, elles nous exposent également aux chocs venus de l'extérieur. Ainsi, le dernier grand incident

auquel a été soumis le système électrique français¹, le 4 octobre 2006, a bien été « importé » : une erreur humaine commise en Allemagne a eu pour conséquence de brutalement couper en deux l'Europe de l'électricité. La partie ouest étant alors importatrice nette de 10 GW, elle a connu un délestage qui a concerné au total environ 15 millions de consommateurs, en France mais aussi en Belgique, en Espagne et jusqu'au Maroc, pays également interconnecté.

Malgré tout, M. Dominique Maillard a estimé que la balance était clairement positive : *« Aujourd'hui, et de manière quotidienne, la synchronisation des réseaux permet, à l'insu du consommateur final, de compenser d'éventuelles variations : centrales qui s'arrêtent brutalement de fonctionner, sautes de vent pour la production éolienne, etc. Tous ces incidents sont absorbés par la synchronisation des réseaux : plusieurs fois par jour, des actions de solidarité permettent la continuité de l'alimentation. »*

(b) La gestion optimale de l'intermittence des énergies renouvelables

Les interconnexions sont également un moyen de faciliter l'intégration dans le système électrique de la production d'origine renouvelable. En effet, ces énergies, en dehors de l'hydraulique, sont par définition soumises à une intermittence de leur production, qui dépend de facteurs météorologiques, difficilement totalement prévisibles, et non corrélés aux variables qui guident l'évolution de la demande.

Le développement des interconnexions est alors un moyen de pallier cette intermittence, en important de l'électricité lorsque la production à base d'énergie renouvelable est insuffisante ou s'arrête brutalement. Devant votre commission, M. Dominique Maillard a développé l'exemple du Danemark, pays dans lequel la puissance éolienne installée est plus que considérable : 3 100 MW installés pour une consommation en pointe de 5 000 MW. Pour s'adapter à l'intermittence de ses éoliennes, le Danemark a considérablement développé ses interconnexions, qui sont aujourd'hui égales à sa puissance de pointe. Le pays peut donc importer – ou exporter – la totalité de ses besoins - ou de sa production - électriques.

(c) Le souci de modérer les prix sur le marché français

Les interconnexions sont également un moyen de diminuer le prix de l'électricité sur le marché français. En effet, lorsqu'un producteur choisit d'importer de l'électricité, il ne prend cette décision que si, à ce moment-là, son prix est inférieur au coût de production en France. Ce raisonnement reste valable même si le prix moyen de l'électricité augmentait chez nos voisins - du fait par exemple de l'arrêt des réacteurs allemands.

¹ Sur ce point, voir notamment le rapport d'information n° 357 (2006-2007) de MM. Michel Billout, Marcel Deneux et Jean-Marc Pastor, fait au nom de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver.

(d) Plusieurs projets de développement des interconnexions en gestation

Aujourd'hui, les capacités d'échanges – 15,4 GW à l'exportation et 12 GW à l'importation – sont insuffisantes pour permettre de faire circuler les volumes d'énergie que les acteurs du marché aimeraient échanger. Pour départager les producteurs voulant exporter leur électricité, il a donc été mis en place un mécanisme de mise aux enchères des capacités d'exportation.

Il n'en demeure pas moins que le développement des interconnexions est difficile, comme le rappelait à votre commission lors de son audition, M. Philippe de Ladoucette, président de la CRE. Si un tel développement est complexe, ce n'est pas tant pour une question de financement, que « *parce qu'il soulève une question d'acceptabilité de la construction d'infrastructures lourdes* ».

Plusieurs projets ont, d'ores et déjà, été lancés ou sont à l'étude :

- sur l'axe France–Grande-Bretagne, un accord d'étude a été signé en novembre 2010 pour la mise en service, avant la fin de la décennie, d'une nouvelle interconnexion de 1 GW entre la Normandie et l'Angleterre. L'hypothèse d'un gigawatt supplémentaire pourrait être proposée dans le cadre du groupe de travail ;

- le paysage électrique de l'axe France-Benelux-Allemagne est susceptible de connaître des évolutions profondes, du fait de l'arrêt des réacteurs allemands. Le renforcement des capacités d'interconnexion est envisagé et des études sont en cours pour estimer les besoins de capacités ;

- l'axe France-Péninsule ibérique a été classé par le Conseil de l'Union européenne comme « projet prioritaire d'intérêt européen », témoignant ainsi de l'intérêt de cette nouvelle interconnexion. En effet, l'Espagne et le Portugal constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe. La capacité d'échange d'énergie électrique maximale entre la France et l'Espagne est actuellement de 1 400 MW en hiver dans le sens France – Espagne : l'objectif est de porter la capacité d'échange à 2 800 MW dans un premier temps, puis à 4 000 MW dans un second temps. Cet investissement s'élève à 750 millions d'euros partagés entre le gestionnaire de réseau espagnol et le gestionnaire de réseau français, d'après M. de Ladoucette.

Dans les Alpes, c'est-à-dire vers la Suisse et l'Italie, le paysage électrique devrait également connaître des changements importants, avec le développement de STEP en Suisse et le développement rapide du parc photovoltaïque italien. Le principal projet en cours concerne la mise en service à l'horizon 2017 d'une liaison en courant continu entre la France et l'Italie (projet « Savoie-Piémont »), d'une capacité de deux fois 600 MW. Cette liaison serait souterraine, à travers la galerie de secours du tunnel du Fréjus. Le montant de l'investissement serait ici de 500 millions d'euros, d'après M. de Ladoucette.

Au total, M. Dominique Maillard a estimé lors de son audition que les capacités d'interconnexion devraient s'élever à 20 GW en 2025.

(3) Permettre le raccordement de la production d'origine renouvelable et le développement des nouveaux usages

Les énergies renouvelables ont ceci de particulier que leur implantation est liée à la présence de la ressource et ne coïncide donc pas spontanément avec la localisation des moyens classiques de production. C'est évidemment vrai pour l'éolien en mer, pour lequel il est nécessaire de développer un réseau de toutes pièces ; ça l'est également pour l'éolien terrestre, implanté dans les zones les plus favorables en termes de vent et où il fait l'objet d'une acceptation par la population. Ces contraintes rendent donc nécessaire un développement du réseau de transport.

(a) Des besoins de renforcement du réseau de distribution et plus ponctuellement de transport

Pour mémoire, le Grenelle de la mer prévoit d'implanter 6 GW d'éoliennes en mer à l'horizon 2020, tandis qu'en termes d'éoliennes terrestres – pour lequel la France possède le deuxième potentiel en Europe après la Grande-Bretagne – la puissance raccordée, aujourd'hui de 5,8 GW, devrait continuer à se développer au rythme actuel de 1 GW par an.

Le raccordement des fermes éoliennes se fait, certes, en très grande majorité (95 %) sur le réseau de distribution, mais l'évacuation de cette production sur le réseau amont nécessite d'importants renforcements et adaptations du réseau de transport, notamment dans le Nord et l'Est de la France, ainsi que dans le sud de l'Aveyron.

Le développement du parc photovoltaïque (0,8 GW par an), principalement dans le sud du pays, par son déploiement très diffus, ne devrait pas nécessiter d'adaptations pour le réseau 400 kV, mais uniquement des adaptations des réseaux régionaux.

Pour ERDF, l'essor des énergies renouvelables implique d'importants investissements : la loi NOME, à l'initiative du Sénat, et plus précisément de son rapporteur M. Ladislav Poniatowski, a mis à la charge des producteurs d'électricité l'intégralité des coûts de branchement et d'extension, mais les coûts de renforcement restent à la charge des gestionnaires de réseaux.

Au cours de son audition, Mme Michèle Bellon, présidente du directoire d'ERDF, a rappelé que « *la quasi-totalité des installations de production d'énergie renouvelable est raccordée au réseau de distribution d'électricité* ». Plus précisément, 95 % du parc éolien, pour un total de 6 063 mégawatts, et 99 % du parc photovoltaïque, pour un total de 2 321 mégawatts, sont raccordés au réseau de distribution. Au cours de l'année 2011, ERDF a mis en service 86 000 nouveaux sites de production d'énergie renouvelable.

Interrogée par votre rapporteur sur le détail des investissements nécessaires sur le réseau de distribution du fait du développement des énergies renouvelables, Mme Michèle Bellon a apporté des précisions supplémentaires :

« Nous avons créé quatre nouveaux postes sources en 2011 uniquement pour des grands champs de photovoltaïque et d'éolien, et nous nous apprêtons à en créer entre six et dix cette année. Un poste source, suivant sa conception et sa localisation, coûte entre 2 millions et 4 millions d'euros. Pour créer un poste source, qui est également un poste de transformation entre le réseau de transport et notre réseau, il faut amener l'électricité très haute tension sur ce poste source, ce qui implique des renforcements, qui représentent 40 millions d'euros en 2011 et 55 millions d'euros en 2012. »

« On estime entre 550 millions et 1,4 milliard d'euros [d'ici à dix ans] le coût du renforcement du réseau, et non du raccordement au réseau, suivant les hypothèses de développement du photovoltaïque. Alors que la PPI était, je le rappelle, de 5 700 mégawatts de photovoltaïque, nous sommes plutôt aujourd'hui sur une trajectoire de 8 000 mégawatts. Mais nous n'excluons pas un engouement ou des mesures qui permettraient d'atteindre les 12 000 mégawatts. »

Sur la question des coûts engendrés pour le gestionnaire du réseau de distribution par le seul raccordement du parc photovoltaïque, on retiendra cependant que lors de son audition, M. Philippe de Ladoucette avait indiqué à votre commission d'enquête l'existence d'un débat entre la CRE et ERDF sur ce point : *« Il y a un débat sur le coût : ERDF penche pour 735 millions d'euros, nous l'estimons plutôt à 400 millions d'euros ».*

(b) Des investissements supplémentaires à prévoir au titre des nouveaux usages

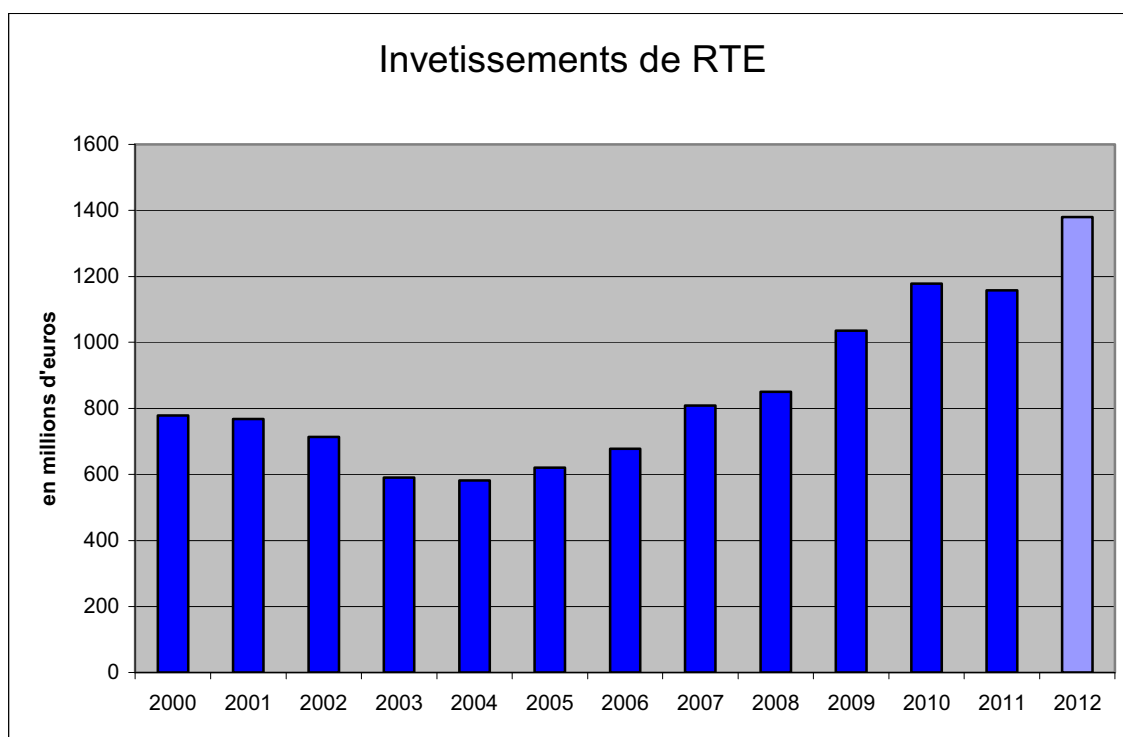
Mme Michèle Bellon a indiqué à votre commission qu'ERDF estimait le coût du développement des véhicules électriques à 1 000 euros par véhicule, en se basant sur l'hypothèse que *« lorsqu'on possède un véhicule électrique, même si 80 % de la population fait moins de 40 kilomètres par jour, notamment en ville, il faut avoir une borne chez soi et une au travail ou sur la voie publique ».*

b) Une augmentation des investissements réseau amenée à s'accélérer

Les différents besoins d'investissements sur le réseau que nous venons de voir ont conduit les gestionnaires du réseau à augmenter leurs prévisions d'investissements, ce qui signifiera logiquement une augmentation du TURPE.

(1) La poursuite de l'effort d'investissement de RTE

Au début des années 2000, les investissements de RTE se situaient autour de 500 à 600 millions d'euros par an (en euros courants). À partir de 2007, ils ont commencé à augmenter de façon régulière, de près de 14 % par an. En 2012, la prévision d'investissements atteint 1,38 milliard d'euros, soit plus du double par rapport à 2006, et représentent plus du tiers du chiffre d'affaires de RTE (4 milliards d'euros).



Source : RTE ; pour 2012, il s'agit de prévisions (graphique Sénat)

M. Dominique Maillard, président du directoire de RTE, a indiqué à votre commission qu'il considérait nécessaire de maintenir ce rythme d'investissement au cours des prochaines années, voire de l'accroître légèrement : « *Nous pensons qu'il faudra sans doute atteindre en euros courants des niveaux compris entre 1,5 milliard et 1,6 milliard d'euros d'ici à 2015* ».

Plus précisément, dans son projet 2011 de schéma décennal de développement du réseau, RTE proposait 10 milliards d'investissements au cours des 10 prochaines années, soit environ 1 milliard par an. Cette somme recouvre les principales infrastructures de transport, mais il faut y ajouter des investissements, qui ne sont pas pris en compte dans le schéma décennal, pour le renouvellement du réseau existant et les renforcements ponctuels sur le réseau de répartition, pour un montant dont l'ordre de grandeur tourne autour d'un demi-milliard par an.

Pour les trois années à venir, toujours hors renouvellement et renforcement ponctuel du réseau actuel, ce sont trois milliards d'euros qui sont proposés, soit 1 milliard d'euros par an également.

Cette somme se répartit ainsi :

- 21 %, soit 630 millions d'euros, pour les interconnexions internationales ;

- 27 %, soit 810 millions d'euros, pour la sécurité d'alimentation et la croissance de la charge ;

- 19 %, soit 570 millions d'euros, pour les raccordements et l'accueil de production ;

- 32 %, soit 960 millions d'euros, pour la sécurité du système.

(2) Les investissements de ERDF : un programme de grande ampleur pour accompagner la transition énergétique

Du côté du réseau de distribution, le début des années 2000 avait été, comme on l'a vu supra¹ marqué par une baisse importante du niveau des investissements. Après avoir atteint 3 milliards d'euros en 1993, ils ont diminué jusqu'à un « plancher » de 1,4 milliard en 2003-2004. Cette diminution des investissements trouve son origine dans la baisse de plus de 25 % des tarifs en euros constants entre 1993 et 2005.

À partir de 2005, les investissements sont repartis à la hausse, et ont doublé entre 2005 et 2012, en euros courants, passant de 1,5 milliard à 3 milliards.

Comme le rappelait devant votre commission Mme Michèle Bellon, ERDF a investi « *2,3 milliards d'euros en 2009, 2,6 milliards d'euros en 2010 et 2,8 milliards d'euros en 2011, soit une croissance moyenne de 10 % par an. Cette croissance des investissements se poursuit au même rythme et atteindra 3 milliards d'euros en 2012.* ».

À ces investissements réalisés par ERDF, il faut ajouter les investissements réalisés par les autorités concédantes – en majorité en zones rurales – pour un montant d'environ 850 millions d'euros en 2011.

Pour ce qui concerne la période 2013-2016, ERDF a indiqué à votre rapporteur qu'il estimait les besoins d'investissements sur les réseaux de distribution à 14,1 milliards d'euros pour les quatre prochaines années, hors projet Linky, soit 3,53 milliards d'euros par an.

Ces investissements se répartissent ainsi :

- 48 %, soit 6,80 milliards, pour le raccordement des utilisateurs et le renforcement des réseaux consécutifs aux raccordements (dont 900 millions pour les énergies renouvelables et le véhicule électrique). Cette estimation repose sur les hypothèses du raccordement de 450 000 nouveaux clients par

¹ Cf. supra p. 136.

an, d'un développement des énergies renouvelables permettant d'atteindre d'ici 2020 8 GW pour le photovoltaïque et 12 GW pour l'éolien terrestre et une flotte de 500 000 véhicules électriques en 2020 ;

- 13%, soit 1,8 milliard, pour les obligations réglementaires, la sécurité des ouvrages et les obligations de voirie. Ces dépenses permettent la mise à niveau d'ouvrages pour raisons de sécurité, dans un contexte où les obligations réglementaires sont en hausse (décret « DT-DICT » précité notamment) ;

- 8 %, soit 1,1 milliard, pour le développement des outils de travail et des moyens d'exploitation, c'est-à-dire essentiellement les véhicules et engins d'exploitation (nacelles, moyens de travaux sous tension, groupes électrogènes...), les systèmes d'information pour la gestion clientèle ou l'amélioration du pilotage des interventions, ou encore les moyens de télécommunication ;

- 31 %, soit 4,4 milliards, pour les programmes visant à réduire la vétusté du réseau, améliorer la qualité et minimiser les instabilités croissantes du système. Il s'agit notamment du plan « Aléas climatiques » (enfouissement de lignes haute-tension), le renouvellement de réseaux d'anciennes technologies et le remplacement des composants obsolètes des postes sources, ou encore, du développement de démonstrateurs dans le cadre des « réseaux intelligents ».

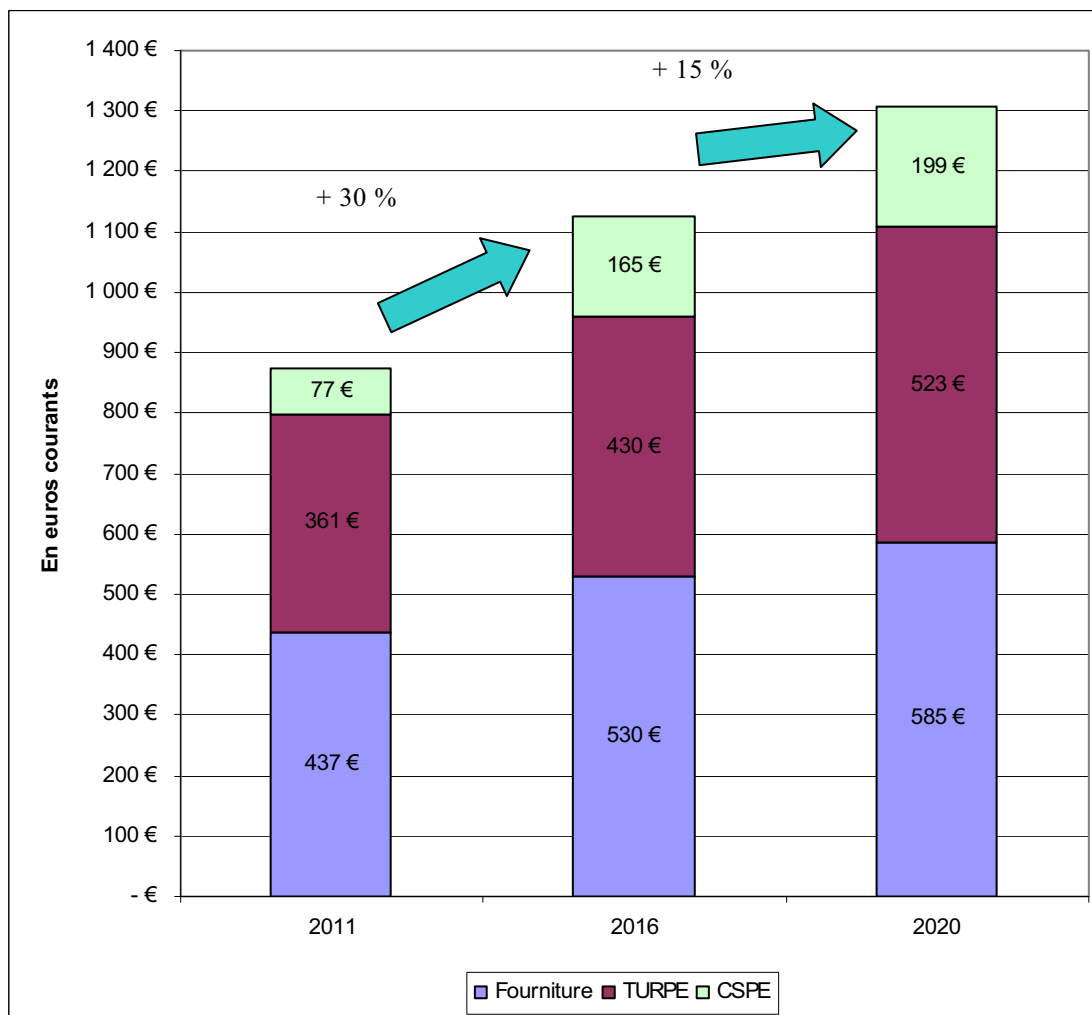
Concernant les besoins d'investissements après 2016, la tendance devrait être à la hausse également. Dans les dix prochaines années, Mme Michèle Bellon considère que les besoins d'investissements se situeront entre 40 et 45 milliards d'euros, hors coût de déploiement du compteur Linky (*cf. infra*), soit entre 4 et 4,5 milliards d'euros par an.

Le montant de 40 milliards d'euros correspond à une hypothèse de développement des énergies renouvelables conforme à la programmation pluriannuelle des investissements, à une hypothèse de flotte de 500 000 véhicules électriques à l'horizon de 2020 et à législation constante. Le montant de 45 milliards d'euros serait atteint si le véhicule électrique devait voir son développement confirmé par rapport à l'hypothèse du Livret vert du sénateur Louis Nègre, c'est-à-dire si le nombre de véhicules électriques atteignait 2 millions. Cela représenterait alors pour ERDF 1,5 milliard d'euros d'investissements supplémentaires.

Mme Michèle Bellon a également insisté devant votre commission sur la nécessité d'éviter ce qu'elle a appelé « *l'effet yo-yo* » : « *La dimension industrielle des réseaux électriques impose stabilité et visibilité. Le maintien d'une politique d'investissements régulière, avec les moyens techniques et humains qui permettent sa mise en œuvre, est indispensable pour améliorer le réseau, préparer l'avenir et tendre vers un temps de coupure raisonnable* ».

Évolution de la facture annuelle d'électricité d'un ménage type entre 2011, 2016 et 2020

(Hors taxes mais CSPE comprise)



Source : CRE, graphique Sénat

Évolution de la facture annuelle d'électricité d'un ménage type ayant souscrit l'option heures pleines – heures creuses consommant 8,5 MWh par an (et donc *a priori* équipé d'un chauffage électrique).

Ces projections sont réalisées à législation constante, sans modification des comportements de consommation et sur la base des hypothèses suivantes :

- la part fourniture comprend l'ARENH, la part marché et les coûts commerciaux ;
- le prix de l'ARENH et le prix de marché de base évoluent en fonction de l'inflation ;
- le TURPE évolue de 2 % par an hors inflation jusqu'en 2016 puis de 3 % hors inflation ;
- l'évolution de la CSPE résulte de l'atteinte des objectifs de programmation pluriannuelle des investissements en matière de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2020 ;
- l'inflation est de 2 % par an.

DEUXIÈME PARTIE

VERS UN NOUVEAU MODÈLE DÉCENTRALISÉ PRIVILÉGIANT LA SÉCURITÉ ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Dans la première partie du rapport, votre rapporteur a voulu souligner l'importance des investissements à réaliser dans les prochaines années, et donc l'ampleur des pressions à la hausse qui vont s'exercer sur le coût de l'électricité ; dans cette seconde partie, il s'agit d'évoquer la transition énergétique qui se profile même si l'on n'en connaît pas encore vraiment les contours, en insistant sur les décisions stratégiques à prendre, ainsi que sur les évolutions qui, quoi qu'il arrive, vont profondément transformer le paysage énergétique mondial.

Votre commission s'est contentée de recueillir des témoignages d'acteurs importants et d'en faire la synthèse pour montrer qu'une phase de notre histoire énergétique s'achève et que nous vivons une période de transition entre une organisation centralisée, issue de l'idéologie étatiste héritée du XIX^e siècle et mise en œuvre tout au long du XX^e siècle, et un monde nouveau, *a priori* décentralisé, né de la convergence des nouvelles technologies de l'information et de l'énergie.

La conviction de votre rapporteur est que le coût de l'électricité est devenu une donnée éminemment fluctuante qui dépendra à la fois de variables économiques objectives mais aussi de facteurs plus politiques tels que les choix de société d'aujourd'hui ou le poids de l'Histoire – et il peut le regretter à titre personnel s'agissant de la filière nucléaire –, car un pays ne peut que difficilement faire table rase de son passé surtout dans un univers de très long terme comme celui de l'énergie.

C'est sur la base de cette toile de fond très générale, que votre commission s'est efforcée, revenant à des préoccupations très concrètes et plus immédiates, de traiter la question de l'imputation des coûts « réels » de l'électricité aux différents agents économiques, respectant ainsi la feuille de route qui lui avait été tracée. Des modalités de cette imputation, dépendent en fait la faisabilité des actions qui sous-tendent les différentes stratégies énergétiques envisageables et, partant, la crédibilité de ces stratégies elles-mêmes.

I. QUELLE STRATÉGIE POUR LES VINGT ANS À VENIR ?

Dans la phase de mutation actuelle, l'arbitrage entre les filières ne dépend pas simplement de considérations économiques. Certes, le coût au mégawatt-heure de chacune des filières est un paramètre fondamental dans cet arbitrage ; mais les considérations de principe sont d'autant plus importantes qu'elles conditionnent certains choix *ex ante* en matière de configuration des réseaux, dont on sait qu'ils constituent aussi une fraction appréciable du coût de l'électricité pour le consommateur final.

Au surplus, le caractère très évolutif des technologies et de leur coût ne permet pas de déterminer, avec un degré de certitude suffisant pour guider les choix d'investissement, celles des filières et, à l'intérieur de celles-ci, les technologies, qui se révéleront finalement les plus efficaces.

Dans cette perspective, il a paru raisonnable de fournir un cadre de réflexion stratégique en développant trois niveaux d'analyse : les nouvelles modalités d'ajustement de l'offre et de la demande, sachant qu'il était impératif de consommer mieux voire moins ; les différentes questions spécifiques que pose la filière nucléaire, compte tenu de son poids dans le bouquet énergétique français, dont les réponses conditionnent très directement, au travers de la durée de fonctionnement des centrales, le coût de l'électricité payée par les consommateurs ; enfin, à titre de cadrage, les scénarios du possible, en tenant compte des aléas résultants de l'évolution des marchés des combustibles fossiles et les perspectives à moyen terme d'équilibrage du marché européen de l'électricité.

La gestion d'une modification brutale du bouquet électrique : l'exemple du Japon

Votre rapporteur a interrogé, par l'intermédiaire de la direction générale du Trésor, le service économique de l'ambassade de France au Japon au sujet des conséquences immédiates de l'arrêt progressif des réacteurs japonais consécutif à la catastrophe de Fukushima.

« 1. Comment a été géré l'arrêt – dans un temps très bref – de la quasi-totalité des réacteurs japonais à la suite de la catastrophe de Fukushima ?

En particulier :

- quelle part du mix électrique japonais représentaient les réacteurs arrêtés ?
- comment cette baisse de la production a-t-elle été compensée ?
- disposez-vous de chiffres permettant d'évaluer les économies d'électricité réalisées au Japon à la suite de la catastrophe de Fukushima ? Comment ces économies ont-elles été incitées ?
- quelles ont été les conséquences de l'arrêt des réacteurs sur les prix de l'électricité ? En cas de hausse, comment ont été impactés les consommateurs particuliers et les entreprises ?

État des lieux

En 2010 l'énergie nucléaire représentait au Japon¹ environ 10,7 % du bouquet énergétique et 31 % de la production d'électricité grâce à 54 réacteurs nucléaires exploités par neuf opérateurs régionaux et un producteur indépendant.

Avant le 11 mars 2011, le Japon disposait d'une capacité installée totale de 228,5 GW, pour un pic de consommation d'environ 180 GW atteint en août 2010², soit une réserve de 48,5 GW ou 27 % par rapport au pic³. Cette réserve de capacité pouvait même être supérieure en prenant en compte les moyens de production captifs. La capacité nucléaire installée au Japon est de 49 GW, et les producteurs arrivent au mieux à mobiliser environ 35 GW simultanément (en 2010 le facteur de charge moyen était de 62 %).

La fermeture du parc nucléaire pouvait donc être en théorie compensée par la mise en route de capacités thermiques. Plusieurs facteurs viennent toutefois nuancer ce premier calcul. Premièrement, des capacités thermiques ont été endommagées ou détruites le 11 mars. Deuxièmement, certains opérateurs sont plus nucléarisés que d'autres, donc plus sensibles à l'arrêt des centrales nucléaires. Ainsi, 30 % des capacités de Kansai EPCO sont nucléaires. Troisièmement, les capacités thermiques ont elles aussi besoin de périodes de maintenance. Quatrièmement, une marge de capacité est nécessaire pour pouvoir opérer un réseau électrique correctement. Des efforts au niveau de la demande sont donc impératifs.

Effort de réduction de la consommation

Pendant l'été 2011, alors qu'il restait encore 15 GW de capacité nucléaire en ligne au Japon, les régions de Tokyo et de Tohoku ont du faire des efforts très importants pour faire correspondre offre et demande. Du côté de l'offre, de nouvelles capacités de production, essentiellement des turbines à gaz, ont été mises en place par les opérateurs⁴. Les capacités thermiques endommagées le 11 mars ont été réparées, et des capacités anciennes, essentiellement au pétrole mais également au charbon, ont été remises en service. Des efforts ont également été faits via le pompage nocturne dans les retenues d'eau et les transferts entre régions. Dans la région de Tōkyō, le pic de demande a pu être réduit de 15 %, équitablement réparti entre industries, tertiaire et particuliers. La réduction était obligatoire pour les industriels, elle a demandé des efforts importants d'organisation (production nuit et week-end notamment) et a entraîné des coûts supplémentaires et une baisse de production. Chez les particuliers, des économies très substantielles ont pu être réalisées, grâce au haut sens civique de la population japonaise, sur l'éclairage, la climatisation, et dans le résidentiel en général. On note en 2011 une diminution de la consommation par rapport à 2010 de 8,2 % chez TEPCO, démontrant que des gisements d'économie d'énergie peuvent être exploités même au Japon.

¹ Périmètre : les dix EPCO et les deux producteurs indépendants J-POWER et JAPC.

² Les mois d'été, particulièrement chauds au Japon, sont également les mois où la consommation d'électricité atteint son pic annuel en raison de l'utilisation accrue de la climatisation.

³ La marge de réserve en France par rapport au pic de consommation est d'environ 30 GW et représente 25 % du pic. La France peut également compter sur des importations d'électricité depuis les pays voisins, mais pas le Japon.

⁴ De l'ordre de +2,2 GW entre avril et septembre 2011, principalement par TEPCO en juillet et en août (ANRE).

L'hiver 2011-2012, s'il n'en demeurait pas moins critique, n'a néanmoins pas connu de problème majeur d'approvisionnement en électricité. Même s'il ne restait plus que 5 GW de capacité nucléaire en ligne au mois de janvier, le pic hivernal est moins important que le pic estival, et les mesures de réduction de la consommation ont fait leurs preuves. Kyushu EPCO et surtout Kansai EPCO, fortement nucléarisés, ont demandé à leurs clients une réduction volontaire de la consommation entre décembre et mars, de 5 % dans le Kyūshū et de 10 % dans le Kansai.

Sur une base annuelle, l'écart de production d'électricité pour la période comprise entre mars et février des années 2010 et 2011 est de 66 TWh, soit -7,09 % par rapport à 2010 (cf. annexes pour un détail mensuel par type d'énergie). Si ce chiffre donne une idée de la contrainte générale exercée sur la consommation, il faut également prendre en compte l'effort sur une base quotidienne et hebdomadaire comme détaillé plus haut qui relève en réalité plus d'une réduction des pics que d'un effort constant.

Impact sur le coût de l'électricité

Le recours accru à la génération thermique pour suppléer au déficit de capacité électronucléaire induit une hausse considérable des importations de combustibles fossiles dans un contexte international déjà tendu. Cet accroissement est nettement visible sur les chiffres de la balance commerciale japonaise et est responsable pour moitié du déficit commercial en 2011.

Ces importations ont également un impact important sur l'équilibre financier des opérateurs d'électricité qui devraient, semble-t-il, être tous dans le rouge pour l'année fiscale 2011. Ceux-ci sont légitimement tentés de répercuter cette hausse de leurs coûts sur les consommateurs. La libéralisation du marché de l'électricité ne s'étendant toutefois pas à l'ensemble des consommateurs – seules les hautes et très hautes tensions sont concernées – la tarification des particuliers doit toujours faire l'objet d'une approbation gouvernementale. L'opérateur du Kantō, TEPCO, a d'ores et déjà relevé de 17 % ses tarifs pour les consommateurs industriels depuis le 1^{er} avril, mais cette décision doit faire l'objet d'un accord commun entre le client et le fournisseur, ce qui n'a presque pas été le cas. D'autres opérateurs devraient suivre en l'absence de redémarrage des réacteurs nucléaires. Une hausse des tarifs pour les petits consommateurs de l'ordre de 10 % est à l'étude mais est intimement liée au redressement financier de TEPCO et notamment à la participation de l'État japonais dans son capital. »

(Source : direction générale du Trésor, contributions des services économiques, en réponse à un questionnaire de votre rapporteur)

A. TROUVER UN NOUVEL ÉQUILIBRE ENTRE PRODUIRE PLUS ET CONSOMMER MOINS

L'augmentation annoncée du coût de l'électricité ne permet plus de rester dans un schéma « produire plus pour consommer plus », mais invite, d'une part, à privilégier les économies d'énergie et, d'autre part, à imaginer de nouveaux schémas permettant de « produire mieux ».

1. Donner une nouvelle impulsion aux économies d'énergies :

Dans un contexte où l'énergie était encore bon marché il y a peu – le baril de pétrole était sous les 20 dollars à la fin des années 1990 – et où l'électricité en France reste encore moins chère que chez nos voisins européens¹, les économies d'énergie ont pu ne pas être considérées comme une priorité, oubliant que le mégawatt-heure le moins cher et le moins polluant est celui que l'on ne consomme pas.

Les choses ont évolué sur ce point. En janvier 2008, le paquet énergie-climat a posé l'objectif d'une réduction de 20 % de la consommation d'énergie en Europe, à l'horizon 2020, par rapport à une situation de référence. Le respect de cet objectif semble possible, au moins pour la France, si l'on se réfère à la direction générale de l'énergie et du climat, que votre commission a auditionnée. Ses représentants² lui ont assuré que la France était sur une trajectoire de réduction de la consommation d'énergie estimée par le ministère entre 19,7 et 21,4 %.

Le 15 juin dernier, le Conseil a approuvé un accord entre la Commission, le Parlement et le Conseil sur le projet de directive sur l'efficacité énergétique. Ce compromis est moins ambitieux que les propositions initiales de la Commission et de la commission ITRE (industrie, transports, énergie) du Parlement, mais contient malgré tout des avancées importantes : le texte prévoit ainsi la mise en place dans chaque État membre d'un mécanisme équivalent à celui des certificats d'économie d'énergie, qui imposeront aux sociétés d'énergie de réaliser des économies d'énergie pour un volume équivalent à 1,5 % des ventes annuelles d'énergie aux consommateurs finaux (hors transports) ; par ailleurs, a été introduit un objectif de 3 % de rénovation annuelle des bâtiments des États ; enfin, chaque État devra élaborer une feuille de route sur l'efficacité énergétique dans le bâtiment à l'horizon 2050. Ce texte doit encore être adopté définitivement par le Parlement européen.

Les certificats d'économies d'énergie

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE), constitue l'un des instruments phares de la politique de maîtrise de la demande énergétique.

Ce dispositif repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie appelés les « obligés » (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et nouvellement les carburants pour automobiles). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès de leurs clients : ménages, collectivités territoriales ou professionnels.

¹ Cf. supra, 1^{re} partie « L'Europe de l'électricité : multiplicité des modèles, diversité des prix », p. 39 et suivantes.

² MM. Franck-Pierre Chevet, directeur général, et M. Pierre-Marie Abadie, directeur.

Un objectif triennal est défini et réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes. En fin de période, les vendeurs d'énergie obligés doivent justifier de l'accomplissement de leurs obligations par la détention d'un montant de certificats équivalent à ces obligations. Les certificats sont obtenus à la suite d'actions entreprises en propre par les opérateurs ou par l'achat à d'autres acteurs ayant mené des opérations d'économies d'énergie. En cas de non respect de leurs obligations, les obligés sont tenus de verser une pénalité libératoire de deux centimes d'euro par kWh cumac¹ manquant.

Les certificats d'économies d'énergie sont attribués, sous certaines conditions, par les services du ministère chargé de l'énergie, aux acteurs éligibles (obligés mais aussi d'autres personnes morales non obligées) réalisant des opérations d'économies d'énergie.

Suite au succès de la première période (mi 2006 - mi 2009) pour laquelle l'obligation d'économies d'énergie était de 54 TWh cumac, le Gouvernement a souhaité proroger le dispositif pour une seconde période triennale. Celle-ci a débuté le 1^{er} janvier 2011 et l'objectif d'économies d'énergies correspondant est de 345 TWh cumac.

Source : DGEC

Dans ce contexte nouveau de la recherche de l'efficacité énergétique, la consommation d'électricité sera évidemment mise à contribution.

a) Les usages domestiques de l'électricité recèlent d'importants gisements d'économies d'électricité

(1) Les possibilités offertes au niveau des équipements relevant de la consommation dite « spécifique »

Comme on l'a vu précédemment², la consommation d'électricité spécifique représente la moitié de la consommation du secteur résidentiel et croît à un rythme soutenu : plus 85 % entre 1990 et 2009. Agir sur ce poste de consommation permettrait donc d'obtenir des résultats significatifs, d'autant plus rapidement que les appareils concernés ont une durée de vie moyenne relativement brève – une dizaine d'années – qui permet d'envisager un remplacement relativement rapide du parc.

L'association Global Chance a évalué les économies d'électricité qui pourraient être réalisées en 2020 par rapport à 2007 pour différents équipements³.

Le passage de 50 % des réfrigérateurs et des congélateurs en classe « A » permettrait d'économiser près de 5 TWh par an, tout comme le

¹ Les économies d'énergie certifiées dans le cadre de ce mécanisme sont comptabilisées en kilowatt-heures « cumulés et actualisés » (cumac), c'est à dire que l'on prend en compte, pour chaque action (ex. remplacement de chaudière...), l'ensemble des économies d'énergie obtenues pendant la durée d'utilisation de l'équipement concerné, en appliquant un taux d'actualisation afin de privilégier les économies survenant le plus tôt.

² Cf. p. 89 et suivantes : « La poussée des usages spécifiques ».

³ Voir le cahier de Global Chance de janvier 2010 précité.

remplacement systématique des lampes à incandescence par des lampes basse consommation. Le basculement vers des téléviseurs plus économes pourrait pour sa part permettre d'économiser plus de 3 TWh par an.

À ces économies s'ajoutent celles dans les équipements informatiques, dans le poste « lavage », dans les veilles des appareils et dans différents équipements, si bien que Global Chance estime que le potentiel total d'économies d'électricité pour les usages spécifiques dans le secteur résidentiel est de 20,35 TWh en 2020, par rapport à 2007.

Une étude du CEREN pour l'ADEME et RTE retenait un ordre de grandeur voisin, avec un gisement d'économie d'électricité spécifique dans le résidentiel de 24,7 TWh par an en 2020, par rapport à 2001.

(2) L'information du consommateur : un étiquetage à faire évoluer

Le premier levier d'action pour inciter les consommateurs à acheter des équipements économes en énergie consiste à améliorer leur information sur la consommation de ces équipements.

C'est ce à quoi s'est attachée la directive 92/75/CEE du 22 septembre 1992, en instaurant un étiquetage énergétique selon le modèle représenté ci-contre, les appareils étant classés sur une échelle de A à G selon leur consommation. Cet affichage a été rendu obligatoire dès 1995 pour le poste « froid », puis progressivement étendu aux appareils du poste « lavage », aux fours et aux climatiseurs, ou encore aux ampoules (1998).



La directive a été revue en 2010 pour introduire des classes « A+ », « A++ » et « A+++ », ainsi que pour afficher la consommation annuelle. Elle va être progressivement étendue à d'autres produits et notamment aux téléviseurs, chaînes Hi-Fi et consoles de jeu.

Cet étiquetage est aujourd'hui connu et compris : d'après une étude de l'ADEME en 2007, 81 % des consommateurs connaissent cet étiquetage énergie et parmi leurs critères de choix, celui-ci arrive en deuxième position, après le prix mais avant la marque.

Si votre commission ne peut que se réjouir de cette meilleure information du consommateur, elle s'inquiète du risque d'obsolescence auquel est confrontée cette échelle. Une étude menée en 2010 par l'UFC-Que Choisir¹ faisait ainsi remarquer que les réfrigérateurs-congérateurs de classe « A » étaient, de façon contre-intuitive, devenus les plus énergivores à la vente, aucun appareil des catégories B à G n'étant plus proposé en rayon. La nécessité apparaît donc de mettre à jour régulièrement cette échelle, sous peine d'envoyer un mauvais signal au consommateur.

On peut également reprocher au système de l'étiquetage énergie de rester trop virtuel. Dans son rapport « Pour une consommation durable » de janvier 2011, le Centre d'analyse stratégique rappelait la difficulté pour le consommateur à traduire cette information sur la consommation électrique en critère de décision rationnel, c'est-à-dire à comparer le surcoût à l'achat aux économies réalisées grâce à une consommation moins importante. La possibilité de faire apparaître une traduction monétaire de la consommation annuelle aurait probablement un impact positif, mais se heurte à la difficulté du choix du prix du kilowatt-heure à retenir, celui-ci pouvant varier de façon importante selon le consommateur et selon le pays.

(3) L'envoi du bon signal-prix au consommateur

(a) L'intérêt d'un bonus-malus

Dans son étude, l'UFC-Que Choisir faisait également apparaître que « *le surcoût pour l'achat d'un appareil économe en énergie n'est pas amorti avec les économies d'électricité* ». Pour reprendre l'exemple d'un réfrigérateur-congérateur, le surcoût à l'achat d'un appareil de catégorie « A+ » par rapport à un appareil de catégorie « A » n'était que tout juste compensé au bout de dix ans ; il ne l'était qu'à 60 % – toujours au bout de dix ans – pour un appareil de catégorie « A++ » par rapport à un appareil de catégorie « A ».

C'est pourquoi votre commission s'est interrogée sur l'opportunité de mettre en place un mécanisme de bonus-malus, inspiré de celui existant pour le secteur automobile, afin d'envoyer le bon signal-prix au consommateur.

¹ Etude « *Économie d'énergie des appareils électroménagers : pourquoi payer plus pour consommer moins ?* », UFC-Que choisir, 2010.

Lors de son audition, M. Benjamin Dessus, président de l'association Global Chance, a défendu cette idée : « *Aujourd'hui [...] l'acquéreur d'un home cinéma avec un écran de 1 m² est totalement inconscient du fait qu'il consommera, à technologie constante, à peu près dix fois plus que le propriétaire d'une télévision de 30 par 30 centimètres – tout simplement parce que la surface de son écran est dix fois plus grande. [...] Il faut donc lui envoyer un signal, lui faire comprendre que, s'il choisit cet équipement, il devra payer une forte taxe à l'achat* ».

Cette idée était également défendue par l'UFC-Que Choisir dans son étude précitée et avait également été avancée dans le cadre du Grenelle par le comité opérationnel n° 23 « consommation », sans qu'il y soit pour autant donné suite.

Votre commission soutient ce mécanisme de bonus-malus, qui permettrait de donner un avantage compétitif aux produits énergétiquement vertueux, sans pour autant peser sur les finances publiques : à condition d'être correctement calibré et fréquemment mis à jour, le dispositif s'autofinancerait, le bonus accordé étant financé par le malus appliqué aux appareils moins efficaces.

À titre personnel, votre rapporteur considère que, si la mise en place d'un tel mécanisme de bonus-malus s'avérerait trop difficile à gérer pour des biens extrêmement nombreux et dont la valeur unitaire reste relativement faible, il pourrait être utilement remplacé par une taxe sur les produits concernés, dont le taux croîtrait progressivement avec leur consommation électrique.

(b) La nécessité de développer l'horosaisonnalité des tarifs

L'horosaisonnalité des tarifs consiste à faire varier leur montant en fonction de la saison et de l'heure de consommation. En France, cette question n'est pas totalement nouvelle, puisque les contrats différenciant les heures creuses des heures pleines ont été mis en œuvre par EDF dès les années 1960.

L'option heures pleines / heures creuses permet de payer moins cher l'électricité au cours des heures creuses (par exemple entre 23 heures et 6 heures), en contrepartie d'un prix plus élevé au cours des heures pleines : 5,67 c€/kWh contre 9,16 c€/kWh (hors taxes) pour un client résidentiel en tarif bleu au 1^{er} juillet 2011¹, contre 8,31 c€/kWh en option de base (au-dessus de 6 kVA de puissance souscrite).

Le prix de l'abonnement est en revanche plus élevé que l'abonnement de base : 92,52 € (hors taxes) par an contre 74,52 €, dans le même cas de figure, pour une puissance souscrite de 9 kVA, soit près d'un quart de plus.

¹ Arrêté du 28 juin 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Fin 2011, 43 % des sites résidentiels au tarif réglementé avaient souscrit à l'option heures creuses, soit 11,7 millions de sites sur 27 millions. S'y ajoutaient 400 000 sites non résidentiels au tarif bleu. Ce type d'option heures pleines / heures creuses est disponible chez la plupart des fournisseurs.

L'horosaisonnalité des tarifs prend également la forme, chez EDF, du tarif EJP – effacement jour de pointe –, qui consiste à facturer plus cher l'électricité par rapport au tarif « de base » ou « heures pleines/ heures creuses » aux clients ayant souscrit cette option les jours de grande consommation, et plus précisément pendant 22 jours entre novembre et mars, fixés par le fournisseur en fonction des tensions sur le système électrique. Les consommateurs sont prévenus la veille grâce à un boîtier à diodes, et donc incités à s'effacer.

Les tarifs EJP sont en cours d'extinction : il n'est plus possible aujourd'hui d'ouvrir un tel abonnement et seuls les particuliers y ayant souscrit avant 1998 en bénéficient encore. Ils sont remplacés chez EDF par l'option « Tempo », qui reprend la même logique, mais combine à la fois trois types de jours (300 jours bleus « économiques », 43 jours blancs « normaux » et 22 jours « jour de pointe ») et un système heures pleines / heures creuses.

D'un point de vue tarifaire, au 1^{er} juillet 2011, pour un abonnement de 89,88 € par an (hors taxes), l'option « tempo » permet de bénéficier d'un kilowatt-heure à 4,02 c€ (hors taxes) en heures creuses les jours bleus, contre 39,72 c€ en heures pleines les jours rouges.

Fin 2011, 900 000 sites résidentiels au tarif bleu sur 27 millions, soit un peu plus de 3 %, avaient souscrit l'option « tempo » ou EJP. S'y ajoutaient 200 000 sites non résidentiels sur 3,5 millions, 7 000 sites au tarif jaune sur 321 000 et plus de 4 000 sites au tarif vert sur plus de 100 000.

Répartition par option tarifaire des clients d'EDF au tarif réglementé

Tarif	Option	Nombre de sites
Bleu résidentiel	Base	14 400 000
	Heures creuses	11 700 000
	EJP	600 000
	Tempo	300 000
	Sous-total	27 000 000
Bleu non résidentiel	Base	2 300 000
	Heures creuses	600 000
	Eclairage public	400 000
	EJP	100 000
	Tempo	100 000
	Sous-total	3 500 000

Tarif	Option	Nombre de sites
Jaune	Base	314 000
	EJP	7 000
	Sous-total	321 000
Vert	A5 Base	93 900
	A8 Base	3 000
	A mod	60
	A5 EJP	3 500
	A8 EJP	640
	B&C Base	19
	B&C EJP	6
	Sous-total	101 125

Source : EDF

Votre commission regrette que la capacité d’effacement que permettaient les tarifs EJP ait diminué de moitié en une dizaine d’années. EDF pouvait alors, lorsque l’effacement jouait à plein, effacer un peu plus de 6 GW ; ce n’est plus que la moitié aujourd’hui.

En cohérence avec son objectif d’un prix de l’électricité reflétant réellement son coût, votre commission est favorable à l’horosaisonnalité des tarifs, afin de prendre en compte les problèmes posés par la pointe de consommation électrique et d’inciter aux économies d’énergie, et considère que son développement sera facilité par le déploiement des réseaux intelligents (*cf. infra*).

En revanche, elle souligne que **cette différenciation des tarifs doit se faire de façon claire et lisible pour le consommateur**, et sans donner naissance à une véritable « jungle tarifaire » aussi complexe que ce qui existe actuellement pour la téléphonie par exemple.

b) L’amélioration de la performance énergétique des bâtiments

À la différence du cas que nous venons d’étudier, les bâtiments se distinguent par leur très longue durée de vie, qui implique que l’amélioration de leur performance énergétique repose à la fois sur l’amélioration de la performance des logements neufs, mais également sur la rénovation du parc existant.

(1) La réglementation dans les logements neufs : quel impact pour la RT 2012 ?

Une nouvelle réglementation thermique (RT) a été adoptée en octobre 2010 pour prendre la suite de la réglementation thermique 2005 : la réglementation thermique 2012 ou RT 2012.

La RT 2012 vient renforcer les exigences concernant la performance de tous les bâtiments neufs dont le permis de construire aura été déposé après le 1^{er} janvier 2013. Elle s'applique depuis le 28 octobre 2011 pour les bâtiments publics, tertiaires et les logements construits en zone ANRU. Elle prévoit pour ces bâtiments une consommation d'énergie primaire de 50 kWh¹/m²/an maximum, couvrant le chauffage, le refroidissement, l'éclairage, la production d'eau chaude sanitaire et d'auxiliaires. Ce maximum est modulé selon la localisation géographique, l'altitude, le type d'usage, la surface moyenne des logements et les émissions de CO₂.

Énergie primaire et énergie finale

Une source d'énergie primaire est une source d'énergie qui est disponible dans la nature et qui se situe au début de la chaîne de transformation de l'énergie. C'est le cas du charbon, du pétrole, du gaz naturel et de la biomasse. Pour l'électricité nucléaire, on compte en énergie primaire (dont la source initiale est l'uranium) la chaleur produite dans les réacteurs nucléaires. Pour l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque, on compte directement en énergie primaire l'électricité produite.

À la fin de la chaîne de transformation de l'énergie, l'énergie finale est celle effectivement mise à disposition du consommateur.

Entre énergie primaire et énergie finale, pour certaines sources d'énergie, des transformations ont lieu avec des taux de pertes plus ou moins importants selon le procédé. Ainsi, la production nucléaire a un rendement électrique nettement plus bas que celle d'une éolienne par exemple, du fait que les deux tiers de l'énergie produite sont perdus sous forme de chaleur. C'est pourquoi, la RT 2012, afin de prendre en compte la part prépondérante du nucléaire dans notre mix électrique, a retenu un coefficient de conversion énergie finale/primaire de 2,58 pour l'électricité : 1 kWh d'énergie finale consommée a nécessité 2,58 kWh d'énergie primaire.

Votre commission a entendu les doutes qui existaient quant à savoir si cette nouvelle réglementation était défavorable au chauffage électrique, comme le lui a rappelé M. Franck Lacroix, président de Dalkia: « *Les modalités de la réglementation thermique découragent le recours au chauffage électrique. Cette volonté claire est assumée par les pouvoirs publics.* »

Cette appréciation trouve son origine dans le fait que l'exigence de consommation finale maximale – le seuil des 50 kWh/m²/an – porte sur l'énergie primaire et non sur l'énergie finale, celle que le consommateur utilise directement. Ce choix implique pour le chauffage électrique la prise en compte des différentes pertes de rendement liées à la production et au transport de l'électricité notamment. La RT 2012 prend cela en compte à travers un coefficient énergie finale/primaire de 2,58.

¹ kWh^{ep} : kilowatt-heure d'énergie primaire.

À l'inverse, Mme Virginie Schwarz, directrice exécutive des programmes de l'ADEME, nous a, pour sa part, assuré de la neutralité de la RT 2012 : *« Je le dis de façon nette : toutes les études et concertations auxquelles nous avons participé, tous les travaux que nous avons reçus nous incitent à penser que la RT 2012 est équitable par rapport aux sources d'énergie, aussi équitable qu'une réglementation peut l'être. Un travail approfondi de quantifications et de scénarios a été mené pour vérifier que, sur chaque type de logements, une solution pouvait être trouvée avec chaque type d'énergie à un coût acceptable et qu'aucune énergie n'était systématiquement favorisée ou défavorisée. Des dérogations ont même été mises en place, lorsque des difficultés ont été constatées ».*

Il n'entrait pas dans le cadre de l'objet de votre commission de se prononcer sur l'éventuel désavantage que représente la RT 2012 pour le chauffage électrique. En revanche, elle tient à rappeler la responsabilité de ce mode de chauffage dans la thermosensibilité de la pointe électrique française¹.

En tout état de cause, elle se réjouit que – d'après le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie² – la mise en œuvre de la RT 2012 puisse permettre de réduire la consommation d'énergie finale – dans le seul secteur résidentiel – de 0,41 Mtep en 2016 et 1,15 Mtep en 2020³.

(2) L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants

L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments existants constitue un enjeu majeur : le Grenelle de l'environnement a fixé un objectif de réduction de 38 % de leur consommation d'énergie d'ici à 2020.

Pour atteindre ce résultat, le Grenelle décline plusieurs objectifs : la rénovation de 400 000 logements par an à compter de 2013, la rénovation des 800 000 logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020 et le lancement de la rénovation énergétique de tous les bâtiments de l'État et de ses établissements publics dès 2012.

Votre commission s'est interrogée sur les moyens qui pourraient favoriser l'accomplissement de l'objectif de réduction de 38 %. Les différents dispositifs fiscaux destinés à favoriser les actions d'efficacité énergétique seront étudiés ultérieurement⁴, mais d'autres moyens pourraient être mis en œuvre, nécessitant que des mesures réglementaires soient prises.

(a) Sanctionner l'inaction en matière d'efficacité énergétique

Réagissant à l'objectif d'une diminution de 38 % de la consommation d'énergie des bâtiments existants d'ici 2020, Mme Maryse ARDITI, pilote du

¹ Cf. sur cette question, supra, « Le problème très français de la pointe électrique », p. 79 et suivantes.

² « Plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique », juin 2011.

³ Soit 4,8 TWh et 13,4 TWh.

⁴ Cf. infra, p. 239 et suivantes.

réseau énergie de l'association France Nature Environnement, s'inquiétait en ces termes auprès de votre commission : « *Nous en sommes très loin ! Nous n'y arriverons pas si nous laissons au seul marché libre le soin d'essayer d'atteindre cet objectif : des mesures réglementaires doivent être prises* ».

Le dispositif qu'elle a proposé à votre commission, défendu également par M. Denis BAUPIN, adjoint au maire de Paris, chargé du développement durable, de l'environnement et du plan climat, consisterait à interdire à la vente ou à la location les résidences ou locaux tertiaires ne répondant pas à une certaine exigence en matière d'efficacité énergétique. Cette exigence augmenterait progressivement : à partir d'une année donnée, tous les bâtiments de classe G seraient concernés, puis ultérieurement les bâtiments de catégorie F, et ainsi de suite.

Comme le faisait lui-même remarquer M. Baupin, un tel dispositif devrait être accompagné de mesures de financement, nombre de propriétaires se révélant incapables de financer de tels travaux. Votre commission s'est particulièrement intéressée au mécanisme du « tiers payeur », via des sociétés de services énergétiques (*cf.* 3 *infra*).

De son côté, l'ANODE, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie, à travers la voix de son président, M. Fabien Choné, a défendu auprès de votre commission l'idée de la création d'une contribution, payable avec la taxe foncière, dont le montant dépendrait du diagnostic de performance énergétique, qu'il serait alors nécessaire de généraliser, afin d'inciter les responsables de l'inefficacité énergétique – les propriétaires – à entreprendre des travaux de rénovation. Le produit de cette taxe viendrait alimenter un fonds destiné justement à soutenir les propriétaires dans cet objectif.

(b) Lever certains obstacles dans le cas des copropriétés et des locations

L'attention de votre commission a également été portée sur le fait que les dispositifs existants s'adressaient avant tout aux possesseurs de pavillons. Une ville comme Paris, quasiment exclusivement constituée de copropriétés est confrontée à des problèmes particuliers et notamment au fait que les travaux sont décidés à l'unanimité des copropriétaires. Comme l'expliquait à votre commission M. Baupin à partir de son expérience parisienne, « *entre le moment où l'on commence à sensibiliser les copropriétaires et celui où une copropriété réunit la majorité nécessaire pour engager les travaux, plusieurs années peuvent s'écouler* ». Des aménagements à la règle de l'unanimité pourraient donc être envisagés.

Enfin, dans le cas des logements en location, plusieurs personnes auditionnées par votre commission ont attiré son attention sur le fait que le système ne pouvait fonctionner si le propriétaire supportait l'investissement et le locataire en bénéficiait sur sa facture d'électricité. M. Franck Lacroix, président de Dalkia, a rappelé l'avancée que constituait la loi n° 2009-323 du

25 mars 2009 de mobilisation pour le logement et la lutte contre l'exclusion, qui a permis au propriétaire de mettre à la charge du locataire une participation exceptionnelle au coût des travaux. Il a néanmoins appelé à ce que soit réalisée une évaluation de ce dispositif et notamment de sa connaissance par les propriétaires et les professionnels de l'immobilier.

c) Des efforts d'efficacité énergétique à poursuivre dans l'industrie et les administrations

Avec plus de 110 TWh en 2010, le secteur industriel représente le quart de la consommation finale d'électricité en France et constitue un important gisement d'économies d'énergie, que l'association Global Chance a étudié en détail dans son cahier de janvier 2010 précité.

D'après le SOeS, en 2009, l'électricité était utilisée dans le secteur industriel à 14 % dans des usages thermiques et à près de 75 % comme force motrice, c'est-à-dire dans des moteurs.

(1) Un potentiel de gains significatif

Des gains d'efficacité électrique des systèmes motorisés pourraient donc engendrer des gains significatifs en termes de consommation d'électricité. Le programme européen « *Motor Challenge* » évalue à 20 TWh par an le potentiel technique d'économies. Reste que la diffusion des moteurs performants est assez faible en Europe, comme le faisait remarquer l'Agence internationale de l'énergie : de l'ordre de 10 % en Europe contre 70 % aux États-Unis et au Canada, grâce à l'introduction de standards de qualité élevée.

L'éclairage et le chauffage électrique, tout comme dans le secteur résidentiel et tertiaire (*cf. supra*), peuvent permettre grâce aux ampoules basse consommation et aux pompes à chaleur des gains de performance que Global Chance évalue à 3,5 TWh.

En ce qui concerne les procédés électriques dans l'industrie lourde (sidérurgie, métallurgie, chimie, ciment,...), ils représenteraient un potentiel d'économies de 3 TWh environ, grâce à la diffusion d'avancées technologiques.

Enfin, Global Chance estime que la récupération de chaleur dans l'industrie, en se substituant à l'usage thermique actuel de l'électricité, pourrait permettre d'économiser 15 TWh par an.

Au final, Global Chance estime que le potentiel d'économies d'électricité dans l'industrie est de 36 TWh par an.

(2) L'apparition de sociétés de services énergétiques

Si le fonctionnement classique du marché tend à considérer l'électricité comme une commodité, le passage à une logique de service pourrait avoir tout son sens. En effet, le consommateur achète des kWh mais

son véritable besoin est un besoin de lumière par exemple, qui est indépendant du nombre de kWh avec lequel il l'obtient.

C'est dans cette logique que s'inscrivent les sociétés de services énergétiques, ou ESCo selon l'acronyme anglais – *energy service company*.

Au-delà de la compétence qu'elles peuvent amener, ces sociétés jouent un rôle en matière de financement. Comme on l'a vu précédemment, les bâtiments existants abritent un gisement important d'économies d'énergie. Et comme le rappelait à votre commission M. Baupin, de telles économies peuvent être rentabilisées sur une longue période : « *il peut être fort probable que les travaux de rénovation thermique d'un bâtiment donné seront amortis sur les cinquante prochaines années par les économies d'énergie réalisées et par la valorisation du patrimoine* ». Le problème qui se pose alors est celui du financement.

C'est là que peuvent jouer un rôle les sociétés de services énergétiques, en permettant d'externaliser l'endettement. C'est le mécanisme du « tiers payeur ».

La société de services énergétiques étudie les économies d'énergie potentielles, s'engage contractuellement sur un certain niveau d'économies - par exemple au moyen d'un contrat de performance énergétique –, finance la réalisation des travaux et se rémunère sur les économies réalisées. Ainsi, l'opération est neutre pour le propriétaire.

La société Dalkia, filiale de Veolia et d'EDF spécialisée dans les services énergétiques, dont votre commission a auditionné le président, M. Franck Lacroix, décrivait ainsi un contrat de ce type conclu avec le conseil général de la Manche : « *[dans le] contrat de performance énergétique que nous avons signé avec le conseil général de la Manche, nous avons pris l'engagement de réduire les consommations énergétiques, toutes énergies confondues, d'une vingtaine de collèges et de trois musées et d'aboutir à 32 % d'économies d'énergie, pourcentage garanti par la mise en place d'un plan d'action et par l'exploitation des installations pendant quinze ans* ».

Des initiatives publiques existent également : M. Baupin a présenté à votre commission la mise en place dans le cadre du conseil régional d'Île-de-France une société d'économie mixte de tiers investissement, dénommée « Energies Posit'if ».

Ces sociétés, en résolvant le problème du financement, peuvent s'avérer un moyen fondamental pour le développement des économies d'énergie, notamment dans le bâti existant.

Le Green Deal britannique

Le *Green Deal* est la mesure phare de la politique du Gouvernement britannique en faveur de l'efficacité énergétique des bâtiments et repose sur le principe du « tiers payeur ».

Le Royaume-Uni possède l'un des parcs immobiliers les plus anciens et mal isolés d'Europe. Trois-quarts de l'énergie utilisée dans les habitations servent au chauffage, produisant 13 % des émissions, tandis que les bâtiments professionnels sont responsables de 20 % des émissions. Le coût annuel des pertes énergétiques serait de 2 à 3 milliards de livres. Les objectifs climatiques ambitieux du gouvernement nécessitent, entre 2008 et 2022, une réduction de 29 % des émissions des logements et de 13 % de celles des bâtiments.

Dans ce contexte, le gouvernement de David Cameron a lancé le *Green Deal*, qui repose sur les principes suivants : des installateurs agréés réalisent des travaux d'efficacité énergétique dans les logements et sont rémunérés par une part de la facture énergétique des occupants, dont le montant devra être inférieur aux économies d'énergie réalisées. Le dispositif sera donc neutre pour l'occupant. Il permettra en outre de pallier l'absence d'incitation des propriétaires à isoler leurs logements mis en location. Le gouvernement estime que le montant des travaux devrait être inférieur à 10 000 £, sans cependant que celui-ci soit plafonné.

Le Gouvernement s'est donné pour objectif de rénover 14 millions de logements d'ici 2020 et 25 millions – près de la totalité du parc – d'ici 2030. 2 millions de PME et locaux commerciaux devraient aussi en bénéficier.

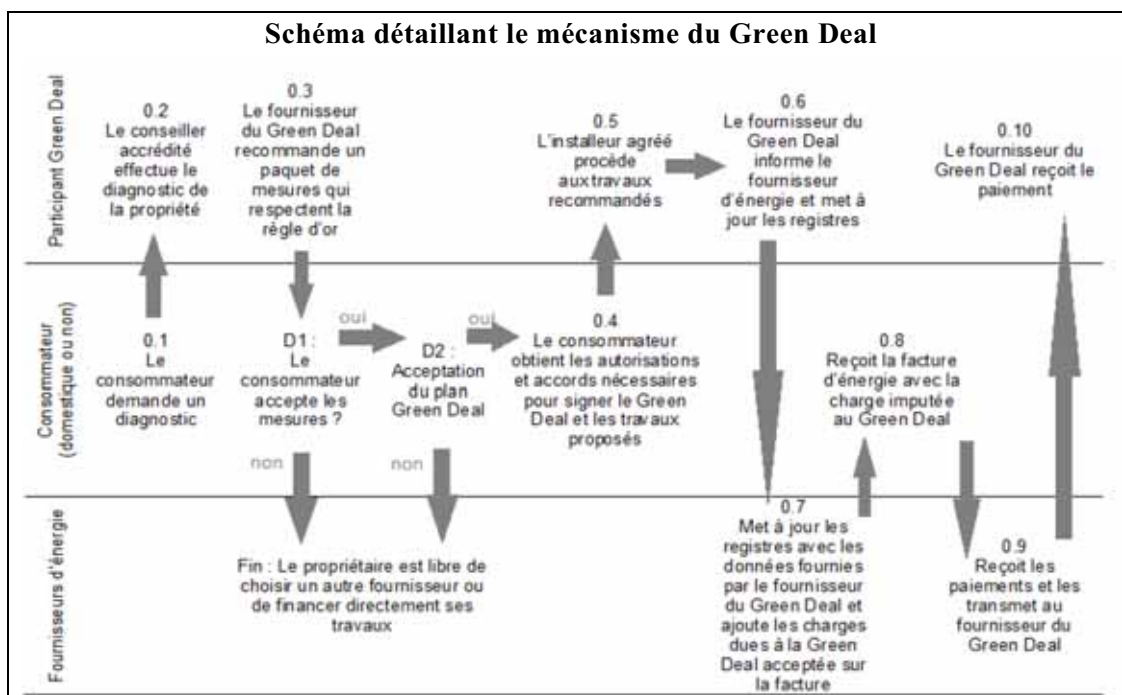
Le *Green Deal* repose sur un certain nombre de principes :

- la « règle d'or » : les économies générées par les travaux doivent être supérieures ou égales aux coûts imputés sur la facture énergétique pour le remboursement des travaux ;

- les travaux doivent être recommandés par des organismes et bureaux d'études agréés, et réalisés par des professionnels agréés ;

- l'entreprise fournisseur du *Green Deal* doit respecter la loi sur le crédit à la consommation, en informant et donnant des conseils appropriés aux ménages, et recevoir l'accord du locataire si les travaux sont décidés par le propriétaire ; la dette étant attachée aux logements et non aux personnes, en cas de changement de locataire ou de propriétaire, l'existence d'un *Green Deal* devra faire l'objet d'une information appropriée auprès des futurs redevables ;

- les fournisseurs d'énergie doivent collecter et transmettre la part du *Green Deal* en respectant les règles de protection des consommateurs les plus vulnérables, notamment pour le recouvrement.



2. Assurer une juste rémunération de la capacité et de l'effacement

Produire à la marge et réduire ponctuellement sa consommation sur demande sont deux voies d'effet équivalent pour faire face à la pointe électrique. Celles-ci ont en commun, en outre, de supposer l'instauration de modes de financement spécifiques car, si les activités auxquelles elles correspondent sont mises en œuvre sur des laps de temps a priori très brefs, elles mobilisent des moyens en hommes et en capital ou s'accompagnent d'effets qui doivent bien être rémunérés ou compensés.

a) La mise en place imminente d'un mécanisme de capacité

(1) Une obligation à la charge des fournisseurs

Comme on l'a vu précédemment¹, la croissance de la pointe électrique française fait peser sur le réseau un risque de défaillance, qui résulterait de l'impossibilité, à certains moments d'équilibrer l'offre et la demande. On a également vu que la mise en place de nouveaux moyens de production, destinés à ne fonctionner qu'un faible nombre d'heures par an, était difficilement un investissement rentable.

¹ Sur ce point, voir p. 79 et suivantes, « Le problème très français de la pointe électrique ».

Le merit order

Le *merit order* ou « ordre de mérite » est un classement, en ordre croissant, des moyens de production électrique selon leur coût marginal de production. Ces moyens de production sont appelés dans cet ordre, selon l'évolution des besoins de production, de façon à ce que les moyens de production ayant les coûts marginaux les plus faibles soient appelés en premier, ce qui permet de minimiser le prix.

Le coût marginal

Le coût marginal est le coût de production d'une unité supplémentaire, ou, autrement dit, dans le cas qui nous intéresse, le coût de production du dernier mégawatt-heure produit.

Pour pallier ce risque, la loi NOME a prévu l'instauration, d'ici à 2015-2016, d'un mécanisme d'obligation de capacité à la charge des fournisseurs.

Le mécanisme d'obligation de capacité, défini aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, impose aux fournisseurs de présenter des garanties prouvant qu'ils disposent :

- soit de capacités de production ;
- soit de capacités d'effacement (sur ce point voir *infra*).

Ces capacités doivent être en quantité suffisante pour que l'équilibre offre-demande soit globalement satisfait.

Les fournisseurs peuvent acquérir ces garanties en construisant eux-mêmes des unités de production ou en obtenant de leurs clients des garanties d'effacement. Ils peuvent aussi s'adresser à des tiers, tels que des producteurs d'électricité ou des agrégateurs d'effacement. Il est ainsi prévu que se constitue, comme dans le cas des permis d'émission de gaz à effet de serre, un véritable marché de capacités, de manière à ce que les capacités soient créées de la manière optimale sur le plan économique. Les garanties de capacité seront échangeables et cessibles.

(2) Un mécanisme décentralisé

La DGEC a indiqué à votre commission que le décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité était actuellement prêt et n'attendait plus que d'être signé. Il a fait l'objet d'une concertation avec les acteurs du secteur, suite à un rapport présenté le 1^{er} octobre 2011 par RTE sur les modalités de mise en place de ce mécanisme¹.

Le rapport de RTE propose un mécanisme « décentralisé », dans lequel chaque fournisseur a un rôle actif dans la couverture de ses obligations,

¹ RTE, Rapport au ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME, 1^{er} octobre 2011.

à l'opposé du modèle « centralisé » dans lequel un acheteur unique (qui peut être le gestionnaire de réseau) assurerait l'équilibre en lançant des appels d'offre plusieurs années à l'avance.

Les débats postérieurs au rapport de RTE ont, en outre, privilégié l'instauration d'un mécanisme centralisé qui viendrait compléter le mécanisme décentralisé en cas de nécessité. Ce mécanisme de « bouclage » reposerait sur l'action du gestionnaire de réseau lui-même.

Les garanties de production ou d'effacement feront l'objet d'une certification et l'obligation pesant sur chaque fournisseur sera calculée en fonction de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs qui ne disposeront pas des garanties suffisantes feront l'objet de sanctions.

Les interconnexions avec les pays voisins seront prises en compte par une diminution des obligations pesant sur les fournisseurs, en attendant la mise en place éventuelle d'un marché de capacité commun avec d'autres pays.

Le mécanisme place la production et l'effacement sur le même plan, mais la maturité insuffisante des mécanismes d'effacement risquerait de limiter leur participation au marché de capacité. En conséquence, RTE prévoit, pendant une période transitoire d'ici à 2015, de procéder à des appels d'offre destinés spécifiquement aux offres d'effacement.

b) L'effacement : un apport insuffisamment rémunéré

(1) Le principe : mieux gérer les « pointes » comme les « creux »

En matière électrique, l'effacement est le comportement d'un utilisateur qui, sur demande extérieure, renonce à consommer de l'électricité à un moment donné afin de faciliter l'établissement de l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau. Il ne s'agit pas nécessairement d'une économie d'énergie, car le client peut consommer cette électricité à un autre moment, lorsque le réseau est moins tendu. L'effacement volontaire doit permettre d'éviter la solution extrême du délestage, par lequel le gestionnaire de réseau supprime l'alimentation d'un ou de plusieurs consommateurs sans les consulter.

Votre commission d'enquête s'est particulièrement intéressée au mécanisme de l'effacement, dans la mesure où cet outil lui a semblé très prometteur, par sa contribution à la sécurité du réseau mais également par les économies d'investissement dans de nouvelles capacités de production et par les économies d'émissions de CO₂ qu'il permet, ainsi que par la source de revenus complémentaires qu'il peut représenter pour certaines entreprises fortement consommatrices. Votre rapporteur a également apprécié de voir une application concrète du principe consistant à donner une valeur à une non-consommation, afin de prendre en compte l'externalité positive qu'elle représente.

Afin de mieux appréhender le mécanisme de l'effacement, votre commission a auditionné M. Pierre Bivas, président de Voltalis, société spécialisée dans l'effacement diffus, et s'est déplacée le 21 mai 2012 près de Chambéry au siège d'Energy Pool, société spécialisée dans l'effacement industriel, pour visiter ses locaux et rencontrer son président, M. Olivier Baud.

(a) L'effacement diffus

Au cours de son audition, M. Bivas a ainsi indiqué que son entreprise installe un boîtier électronique connecté, d'une part, au tableau électrique afin de commander l'alimentation des appareils électriques concernés au compteur afin de comptabiliser le niveau d'effacement et assurer de ce fait l'ajustement et, d'autre part, à un système d'information qui permet la centralisation des informations concernant l'ensemble du parc des boîtiers installés et qui constitue l'interface avec RTE.

Dans ce cas, **c'est la masse agrégée de petits consommateurs** qui ne prennent pas de décision de coupure et pour qui la coupure est même insensible, **qui présente un intérêt pour le gestionnaire de réseau.**

Le bénéfice pour le consommateur réside essentiellement dans l'allègement de sa facture d'électricité que lui procure sa non-consommation à des moments critiques pour l'équilibre du réseau. En outre, le boîtier est susceptible de lui fournir des informations précises sur sa consommation et ses différents postes.

(b) L'effacement industriel

L'intérêt pour le système électrique réside dans la possibilité de « couper » un certain nombre de gros consommateurs, présentant en eux-mêmes un effet de masse précieux pour la gestion de la pointe ou de l'extrême-pointe.

Au vu de l'enjeu industriel de la question de la coupure pour les consommateurs en question, la démarche de **l'agrégateur consiste à examiner avec précision le processus de son client industriel.** L'analyse porte, machine par machine et processus par processus, sur ce qu'il est possible d'arrêter rapidement, dans quelles conditions et à quel coût.

À partir de ces éléments, il peut moduler, à partir de son centre de pilotage la consommation de ses clients, à la demande de RTE. **Les consommateurs eux-mêmes sont rémunérés au titre du service qu'ils rendent au réseau.**

L'effacement peut apporter une plus-value considérable au système électrique de plusieurs façons :

- les pics de consommation : sur la base du scénario de référence RTE 2011 et en tenant compte des capacités nouvelles mises en place d'ici 2020 et des centrales à charbon déclassées, Energy Pool estime que la France risque de manquer de 11 GW en puissance de pointe. On a vu que les

investissements sur des moyens de production en pointe étaient coûteux – de l'ordre de 1 milliard d'euros le GW –, sans garantie de rentabilité et fortement émetteurs de CO₂. L'effacement peut constituer une partie de la réponse, son potentiel en France étant estimé à une vingtaine de GW par Energy Pool (dont 9 GW d'effacement diffus dans le secteur résidentiel), sans nécessiter des investissements aussi lourds que la construction d'une centrale ;

- les creux de consommation : M. Baud a souligné le problème des creux de consommation, qui, s'ils ne posent pas de problème au réseau électrique en termes de sécurité, constituent un véritable gaspillage, en l'absence de moyens suffisants de stockage de l'électricité. Energy Pool estime que cet excédent pourrait être compris entre 2 et 5 GW à l'horizon 2020 et monter occasionnellement autour de 13 GW du fait de la production intermittente éolienne. Dans ces moments de creux, l'entreprise de M. Baud pourrait rémunérer des acteurs pour qu'ils anticipent leur consommation, contribuant ainsi à une meilleure efficacité du système électrique.

On notera que l'action sur les creux de consommation dépasse le strict cadre de l'effacement, et introduit une notion de « pilotage de la demande », qui correspond bien à la logique du futur système électrique. Elle ne correspond, en revanche, à aucun « marché de la modulation électrique », qui viendrait rémunérer l'utilisation de l'énergie excédentaire.

- la sûreté du réseau : en termes de sûreté du réseau, Energy Pool estime que la moitié des besoins pourrait être fournie par l'effacement, libérant ainsi 1,6 GW de production nucléaire et hydraulique.

(2) La rémunération de l'effacement

La rémunération de l'effacement repose tout d'abord sur une rémunération classique, au même titre que la production d'une centrale, sur le marché d'ajustement, qui permet à RTE d'équilibrer le système : *« à chaque fois que l'on efface un mégawatt-heure, on se fait payer comme une centrale lorsqu'elle produit un mégawatt-heure. Nous représentons une alternative »* expliquait à votre commission M. Pierre Bivas lors de son audition.

Ainsi, à l'heure actuelle, **une centrale à effacement diffus est rémunérée comme une centrale de production, dans le cadre du mécanisme d'ajustement de RTE.** Il est à souligner que ce système ne fonctionne pas qu'au moment des pointes. Le président de Voltalis a ainsi précisé que, la nuit précédant son audition (soit du 9 au 10 avril 2012), sa société avait produit des effacements, de l'ordre de 20 mégawatts pendant une demi-heure, soit environ 10 MWh, acquis par RTE pour contribuer à l'équilibre offre-demande. Ainsi, à tout instant, et pas seulement en pointe, le fait de réduire la consommation représente une alternative à la production pour équilibrer le système.

De son côté, M. Baud précisait que le coût marginal d'un mégawatt-heure effacé est assez proche de celui d'un mégawatt-heure produit par une

turbine à combustion – entre 80 et 160 euros selon le client hors compensation de l'énergie (*cf. infra*) – mais reste plus cher que celui d'un cycle combiné gaz (60-70 euros). Il s'inquiétait que l'effacement soit aujourd'hui en concurrence avec la production des groupes électrogènes, largement amortis, et qui bénéficient donc de coûts marginaux très bas. Il appelait donc de ses vœux la mise en place, le plus rapidement possible, du mécanisme de capacité, afin que les agrégateurs d'effacement disposent d'une autre source de rémunération.

Il s'inquiétait également de l'obligation faite à l'agrégateur d'effacement de compenser au fournisseur l'énergie non consommée, c'est-à-dire de payer au fournisseur le prix de cette électricité qu'il ne pourra facturer à son client du fait de l'effacement, ce qui vient renchérir le prix du mégawatt-heure effacé d'une cinquantaine d'euros.

En effet, le mécanisme de l'effacement consiste à ce qu'un déséquilibre offre/demande d'électricité soit corrigé par une diminution de la demande, ce qui a une double implication : d'une part, le client effacé ne consomme pas d'électricité et, d'autre part, le fournisseur du client effacé maintient sa production.

Or, si le fournisseur en question n'était pas le responsable du déficit de production ayant nécessité de recourir à l'effacement, il se retrouve à produire de l'électricité pour satisfaire les besoins des clients d'un concurrent, qu'il ne pourra donc pas facturer. Il est confronté à un manque à gagner, qui doit être compensé.

Reste à savoir par qui il doit être compensé. Les agrégateurs d'effacement considèrent que cela incombe au fournisseur « déficitaire » tandis que la CRE a estimé dans une décision de juillet 2009 que ce ne devait pas être le cas, dans la mesure où ce fournisseur a déjà payé auprès de RTE, outre le surcroît d'électricité, une pénalité.

Juridiquement, la CRE a considéré que le respect de l'ordre de préséance économique – imposé par l'article 15 de la loi NOME – impliquait un classement des offres d'ajustement en fonction de leur contribution économique au « surplus social », lequel rend nécessaire que soit mise à la charge de l'opérateur des effacements diffus l'obligation de rémunérer les fournisseurs dont les clients ont fait l'objet d'effacements temporaires.

Cette décision de la CRE a été annulée par le Conseil d'État dans sa décision du 3 mai 2011, suite à un recours de Voltalis. La haute juridiction a considéré que la loi ne prévoyait pas que l'appréciation économique d'une offre d'ajustement puisse porter sur ses effets indirects sur la collectivité dans son ensemble.

Il s'est donc créé une situation de vide juridique, préjudiciable à l'essor de l'effacement. Pour répondre à ce vide juridique, en décembre 2011, le Sénat a adopté, dans le cadre de l'examen du projet de loi renforçant les droits, la protection et l'information des consommateurs, un amendement inscrivant dans la loi la possibilité pour la CRE de prendre en compte le

« surplus social ». Mais ce texte n'est pas allé au bout de la navette et est toujours en attente d'une deuxième lecture à l'Assemblée nationale.

À l'avenir, **les opérateurs d'effacement ont vocation à participer au futur marché de capacités sur les mégawatts disponibles à la pointe mis en place par la loi NOME**. Les capacités d'effacement, parfaitement substituables aux capacités de production, pourront donc être acquises sur le marché au bénéfice des opérateurs concernés.

Pour votre rapporteur, **l'effacement est un mécanisme intéressant**, tout particulièrement dans un pays qui, comme la France, connaît des pointes extrêmes et croissantes.

Simplement, la taille réduite des acteurs actifs sur ce marché ne permet pas d'agir de manière significative pour la sécurité du système dans son ensemble. **Seul un changement d'échelle peut faire de l'effacement une alternative crédible à la construction de nouvelles capacités de production coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre**.

Votre commission tient sur ce point à affirmer la nécessité de valoriser la non-consommation et l'utilité publique de l'effacement. Il appelle par conséquent à la mise en œuvre d'une véritable politique publique de l'effacement, alors que ce potentiel n'est aujourd'hui développé qu'à travers des initiatives privées et éparses.

3. Mettre en œuvre aussi vite que possible les technologies qui permettent la régulation de flux désormais complexes

Consommer moins, c'est bien surtout en période de pointe ; mais consommer « mieux », c'est-à-dire d'être en mesure d'ajuster en temps réel l'offre à la demande, c'est tout aussi impératif, au moment où les flux énergétiques deviennent du fait de leur intermittence – de leur variabilité, préfèrent dire certains – plus complexes. Les nouvelles technologies peuvent contribuer à une régulation fine – « *fine tuning* » pourrait-on dire en anglais – tant au niveau des réseaux que du développement de possibilités de stockage.

a) Les perspectives en matière de réseau : les « smart grids » ou « réseaux intelligents »

(1) Qu'est-ce qu'un « réseau intelligent » ?

Traditionnellement, le système électrique français a été conçu de façon centralisée pour évacuer la production des grandes centrales thermiques ou hydrauliques vers les centres de consommation, au moyen d'un réseau de transport et de distribution à la structure arborescente, prévu pour fonctionner de façon unidirectionnelle de la centrale vers le consommateur. Le pilote du réseau – en l'occurrence RTE – s'assure de l'équilibre du système en jouant sur le levier de l'offre, qu'il ajuste en temps réel à la demande, le consommateur étant pour sa part réduit à un rôle relativement passif.

Le concept de *smart grids* – ou « réseaux intelligents » en français – désigne l'émergence d'un nouveau modèle de système électrique, résultant notamment de l'intégration des technologies de l'information et de la communication qui permettent d'échanger en temps réel un flux important d'informations. Il doit permettre de répondre aux évolutions auxquelles est confronté le système traditionnel, qui sur certains points a atteint ses limites.

(a) Mieux piloter une énergie désormais intermittente et multidirectionnelle

On a vu précédemment que le réseau était confronté à la difficulté d'intégrer la production d'origine renouvelable. Celle-ci a pour première particularité d'être fortement dispersée – 86 000 nouveaux sites de production d'énergie renouvelable ont ainsi été raccordés en 2011 par ERDF : il faut donc passer d'un réseau conçu pour acheminer l'électricité à un réseau qui doit également la collecter et fonctionner dans les deux sens.

Cette production d'origine renouvelable a également pour caractéristique d'être intermittente et donc d'avoir une production difficilement maîtrisable. Cela fait courir au système le risque d'être soit en sous-production si les conditions météorologiques sont particulièrement défavorables, soit en surproduction dans le cas inverse. L'exemple de l'Allemagne est particulièrement éclairant, avec des variations de prix très importantes en fonction de la production éolienne, allant jusqu'à des prix négatifs.

Les nouvelles technologies peuvent répondre en partie à cette question, comme a pu le constater une délégation de votre commission lors de son déplacement à l'Institut national de l'énergie solaire (INES), installé au sein du Technolac de Savoie sur la commune du Bourget-du-Lac, près de Chambéry. Elle a pu visiter le centre de pilotage de la production des installations photovoltaïques de l'Institut, réparties en divers points du territoire français, et a pu constater l'efficacité du logiciel développé par le CEA pour l'INES afin d'évaluer, à partir des données météorologiques, la production des panneaux, estimée un jour à l'avance puis quart d'heure par quart d'heure. Elle a également observé sur place le système de stockage mis en place par l'INES – à partir de piles à combustion – qui lui permet de lisser dans le temps la quantité d'électricité qu'elle injecte sur le réseau.

Ainsi, votre commission a pu voir concrètement comment le développement des nouvelles technologies permettait de faciliter l'intégration des énergies renouvelables : il ne s'agit plus d'injecter passivement son électricité sur le réseau ; il est possible en temps réel – et avec une certaine prévisibilité – d'informer le gestionnaire de réseau de la quantité d'électricité injectée.

Cette nécessité de mieux piloter la production est particulièrement vraie pour les énergies renouvelables, mais se retrouve dans les productions traditionnelles centralisées. La capacité à être flexible deviendra de plus en

plus importante et valorisée. Les producteurs eux-mêmes auront besoin de cette flexibilité, afin de vendre leur production au moment le plus opportun.

(b) Renforcer la sécurité des réseaux

Les nouvelles technologies peuvent également permettre de répondre à un impératif de sécurité du réseau. Il s'agit par exemple de mettre en place des mécanismes de protection extrêmement rapides, permettant d'isoler les sections de réseau connaissant une perturbation et de piloter à distance la reconfiguration des branches du réseau concernées.

Le réseau français est déjà équipé de dispositifs de ce type, comme le rappelait à votre commission Mme Bellon, présidente du directoire d'ERDF, « *le réseau de distribution [français] est déjà doté de systèmes technologiques évolués et bien plus smart [...] que la plupart des réseaux de distribution européens : agences de conduite régionales, réseaux auto-cicatrisants, les exemples ne manquent pas. Avec les nombreux démonstrateurs de réseaux intelligents qu'ERDF pilote en France, ou le projet européen Grid4EU, le distributeur français investit déjà pour les réseaux du futur.* »

D'autre part, les réseaux intelligents, à travers une multitude de capteurs et d'appareils de mesures, mettront à disposition des gestionnaires de réseau – de transport ou de distribution – une multitude d'informations, et ce en temps réel, mettant ainsi fin à la relative cécité à laquelle ils sont parfois confrontés. ERDF n'a ainsi aucune visibilité au-delà du poste source : il pourra demain piloter le réseau jusqu'au compteur du consommateur.

L'essor des réseaux intelligents repose également sur l'émergence d'un « consom'acteur », qui sera examinée *infra*.

Au final, on peut retenir la définition des réseaux intelligents des experts de la « *Taskforce for Smart Grids* » de la Commission européenne : « *un réseau électrique intelligent est un réseau qui est capable d'intégrer au meilleur coût les comportements et les actions de tous les utilisateurs qui y sont reliés : producteurs, consommateurs ainsi que ceux qui sont les deux à la fois. L'objectif est d'assurer au système électrique d'être durable et rentable, avec des pertes faibles et avec des niveaux élevés de sécurité, de fiabilité et de qualité de la fourniture* ».

(2) Les perspectives de mise en place en France de « réseaux intelligents »

La nécessité d'intégrer les technologies des réseaux intelligents est bien présente dans la réflexion menée sur le système électrique français, comme en témoignent les nombreux rapports disponibles sur la question¹, et a bien été intégrée par les différents acteurs. On peut citer par exemple l'activité de la CRE sur ce sujet, qui organise régulièrement des colloques sur la

¹ On peut par exemple citer le rapport « *Pour des réseaux électriques intelligents* » de l'Institut Montaigne, de février 2012.

question depuis 2010 et qui a mis en place un site Internet entièrement dédié aux réseaux intelligents¹, afin de permettre les échanges entre les différents acteurs impliqués et de fournir une information détaillée, à la fois à l'attention du grand public et des professionnels du secteur. Il permet également de faire connaître les nombreuses expérimentations menées en France et dans le monde.

Interrogé par votre rapporteur sur les questions que posait la perspective d'un développement des réseaux intelligents, la CRE a notamment identifié la question de son coût. En effet, l'*European Electricity Grid Initiative* (EEIG) a estimé à 15 milliards d'euros pour la France des besoins d'investissements dans les réseaux intelligents (480 milliards au niveau européen). Se pose également le problème du mode de financement, et plus particulièrement de l'allocation des coûts entre les différents bénéficiaires, dans la mesure où les réseaux intelligents génèrent des bénéfices sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Les controverses suscitées sur les fonctionnalités et le mode de financement du déploiement du compteur Linky (traité en détail *infra*), illustrent bien cette difficulté.

Au-delà de la question du déploiement de Linky, votre rapporteur a souhaité approfondir la question de la diffusion en France des réseaux intelligents et entendre le point de vue des industriels du secteur, notre pays ayant la chance de disposer d'une filière de pointe sur ce sujet. Il a ainsi auditionné des représentants du Gimelec – groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés – qui rassemble 230 entreprises fournissant des solutions électriques et d'automatismes sur les marchés de l'énergie, du bâtiment, de l'industrie et des infrastructures.

Ces industriels lui ont confié que de leur point de vue, il existait encore de nombreux freins au développement de ces technologies et des modèles économiques qui y sont associés. Ils ont notamment attiré l'attention de votre rapporteur sur le manque de visibilité dont souffrait le marché des réseaux intelligents : « *Les industriels de l'efficacité énergétique et du smart grids sont suspendus à l'attente d'un décret de la loi NOME pour la structuration du marché de l'effacement et à la consultation en cours du Turpe 4 sur le fléchage des investissements critiques en matière des REI² en région* ».

Ils ont également regretté que la France, si elle conserve une certaine avance en Europe, soit plus en retrait par rapport aux États-Unis ou à l'Asie, en termes d'investissements.

¹ www.smartgrids-cre.fr.

² Réseaux électriques intelligents.

b) Les enjeux du stockage de l'électricité, contrepartie de l'intermittence des énergies renouvelables

Les situations de surproduction sont appelées à devenir de plus en plus fréquentes avec le développement des énergies renouvelables, et notamment éoliennes, dont la production n'est pas corrélée à la consommation.

(1) Les possibilités actuelles : les STEP

Principe général de fonctionnement d'une STEP

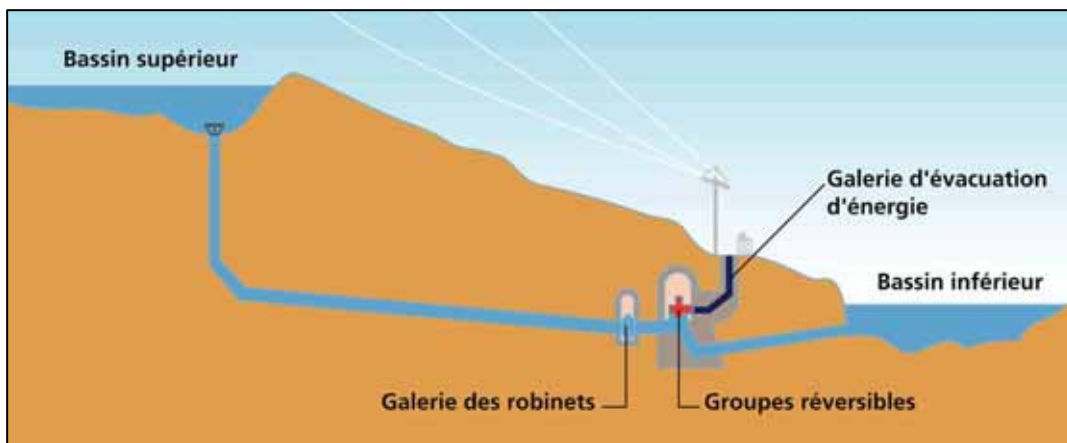


Schéma EDF

Les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) sont des installations hydroélectriques qui ont la particularité d'être équipées d'un système de pompage permettant de transférer l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. Le réservoir supérieur est alimenté soit exclusivement par ce système de pompage (STEP « pure ») et fonctionne alors en circuit fermé, soit par un mixte entre l'écoulement naturel et l'apport du système de pompage (STEP « mixte »).

En phase de stockage de l'énergie, la station utilise de l'électricité pour remonter l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur, tandis qu'en phase de turbinage, elle fonctionne comme une centrale hydroélectrique classique. Le taux de rendement est estimé par EDF à 75 % pour les installations existantes : en utilisant 100 d'électricité pour remonter l'eau l'installation sera capable d'en produire 75 en phase de turbinage.

La rationalité économique de ce système tient au fait que l'électricité ne se stockant pas, le coût marginal de production – et donc le prix – varie fortement au cours d'une journée ou d'une période de temps donné, entre les périodes de pointe (vers 19 heures par exemple) et entre les périodes creuses (heures de nuit par exemple). La STEP tire sa rémunération du différentiel de prix entre ces deux phases.

Les STEP constituent le moyen le moins cher de stocker de façon massive de l'électricité. Energypool a estimé le coût du mégawatt-heure produit par une STEP entre 75 et 250 euros, à comparer à une fourchette de 300 à 500 euros le mégawatt-heure pour le stockage dans une batterie électrochimique. Elles jouent un rôle important en période de pointe et sont un élément fondamental de sécurité du réseau dans la mesure où leur production est mobilisable en quelques minutes.

(a) L'existence d'un potentiel de développement des STEP en France

La France dispose d'une puissance de STEP installées de 5 GW. La seule STEP de Grand'maison a une puissance de 1 790 MW, soit plus qu'un réacteur de type EPR (mais sur une durée beaucoup moins longue). Ces 5 GW installés produisent environ 5 TWh par an en moyenne selon EDF. Une délégation de votre commission s'est rendue à la STEP de Revin, dans les Ardennes, afin de mieux étudier ce mode de stockage de l'énergie.

Séduite par les atouts des STEP (réactivité, faible coût marginal), votre commission a souhaité savoir s'il existait en France un potentiel de développement, sachant que de nombreux projets sont à l'étude en Europe, notamment en Suisse.

La réponse à cette question ne peut être apportée de façon absolument précise. En effet, la remise en concurrence des concessions hydrauliques incite les producteurs à ne pas communiquer sur leurs projets de STEP, ceci concernant la plupart du temps des installations déjà existantes, afin de ne pas dévoiler leurs offres à leurs concurrents.

Néanmoins, M. Pierre-Franck Chevet, directeur général de l'énergie et du climat au ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, a confirmé à votre commission qu'il espérait que dans le cadre de la remise en concurrence des concessions hydrauliques, des projets de STEP puissent venir sur la table.

Cette hypothèse s'est trouvée confirmée plus tard devant votre commission. M. Frédéric de Maneville, président de Vattenfall France, déclarait ainsi lors de son audition : *« il y a du potentiel de STEP en France. Le problème, c'est que nous attendons tous depuis maintenant quatre ans le lancement d'appels d'offres pour le renouvellement des concessions hydrauliques, qui n'est toujours pas planifié. Et il ne faut pas forcément jeter la pierre à l'opérateur historique. Quel opérateur historique dont le contrat de concession se termine dans un an ou deux ans investirait dans une STEP ? »*.

Au final M. de Maneville estima qu'il existait un potentiel de 2 GW de STEP en France, soit une augmentation de 40 % de la puissance installée. Certains projets sont déjà bien identifiés, tel celui de Redenat, sur la Dordogne, dont le potentiel est évalué à plus de 1 000 MW avec des retombées économiques importantes pour le territoire. Une valorisation appropriée de l'énergie hydraulique du point de vue, notamment, de son apport à

l'équilibrage du réseau et à la gestion de la pointe à travers un cadre économique et juridique plus favorable, ne pourra que faciliter la mise en œuvre de tels projets.

(b) Un modèle économique nécessitant des évolutions

EDF a indiqué à votre commission que le cadre économique actuel des STEP « *ne permettait pas d'envisager leur multiplication* ». L'opérateur historique a rappelé que le coût de construction d'une STEP était important : de l'ordre de 1 000 €/kW, soit pratiquement le double de celui d'une turbine à combustion. Il a surtout souligné que la fiscalité et les coûts d'accès au réseau représentaient une part prépondérante des charges d'exploitation des installations : 44 % pour la fiscalité et 22 % pour le TURPE, soit les deux tiers des charges d'exploitation totales.

M. Luc Poyer, directeur d'EON France, a abondé dans ce sens en s'interrogeant sur l'opportunité d'aménager le TURPE pour les STEP : « *Si vous payez à la fois quand vous soutirez et quand vous injectez et que votre modèle économique, c'est l'entrée/sortie, cela peut très vite être peu économique* ».

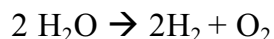
M. de Maneville a également abordé la question d'un développement d'un marché de services. « *Les STEP, que vous voyez se multiplier en Autriche, en Suisse ou en Allemagne, mais non en France [...] disposent d'un modèle économique qui repose avant tout sur la fourniture de services système aux réseaux.* »

Concrètement, chaque jour, RTE doit acheter aux producteurs des services système – réserves primaires, secondaires et tertiaires – permettant de gérer l'équilibre du réseau en temps réel. Il s'agit de l'achat d'électricité parfois à l'échelle de quelques minutes. M. de Maneville d'ajouter : « *à l'heure actuelle, nous sommes quasiment le dernier pays de l'Union européenne à ne pas disposer d'un mécanisme de marché permettant à RTE d'acheter ces services aux producteurs : nous fonctionnons toujours selon une prescription définie par décret, alors que partout ailleurs les opérateurs de réseaux acquièrent ces services auprès des producteurs selon des mécanismes d'enchères, qui, soit dit en passant, constituent en général le modèle économique sous-jacent du développement des STEP.* »

(2) Les perspectives offertes par le stockage de l'électricité grâce à l'hydrogène

Un autre moyen de mieux ajuster l'offre à la demande et, en particulier, de gérer l'intermittence est de chercher à mettre en œuvre les techniques ou à développer les technologies nouvelles de nature à pallier le caractère essentiel de l'énergie électrique qui est de ne pas être stockable.

Le stockage de l'électricité grâce à l'hydrogène est une voie prometteuse mais dont le degré de maturité est encore difficile à apprécier. Elle consiste à utiliser l'énergie électrique pour alimenter un électrolyseur, qui décompose l'eau en oxygène et en hydrogène, selon l'équation suivante :



Le bilan carbone de cette opération, qui utilise de l'eau et rejette de l'oxygène, dépend de la source d'énergie utilisée. Si cette énergie est entièrement décarbonée – production éolienne par exemple – les émissions de carbone sont nulles.

Le rendement total des électrolyseurs est évalué par Air Liquide, dont votre rapporteur a auditionné plusieurs représentants, à 60-65 % actuellement, et devrait pouvoir atteindre 70 % en 2020.

- Les avantages du stockage de l'énergie grâce à l'hydrogène

L'hydrogène ainsi produit a pour particularité d'être facilement stocké et transporté, que ce soit sous forme liquide, mais surtout désormais sous forme gazeuse.

L'hydrogène sous forme gazeuse peut être stocké en grande quantité, à l'intérieur de cavités naturelles, permettant éventuellement d'accumuler un excédant de production d'énergie renouvelable, pendant des semaines voire des mois. À titre d'exemple, Air Liquide a indiqué à votre rapporteur qu'elle évaluait en Allemagne la capacité de stockage nécessaire pour faire face à un déficit de production renouvelable pendant plusieurs jours du fait de conditions météorologiques défavorables à 1 000 GWh. Cette production représente 70 % de la capacité de stockage par hydrogène de la seule caverne de Nüttermoor, actuellement utilisée pour le stockage du gaz naturel. À titre de comparaison, la capacité des STEP installées en Allemagne est de 40 GWh par an.

Le stockage par l'hydrogène permet donc de stocker des quantités beaucoup plus importantes qu'à travers des batteries chimiques, qui ne peuvent contenir que quelques dizaines de kWh, et de s'affranchir des limites d'implantation des STEP, très performantes mais contraintes par le relief.

L'hydrogène peut également être stocké de façon diffuse, par exemple au sein de véhicules électriques utilisant de l'hydrogène comme carburant.

- L'utilisation de l'hydrogène

La production d'électricité à partir d'hydrogène afin de la réinjecter sur le réseau n'est pas forcément la vocation première de l'hydrogène ainsi produit. Il pourrait être utilisé pour ses qualités en termes de transport et de stockage pour l'alimentation de sites isolés (relais télécoms par exemple) ou comme moyen de stockage diffus à travers des véhicules électriques utilisant l'hydrogène comme combustible.

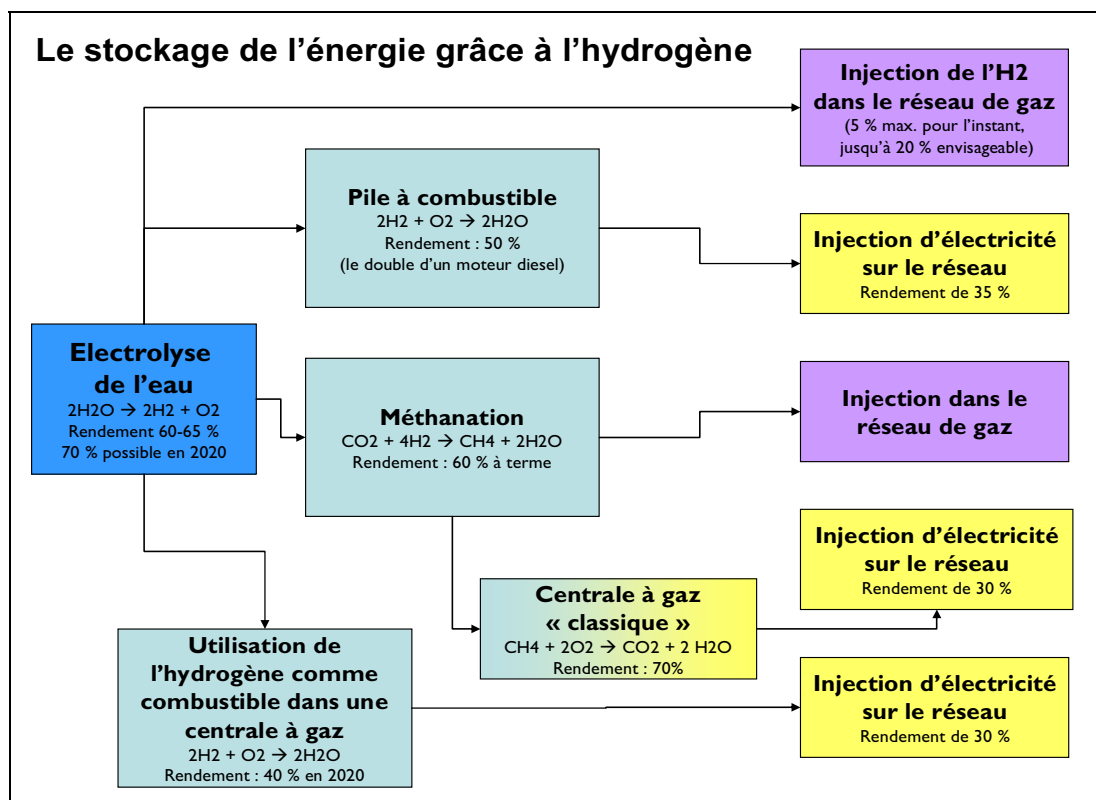


Schéma Sénat, commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité

On constate sur le schéma ci-dessus que l'hydrogène peut également être directement injecté dans le réseau existant de gaz naturel, à hauteur de 5 % maximum pour l'instant, ce seuil pouvant être repoussé autour de 20 % à l'horizon 2020.

Néanmoins, de par l'objet de son enquête, votre commission s'est particulièrement intéressée aux possibilités que l'hydrogène offre en termes de réinjection de courant sur le réseau, afin d'utiliser l'électricité produite en excédent, du fait par exemple d'une abondance de la production renouvelable.

Il existe trois moyens de réinjecter de l'électricité sur le réseau à partir de l'hydrogène stocké :

- le premier consiste à alimenter une pile à combustible ;
- le deuxième à synthétiser du méthane – du gaz naturel – selon l'équation $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$. Il s'agit de la méthanation. Ce gaz peut ensuite être injecté directement dans le réseau de gaz existant ou alors, ce qui nous intéresse, alimenter une centrale à gaz « classique », produisant de l'électricité ;
- le troisième, enfin, consiste à utiliser l'hydrogène directement dans une centrale à gaz spécialement conçue à cet effet, afin de fabriquer de l'électricité.

On constate sur le schéma ci-dessus que le rendement global reste assez bas : entre 30 et 35 %. Il convient néanmoins de rappeler que la logique de ce système est d'utiliser l'électricité excédentaire renouvelable, produite donc à un coût marginal nul, voire négatif, à partir d'une ressource inépuisable. L'intérêt de cette solution technique doit donc être apprécié sur l'ensemble de la chaîne.

D'après une étude¹ citée par Air Liquide devant votre rapporteur, le coût du mégawatt-heure réinjecté sur le réseau à partir d'un stockage de l'énergie sous forme d'hydrogène pourrait descendre à 90 € dans les 10 ou 20 ans à venir. Il s'agit là du seul coût de stockage et de restitution de l'énergie, qui ne comprend pas le coût de l'électricité consommée pour produire de l'hydrogène.

Concrètement, plusieurs projets sont en cours pour valider ces technologies, notamment en Allemagne et au Danemark. Siemens a ainsi développé un catalyseur d'une puissance de 100 MW destiné à utiliser l'électricité d'une ferme éolienne. D'ici à 2020, ces projets sont avant tout des projets de démonstration, mais on peut attendre les premières références commerciales dans les années 2020-2030 et la maturité industrielle de cette filière autour de 2050, d'après Air liquide.

En France, on peut citer le projet MYRTE (Mission hYdrogène-Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique) qui vise à coupler la centrale solaire photovoltaïque de Vignola (Corse) dont la production d'électricité atteint 550 kW, à une chaîne à hydrogène. Ce projet a été lancé en 2007 *via* le Pôle de Compétitivité CAPENERGIES qui en assure le pilotage.

Lors de son audition devant votre commission, M. Bernard Bigot, administrateur général du CEA, a affirmé son optimisme quant aux perspectives du stockage de l'énergie : « *Aujourd'hui, on estime que le coût d'usage du stockage du kilowatt-heure est de l'ordre de 50 centimes d'euro et notre ambition est de réduire ce coût, avant 2020, à 5 centimes, voire à 3 centimes* ».

B. DÉBATTRE SANS A PRIORI DE TOUS LES ASPECTS DE LA QUESTION DU NUCLÉAIRE

Après la décision de l'Allemagne d'abandonner le nucléaire et celle du Japon d'arrêter de fait quasiment tous ses réacteurs, il faut admettre que la donne a changé en matière d'énergie électrique. La question du nucléaire ne doit plus être un tabou.

¹ VDE, "Energy storage in power supply systems with a high share of renewable energy sources"

Trois sujets, d'inégale urgence, peuvent, selon votre rapporteur, être « mis sur la table », compte tenu de leurs enjeux en termes d'investissement et donc d'impact sur le coût réel de l'électricité :

– la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales actuelles, au sujet de laquelle il convient de prendre rapidement des décisions explicites – ainsi que nous y invitait la Cour des comptes – ;

– la gestion des déchets, qui nous amène à nous projeter à un horizon multiséculaire ;

– la gestion du risque nucléaire, enfin, dont il est clair qu'il ne peut être supporté *in fine* que par l'État et constitue donc un engagement hors-bilan à prendre en compte.

Longtemps, le choix nucléaire de la France a été considéré comme une donnée. Aujourd'hui, il y a, incontestablement, débat.

D'un côté, il y a ceux qui considèrent que la France a fait la preuve de sa capacité à maîtriser une technologie décarbonée qui reste compétitive, tout en se montrant exemplaire en matière de sécurité ; de l'autre, on trouve ceux qui estiment que cette filière peut être abandonnée sans dommage, tant pour les risques qui lui sont attachés que pour des raisons économiques, compte tenu des incertitudes et de l'importance des coûts de toute nature à prendre en considération.

Dans le nouveau contexte créé par l'accident de Fukushima et l'inquiétude diffuse qu'il a suscitée, et par l'engouement croissant de l'opinion pour les énergies renouvelables, force est de constater, selon votre rapporteur, que le débat tend à se déplacer pour aboutir à une question simple : faut-il « sortir du nucléaire » ou seulement « sortir du tout nucléaire » ?

La prolongation des centrales actuelles est un enjeu important, ne serait-ce qu'en raison de l'importance des investissements en cause.

Votre commission n'a pas cherché à aboutir à un consensus entre ceux qui veulent abandonner le plus vite possible la filière nucléaire et ceux qui voient dans la prolongation des centrales une façon somme toute économique - sauf dans le cas où l'autorité de sûreté déciderait de fermer des centrales récemment rénovées - de satisfaire aux besoins de la France en énergie électrique en attendant l'arrivée à maturité des nouvelles technologies.

1. La prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires

La Cour des comptes met en avant, dans la conclusion générale de son rapport de janvier 2012, le **caractère stratégique de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires**.

On pourrait pourtant se demander **si la décision** concernant cette prolongation **n'est pas d'ores et déjà prise**.

En effet, la durée de 30 ans, sur laquelle avait été calculé l'amortissement des centrales lors de leur construction¹, a d'ores et déjà été dépassée par certaines centrales² et une prolongation au-delà de 40 ans est même prévue explicitement par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité³.

La Cour des comptes indique d'ailleurs avec force que, compte tenu des délais de réalisation des projets (processus d'autorisation, construction des centrales et adaptation des réseaux), *« ne pas prendre de décision revient à faire un choix, celui de faire durer le parc actuel au-delà de 40 ans »*.

a) L'effet génération : le « papy boom » des centrales françaises

La construction du parc actuel de 58 réacteurs a constitué l'une des plus grandes sagas de l'histoire industrielle française : la majorité des chantiers se sont déroulés, de leur commencement à leur livraison, sur une vingtaine d'années seulement, des années 1970 au début des années 1990.

En contrepartie, **ces centrales vieillissent à la même vitesse** et leur fin d'exploitation, si elle n'est pas lissée dans le temps, surviendra également de manière rapprochée.

Ainsi, 46 réacteurs arriveront à l'âge de 40 ans⁴ entre début 2017 et fin 2027, soit **plus de 4 réacteurs par an en moyenne** pendant une période de plus de onze années.

Dans le cas où il serait décidé d'arrêter les centrales à ce stade de leur exploitation, la perte de puissance du parc de production électrique serait très rapide, dès les dernières années de la décennie actuelle.

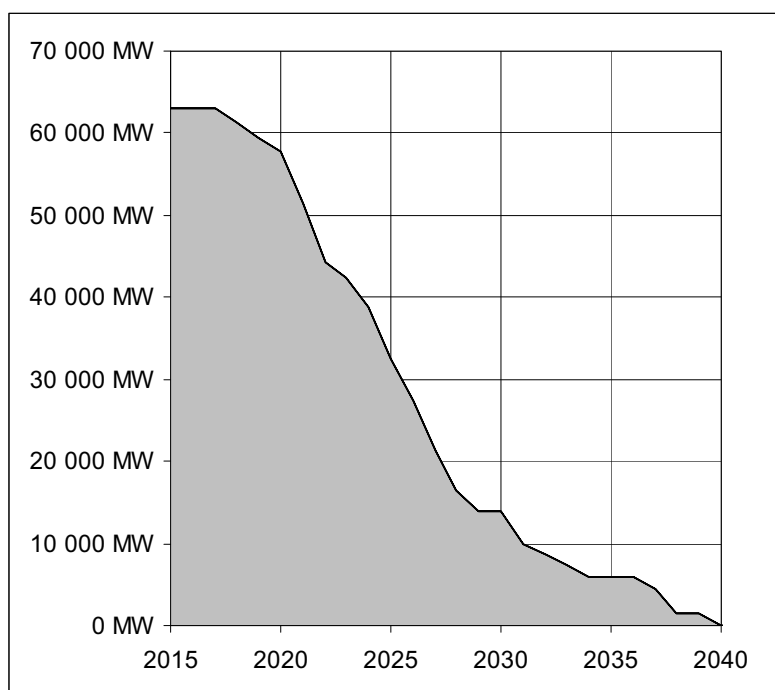
¹ Depuis 2003, toutefois, EDF a recalculé les amortissements restants sur une durée de fonctionnement de 40 ans (Cour des comptes, rapport de janvier 2012, p. 25).

² 21 des 58 réacteurs du parc actuel ont été couplés au réseau avant le 15 février 1982 et avaient donc une durée d'exploitation supérieure à 30 années au moment de la constitution de la commission d'enquête.

³ Le rapport du Gouvernement au Parlement sur la PPI électricité pour la période 2009-2020 précisait que « dans une perspective économique et sous réserve de toute exigence en termes de sûreté, la PPI électricité privilégie un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire actuel ». L'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la PPI électricité prévoit par ailleurs dans son article 2 la mise en service d'un premier réacteur de troisième génération en 2012 et d'un second en 2017.

⁴ Calculs Sénat. On compte comme point de départ la date de couplage au réseau.

Évolution de la puissance nucléaire installée du parc nucléaire pour une durée d'exploitation de 40 ans



Source : données CEA – Enecluc. Graphique Sénat.

Ce « *papy boom* » pose des difficultés certaines, compte tenu du poids prépondérant de l'électricité nucléaire dans le bouquet électrique.

Plusieurs dizaines de gigawatts d'unités de production ou d'économies d'énergie devraient alors être réalisés en l'espace de quelques années. L'effort à fournir serait comparable à un effort de guerre, pour reprendre la formule employée lors de son audition par M. Gilles-Pierre Lévy, président de la deuxième chambre de la Cour des comptes. Or, les délais de réalisation des projets ne permettent de répondre à ce défi que si des décisions d'investissement sont prises très rapidement.

Une prolongation de l'ensemble du parc ne supprimerait pas ce « *papy boom* », qu'il repousserait simplement à une échéance ultérieure. Un tel délai permettrait, toutefois, de lisser dans le temps les arrêts de réacteurs afin de rendre l'effort plus soutenable pour les industriels, de réaliser plus d'économies d'énergie (notamment dans le bâtiment, soumis à une forte inertie) et de construire de nouvelles unités de production soit nucléaire, soit renouvelable, soit fossile avec les installations associées : réseau, stockage...

b) Un avantage qui a été monétisé dans d'autres pays mais qui permet de financer les investissements de sécurité et de jouvence

Comme il a été souligné devant votre commission, la prolongation des centrales nucléaires a fait l'objet, dans certains pays, d'une taxe spéciale sur les marges perçues par les exploitants.

En Belgique, le Gouvernement a conclu le 22 octobre 2009 un protocole d'accord avec le groupe GDF Suez, prévoyant la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des centrales Doel 1, Doel 2 et Tihange 1. En échange a été prévu un investissement de 500 millions d'euros de GDF Suez dans les énergies renouvelables, ainsi que le paiement d'une taxe d'un montant annuel compris entre 215 et 245 millions d'euros entre 2010 et 2014. Ce montant a été porté par la suite à 550 millions d'euros.

Cette taxe est liée selon l'autorité de régulation belge¹ :

- d'une part, à l'amortissement accéléré sur 20 ans dont a bénéficié l'ensemble du parc de production nucléaire belge, avant l'introduction de la libéralisation. Le parc nucléaire belge est donc intégralement amorti et les producteurs reçoivent des bénéfices qui devraient être compensés pour les consommateurs en retour de leurs efforts passés ;

- d'autre part, à la prolongation de la durée de vie des trois réacteurs, constitutive d'un profit nouveau pour l'exploitant.

En Allemagne, avant l'accident de Fukushima et la décision de sortir du nucléaire, le gouvernement allemand avait signé le 6 septembre 2010 un contrat avec les fournisseurs d'énergie et les exploitants des centrales nucléaires, prévoyant la prolongation de 8 à 14 ans de la durée de vie de ces centrales.

En échange, les exploitants s'engageaient à verser, à proportion de leur production résultant de la prolongation, une cotisation à un fonds fédéral spécial. Les exploitants devaient verser un montant total de 200 à 300 millions d'euros par an jusqu'en 2016.

Cette situation **ne peut être transposée telle quelle en France**, où les centrales nucléaires ont été amorties au départ sur 30 ans, puis sur 40 ans à partir de 2003. De plus, l'exploitant écoule en France une grande partie de sa production au tarif réglementé de vente (ou désormais à l'ARENH), qui est inférieur aux prix de marché, et ne bénéficie donc pas des mêmes marges qu'en Belgique.

Il n'est toutefois pas exclu qu'une situation similaire à celle constatée en Belgique survienne à l'avenir, notamment lorsque les centrales seront entièrement amorties, ce qui nécessiterait un traitement réglementaire spécifique. Les seuls mécanismes de marché ne peuvent, en effet, pas réduire la rente nucléaire : si, dans d'autres secteurs économiques, l'apparition de coûts de production faibles entraîne une augmentation de l'offre et donc une réduction du prix, la production nucléaire ne peut évidemment pas s'accroître librement, en raison des contraintes réglementaires et des difficultés d'acceptabilité sociale concernant la construction de nouvelles centrales.

Au total, la **prolongation de la durée d'exploitation** des centrales au-delà de 40 ans, en France, serait **source de revenus** pour l'exploitant qui rentabiliserait mieux l'investissement de départ, mais aussi de **coûts**

¹ Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), *Étude (F)101014-CDC-999 sur l'accord nucléaire en Allemagne et son application en Belgique réalisée en application de l'article 23, §2, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.*

importants : EDF a chiffré à 50, puis 55 milliards d'euros le programme d'investissements qui aura pour fonction principale de permettre une telle prolongation.

Ces dépenses sont d'ores et déjà **intégrées dans le prix de l'ARENH** fixé par le Gouvernement et devraient donc, aux termes de la loi NOME, être explicitement prises en compte dans les **tarifs réglementés de vente** d'ici à la fin 2015.

Le mode de fixation de l'ARENH devrait donc garantir la prise en compte, à hauteur des coûts de production et compte tenu de l'amortissement déjà réalisé, des coûts comme des bénéfices liés pour l'exploitant à la prolongation de la durée de vie de ses centrales et à leur mise en conformité avec les normes de sûreté telles qu'elles ont été réévaluées à la suite de l'accident de Fukushima.

c) Un risque économique réel de gaspillage de ressources en cas de non-prolongation par décision de l'ASN ? Ou une solution d'attente qui permet de « voir venir » ?

La prolongation des réacteurs présente **plusieurs avantages sur le plan économique**, énumérés par la Cour des comptes dans la conclusion générale de son rapport de janvier 2012 :

- en apportant des années d'exploitation supplémentaire, alors que les centrales seront intégralement amorties au bout de quarante années d'exploitation, il accroît tout simplement la rentabilité des centrales nucléaires ;

- la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs éloigne dans le temps la survenance des charges qui seront liées à leur arrêt : démantèlement et construction de nouveaux moyens de production, certainement plus coûteux.

Au total, **la commission « Énergies 2050 » a évalué à 1 milliard d'euros le coût de l'arrêt à l'âge de 40 ans**, au lieu de 60 ans, d'un réacteur de 900 MW mis en service aux alentours de 1980. Ce coût serait assez nettement inférieur si les coûts de jouvence étaient supérieurs aux prévisions ou si une électricité de substitution pouvait être achetée à un prix inférieur à 70 € / MWh (prix estimé pour une électricité produite par une centrale à gaz).

La prolongation présente également des **risques** ou des **inconvenients** :

- en premier lieu la prolongation de centrales initialement prévues pour une durée de fonctionnement de 30 ans nécessite, comme on l'a vu, des **travaux de jouvence coûteux**. Le programme d'investissements annoncé par EDF représente 950 millions d'euros par réacteur ou 870 000 euros par mégawatt de puissance installée ;

- le vieillissement des centrales pourrait **diminuer leur sûreté** et la survenance d'un éventuel accident majeur annulerait de loin tous les avantages

économiques du nucléaire. Les contrôles de l'ASN ont toutefois pour objectif non seulement que le niveau de sûreté ne diminue pas, mais qu'il s'accroisse avec le temps grâce à la réalisation de travaux de maintenance exigés par des normes de plus en plus strictes. L'autorisation de prolongation n'est en effet donnée que si la centrale remplit les normes de sûreté actuelles ;

- la prolongation des centrales **maintient la prépondérance du parc nucléaire actuel**, avec le risque potentiel que comporte tout système hautement dépendant envers une technologie unique : une panne technique ou une faille de sécurité affectant un composant générique pourrait entraîner l'arrêt ou la diminution de performance de l'ensemble de l'outil de production. Les économies obtenues par la prolongation seraient alors rapidement annulées par le choc subi par l'ensemble de l'économie et par les particuliers ;

- la prolongation **retarde l'application de décisions éventuelles de politique énergétique** telles qu'une sortie du nucléaire, une limitation de son poids ou le remplacement du parc existant par des réacteurs de 3^e génération.

Votre rapporteur souligne que la prolongation à 60 ans repose sur un pari industriel puisqu'aucune centrale nucléaire n'a encore fonctionné pendant une telle durée, la durée maximale d'exploitation d'un réacteur étant jusqu'à présent de 47 ans¹.

L'aspect financier ne peut toutefois être que l'un des critères de choix d'une politique énergétique et tout particulièrement nucléaire, qui doit également englober les aspects d'environnement, de sécurité et d'éthique.

Sur un plan plus stratégique, la prolongation des centrales actuelles **retarde la mise en œuvre du renouvellement des centrales**, ce qui a plusieurs conséquences.

- D'une part, si le choix du nucléaire est confirmé, il pourrait être souhaitable, sur le plan industriel, de lancer un programme de réalisation de centrales de nouvelle génération sans attendre l'obsolescence du parc actuel, afin de profiter des compétences existantes en matière de construction de centrales et d'assurer une « soudure » entre les deuxième et troisième générations du nucléaire.

Un tel programme ferait bénéficier les acteurs de la filière d'un retour d'expérience accru et renforcerait leur crédibilité dans les appels d'offres internationaux.

- D'autre part, dans la perspective du **développement des énergies renouvelables**, la prolongation des centrales actuelles peut **retarder la mise en œuvre d'un effort massif** de recherche, de développement et d'investissement dans la transition énergétique et faire manquer à la France le tournant vers les énergies vertes en l'accrochant à un modèle révolu.

¹ Parmi les centrales toujours en activité, la plus ancienne, située en Suisse, a une durée d'exploitation de 43 ans.

On pourrait toutefois considérer, à l'inverse, que la prolongation des centrales permettrait d'attendre l'arrivée à maturité des technologies permettant le développement des énergies renouvelables (unités de production, mais aussi solutions de stockage et de gestion intelligente des réseaux) et de dégager une « rente nucléaire » qu'il serait possible d'utiliser pour développer des moyens de production de remplacement à base d'énergies renouvelables.

La prolongation des centrales apparaît donc comme une **solution d'attente et de moindre coût**, mais **la frontière entre les bénéfices de l'attente et le coût de la non-action demeure délicate à tracer.**

L'exemple des États-Unis : jusqu'à 60 ans, voire au-delà ?

Votre rapporteur a interrogé, par l'intermédiaire de la direction générale du Trésor, le service économique de l'ambassade de France aux États-Unis sur les conditions de la prolongation des centrales nucléaires dans ce pays, où de nombreux réacteurs ont d'ores et déjà reçu l'autorisation de fonctionner au moins jusqu'à l'âge de 60 ans.

« 1. Comment a été prise la décision de prolongation de la durée de vie des centrales américaines ?

Le processus réglementaire de délivrance de licence pour les centrales actuellement exploitées aux États-Unis dépend de l'« Atomic Energy Act ». La « Nuclear Regulatory Commission » (NRC) a délivré des licences d'exploitation pour une durée initiale de 40 ans pour les réacteurs commerciaux. À l'époque cette durée avait été choisie pour des raisons économiques et liées à l'organisation de la concurrence, il ne s'agissait pas d'une limitation d'ordre technique, mais uniquement de l'estimation de la durée d'amortissement de l'investissement en capital.

Par la suite, la NRC a lancé des études sur les effets du vieillissement des réacteurs nucléaires pour arriver à la publication de la procédure « 10 CFR Part 54 » réglementant le renouvellement d'une licence d'exploitation pour une durée maximale de 20 ans. Cette autorisation est accordée réacteur par réacteur, il n'y a pas de restrictions sur le nombre de renouvellements possibles dans l'« Energy Atomic Act ». En 2009, Oyster Creek (New Jersey) fut la première centrale à atteindre les 40 ans d'exploitation. Sur les 104 réacteurs que compte le parc américain, 71 étaient autorisés en août 2011 à être exploités pour 20 ans supplémentaires, 15 autres réacteurs ont demandé un renouvellement de leur autorisation et 17 devraient le faire prochainement. Par le passé, la NRC a déjà déclaré qu'une demande de renouvellement était insuffisante et en a rejeté une autre. La NRC a aussi interrompu le processus d'examen le temps que des informations manquantes lui soient fournies.

Le processus de renouvellement de licence nécessite entre 22 et 30 mois d'instruction pour aboutir à une décision positive ou négative. L'exploitant doit déposer sa demande (entre 500 et 2 000 pages de documentation) auprès de la NRC au maximum 20 ans et au minimum 5 ans avant l'expiration de sa licence et doit fournir :

Un examen de la sûreté (« 10 CFR Part 54 ») où l'exploitant identifie les systèmes, les structures et les composants qui pourront être touchés par le vieillissement de la centrale et indique à la NRC les moyens qui seront mis en œuvre pour gérer ces aspects techniques. Cet examen porte sur les composants à longue durée de vie, on peut citer, entre autres, la cuve du réacteur, les générateurs de vapeur, la tuyauterie, etc.

Un examen de l'impact environnemental d'un tel renouvellement de licence (« 10 CFR Part 51 ») (conséquences sur la qualité de l'eau et la température de celle-ci pour les espèces animales, etc.). Par ailleurs, cette étude doit donner des informations sur l'impact du transport des déchets à haute activité vers le site de stockage de Yucca Mountain (Nevada).

La NRC étudie et vérifie ensuite les informations fournies par l'exploitant. Un programme d'inspection est mis en place par la NRC avant l'approbation de la demande afin d'apprécier si l'exploitant a respecté les exigences des différentes réglementations. Ces inspections permettent aussi à la NRC de vérifier ses analyses préliminaires. Les inspections testent les méthodes utilisées par l'exploitant pour identifier les structures et les composants susceptibles de vieillir, et vérifient leur état sur place. Après avoir donné son accord pour un renouvellement d'autorisation, la NRC réalise de nouvelles inspections, puis, finalement, d'ultimes inspections avant le début des 20 années supplémentaires d'exploitation. En règle générale, la NRC envoie entre 5 et 8 inspecteurs, trois fois, juste avant et juste après le début de la durée additionnelle d'exploitation. Ces inspections durent 2 semaines chacune, et permettent de vérifier que l'exploitant a respecté ses engagements.

Un examen indépendant de la demande est aussi réalisé par l'« Atomic Committee on Reactor Safeguards » (ACRS) de la NRC, et va fournir des recommandations à la NRC.

Le coût total de la préparation des documents par l'électricien et de l'examen par les services de la NRC est estimé à 20 millions \$ US. Il est à la charge de l'exploitant, qui rembourse au Trésor le coût de l'examen effectué par les services de la NRC.

La participation du public dans le processus de renouvellement de licence se fait à plusieurs niveaux, lors de réunions, et les informations fournies par l'exploitant sont par ailleurs rendues publiques.

En outre, la NRC a mis en place en 1989 un nouveau système de licence de construction et d'exploitation combinée, appelée COL, dans un souci de simplification. Les COLs sont réglementées par la procédure « 10 CFR Part 52 ». Comme pour la procédure « 10 CFR Part 54 », ces licences sont valables pour une durée de 40 ans et peuvent être renouvelées, sans limitation, pour 20 ans supplémentaires.

Aux États-Unis, de nombreuses recherches sont actuellement réalisées au sein de l'Administration (Département à l'Énergie, NRC) et de l'industrie pour déterminer si les réacteurs actuels pourront être exploités après 60 ans. Pour l'instant, aucun problème technique n'a été mis à jour susceptible d'interdire la poursuite d'exploitation au-delà de 60 ans.

2. Comment ont été financés les investissements nécessaires au prolongement de la durée d'utilisation des centrales ?

Concernant le financement des investissements nécessaires au prolongement de la durée d'utilisation des centrales, il n'y a pas de chiffres globaux aux États-Unis. Ces informations ne sont généralement pas rendues publiques par les industriels. Néanmoins, on peut extrapoler certains éléments.

La centrale de Fort Calhoun (REP de 476 MWe) située dans le Nebraska dont le renouvellement de l'autorisation d'exploitation a été accordé en novembre 2003, pour la période 2013 – 2033. Les travaux de remise à niveau de la centrale ont commencé en septembre 2006, et se sont étalés sur 85 jours. Ces travaux ont été évalués à 417 millions \$ US. L'exploitant a remplacé entre autres les générateurs de vapeur, la tête de cuve, le pressuriseur. L'exploitant avait déjà réalisé une partie des travaux avant le démarrage de la remise à niveau (installation d'un simulateur pour fournir des outils de formation pour le remplacement des composants du système primaire, mise en place d'un site d'entreposage à sec, et le remplacement des condensateurs et des ensembles de séchage).

La centrale d'Oconee (REP 3 x 846 MWe) située en Caroline du Sud. Les autorisations initiales devaient expirer en 2013 et 2014, le renouvellement a été autorisé en mai 2000. Un programme de mise à niveau a été réalisé par l'exploitant, pour un coût estimé à 1 milliard \$ US. Les générateurs de vapeur et les têtes de cuves ont été remplacés, ainsi que de nombreux autres équipements.

Il n'y a pas de taxe spécifique sur le renouvellement de l'autorisation d'exploitation. En moyenne, aux États-Unis, une centrale nucléaire génère par an 16 millions \$ US en taxes au niveau local et de l'État, et 67 millions \$ US en taxes fédérales. Sur les 20 ans d'exploitation supplémentaires, ces sommes sont de 320 millions \$ US au niveau local et 1,4 Md USD au niveau fédéral. »

(Source : direction générale du Trésor, contributions des services économiques, en réponse à un questionnaire de votre rapporteur)

2. La gestion des déchets ou la prise en compte du temps long du nucléaire

On a vu précédemment¹ que le coût des solutions de stockage des déchets est l'objet d'incertitudes importantes, mais que leur impact devrait demeurer limité sur le prix de l'électricité au kilowatt-heure.

S'agissant toutefois de la gestion à long terme des déchets les plus dangereux, ces incertitudes supposent acquis le principe selon lequel ces déchets seraient enfouis en couche géologique profonde, probablement dans le secteur de Bure, sous réserve des décisions à venir.

Votre commission s'est interrogée sur le niveau de maturité de ce projet et ses modalités de réalisation. Le Parlement, dans les prochaines années, sera en effet amené à se prononcer sur la mise en œuvre effective du stockage géologique, décision de très long terme sur laquelle il sera difficile de revenir. Une délégation de membres de votre commission s'est rendue sur le site de Bure, dont elle a visité les installations.

Votre rapporteur tient à souligner que les élus locaux et les riverains rencontrés ont manifesté leur extrême prudence lors du lancement du débat public préalable à l'enfouissement.

¹Cf. p. 63 et suivantes.

a) Quelle est la maturité du projet d'enfouissement définitif ?

Le Parlement a été fortement impliqué dans la définition de la politique de gestion des déchets nucléaires, alors que le programme nucléaire lui-même, aussi bien civil que militaire, est resté une initiative du Gouvernement depuis les origines.

Deux lois successives ont tracé le cadre actuel de la gestion des déchets radioactifs : la loi « Bataille » du 30 décembre 1991 et la loi « Birraux » du 28 juin 2006¹. L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) a joué un rôle reconnu dans l'élaboration et le suivi de la mise en œuvre de cette politique.

Il s'agit toutefois d'un **processus très progressif**.

Le cadre législatif et réglementaire du stockage des déchets à haute activité et à moyenne activité et vie longue

La loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 a prévu le développement d'axes de recherche sur la réduction du volume et de la toxicité des déchets, sur le stockage des déchets en couche géologique profonde et sur l'étude de procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée des déchets.

Un important débat public s'est tenu en 2005-2006 : pour la première fois, la Commission nationale du débat public menait un débat sur une question de politique générale dans le domaine de l'environnement et non sur un projet d'infrastructure concret.

La loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 a ensuite posé le principe du traitement des combustibles usés (et non leur stockage direct), qui permet de réduire leur quantité et leur nocivité, et celui du stockage réversible en couche géologique profonde pour les déchets radioactifs les plus dangereux.

Cette loi a également fixé le cadre législatif et réglementaire qui gouvernera la création éventuelle du centre de stockage en couche géologique profonde :

- dans un premier temps, un laboratoire souterrain doit étudier les caractéristiques de la couche géologique envisagée : c'est la mission remplie actuellement par le laboratoire souterrain de Meuse – Haute-Marne à Bure ;

- un débat public doit être organisé en 2013 sur la base d'un dossier réalisé par l'ANDRA. Doivent également être consultées la CNEF², l'Autorité de sûreté nucléaire et les collectivités territoriales concernées ;

- la demande de création du centre de stockage doit ensuite être évaluée par l'OPECST ;

¹ Loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs et loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Les dispositions de ces lois sont aujourd'hui reportées, en majeure partie, dans le code de l'environnement.

² Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, instituée par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006.

- le Gouvernement doit alors présenter un projet de loi définissant les conditions de la réversibilité du stockage. La loi pose, en effet, le principe de la réversibilité sans la définir précisément ;

- ce n'est qu'après la promulgation de cette loi, à l'horizon 2015, et la tenue d'une enquête publique, que peut être accordée l'autorisation de création du centre de stockage en couche géologique profonde, qui serait mis en exploitation en 2025.

L'ensemble du processus recouvre donc plusieurs décennies, alors que le temps législatif est d'ordinaire beaucoup plus rapide. La loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 prévoyait le dépôt par le Gouvernement, avant la fin de 2006, d'un projet de loi « *autorisant, le cas échéant, la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue* ». En fait, si le calendrier du dépôt du projet de loi a été respecté, seul le principe du stockage des déchets à haute activité a été inscrit dans la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, l'autorisation de la création du centre étant, pour sa part, repoussée d'une dizaine d'années.

Compte tenu des délais envisagés, **le débat public devrait donc se tenir dès 2013.** L'ANDRA constituera d'ici là le dossier qui en sera le support, ce qui suppose qu'elle soit en mesure de conclure scientifiquement sur la faisabilité et les modalités concrètes du stockage sur le site de Bure.

Or, la sûreté du stockage en couche géologique profonde repose sur des **paramètres géologiques et physico-chimiques complexes** :

- les matières radioactives doivent demeurer confinées et récupérables tant que le centre de stockage n'est pas fermé. Il est donc impératif, dans une zone argileuse profonde où la pression des parois tend à refermer les cavités, de les conditionner et de renforcer les galeries de stockage ;

- le conditionnement des déchets ne peut à lui seul retenir les matières radioactives sur le très long terme (plusieurs milliers d'années). Les propriétés physiques de l'argile doivent donc garantir que ces matières radioactives ne se diffuseront dans l'environnement que sur un rythme extrêmement lent. Ces matières ne doivent pouvoir atteindre le niveau du sol ou les zones souterraines sensibles (nappes phréatiques...) qu'à une échéance telle que la décroissance naturelle de la radioactivité aura supprimé tout danger, en tenant compte également de la dispersion géographique des matières lors de leur diffusion dans le sol.

Analyser les qualités d'un sol et en tirer des conclusions assorties d'un haut degré de certitude pour la capacité de ce sol à retenir les matières radioactives pendant des milliers, voire des centaines de milliers d'années, est un **défi scientifique considérable**. Les expérimentations portent, par exemple, sur le comportement de la roche suite au creusement des galeries ou face au réchauffement induit par la présence des déchets, sur les propriétés de diffusion et de rétention des éléments et sur la caractérisation de l'eau contenue dans la roche.

Tout en étant favorablement impressionnés par le haut niveau de la recherche menée dans le laboratoire souterrain de Bure, certains membres de votre commission ont constaté lors de leur visite que de nombreux projets de recherche étaient toujours en cours, malgré la proximité des échéances, et que toutes les interrogations n'étaient pas encore levées.

Votre commission, tout en prenant acte du calendrier prévu par le législateur, souligne donc la nécessité incontournable de disposer d'un dossier le plus complet possible sur le plan scientifique afin que, sur un sujet aussi complexe et porteur d'enjeux fondamentaux de très long terme, le débat public puisse se tenir sur des bases solides et incontestables.

b) La réversibilité conçue comme une « assurance-stockage »

Lors de son audition devant votre commission, Mme Marie-Claude Dupuis, directrice générale de l'ANDRA, a rappelé l'incident qui a affecté un centre de stockage de déchets radioactifs installé dans une ancienne mine de sel à Asse, en Basse-Saxe :

« Au départ, cela devait d'ailleurs être une simple expérimentation. Le sel présente des caractéristiques intéressantes, car il est hydrophobe et permet un bon confinement, mais les Allemands ont négligé le fait que cette mine avait tellement été exploitée à fond que la paroi isolant les déchets radioactifs du reste de la couche, qui n'est pas du sel, était devenue si fine qu'il a suffi qu'un peu d'eau s'introduise par une fissure pour dissoudre le sel. Maintenant, les déchets radioactifs baignent dans l'eau... »

À présent, les autorités allemandes pourraient être contraintes de retirer les déchets stockés sur ce site, ce qui devrait entraîner des dépenses considérables parce que le retrait des déchets n'a pas été prévu au départ.

Deux leçons doivent être tirées de cet incident :

- la première est bien entendu qu'il faut approfondir les études afin de **limiter au maximum les risques d'erreurs de conception**. Mme Dupuis a ainsi indiqué que le projet de Bure veille à abîmer le moins possible la couche d'argile afin de préserver ses qualités ;

- la deuxième est que, toute erreur ne pouvant être évitée dans un projet industriel, il est nécessaire de **définir dès le début une solution de repli** pour le cas où surviendrait un incident. C'est la philosophie qui prévaut désormais pour la gestion des accidents nucléaires : une centrale devrait pouvoir résister à la perte de ses sources de refroidissement, même si toutes les précautions sont prises par ailleurs pour éviter ce risque¹. C'est ce qui

¹ De même, l'ASN mène des travaux tendant à définir un plan d'urgence pour la gestion des conséquences immédiates d'un accident nucléaire.

justifie d'appliquer le **principe de réversibilité** au stockage des déchets nucléaires.

(1) La réversibilité, un principe inscrit dans la loi

La **réversibilité** est, selon les termes de M. Claude Birraux, alors député, dans son rapport sur la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, la **possibilité de reprendre les colis de déchets en cas de problème ou de nouvelles possibilités techniques**¹.

L'ANDRA précise qu'il s'agit non seulement d'une possibilité technique (récupérer les colis), mais également d'un processus décisionnel : *« La gestion réversible du stockage implique que des décisions seront prises, aux différents stades de l'exploitation, dans le sens d'une poursuite du processus de stockage (mise en exploitation de nouveaux modules de stockage, mise en place progressive des équipements de sûreté passive), d'un maintien en l'état ou d'un retour en arrière »*².

Alors qu'aucun choix n'a été fait en 1991, le principe de la réversibilité est posé de manière très ferme par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, qui précise que *« l'autorisation fixe la durée minimale pendant laquelle, à titre de précaution, la réversibilité du stockage doit être assurée. Cette durée ne peut être inférieure à cent ans. »*.

Une définition précise de la réversibilité et de ses conditions ne sera toutefois inscrite dans la loi qu'en 2015, en tenant compte des travaux de l'ANDRA, du débat public et de la consultation des collectivités territoriales.

(2) Une contrainte supplémentaire pour ménager l'avenir

La réversibilité est une **contrainte importante** sur les travaux. Les alvéoles, longs de plusieurs dizaines de mètres, dans lesquels sont stockés les conteneurs de déchets à haute activité doivent être chemisés d'acier afin de résister pendant un siècle à la pression exercée sur les parois des cavités : la couche d'argile creusée par l'homme a, en effet, tendance à « cicatrifier » toute seule, pour reprendre l'image utilisée devant votre commission par M. François-Michel Gonnot, président de l'ANDRA. Des matériels permettant le retrait des colis doivent également demeurer en place et en état de fonctionnement.

À cela s'ajoutent des coûts de surveillance du site : le site doit être instrumenté afin que les équipes de surveillance puissent vérifier à distance que la radioactivité et les autres paramètres physico-chimiques du sol argileux demeurent conformes aux prévisions.

¹ Rapport n° 3003 (XII^{ème} lég.) de M. Claude Birraux, député, fait au nom de la commission des affaires économiques, sur le projet de loi relatif à la gestion des matières et des déchets radioactifs, déposé le 29 mars 2006.

² ANDRA, Options de réversibilité du stockage en zone géologique profonde, 2009.

Le choix de la réversibilité entraîne donc un **surcoût potentiel** et des **difficultés techniques que l'on ne saurait négliger**.

Il faut toutefois voir dans cette contrainte, non une charge superflue pour des déchets qui ne seront peut-être jamais retirés du centre de stockage, mais **une forme d'assurance contre les aléas de toutes sortes qui pourraient affecter l'exploitation du site** à partir du moment où, vers 2025, les premiers déchets nucléaires seront stockés dans les alvéoles.

L'ANDRA, s'appuyant sur les travaux des sciences humaines et sociales, a ainsi constaté que la flexibilité, sur un projet qui ne peut s'appuyer sur aucun précédent, permet **d'améliorer le processus d'apprentissage** et pourrait même être finalement source d'économies, chaque étape bénéficiant du retour d'expérience des travaux déjà menés.

Il est également apparu, lors de la préparation de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, que la réversibilité était une **condition importante de l'acceptabilité du stockage** en couche géologique pour les populations environnantes.

Pour autant, il est important de savoir que **la réversibilité est limitée dans le temps**. Les contraintes techniques permettront de l'assurer pendant un siècle, peut-être plus, le temps de vérifier que les prévisions scientifiques se vérifient sur les premières décennies, mais le site devra être fermé un jour ou l'autre, notamment pour des raisons de sûreté.

La réversibilité du stockage suppose donc la plus grande **transparence** des autorités publiques et de l'exploitant, ainsi qu'un **dialogue constant** avec les populations locales, non seulement à l'occasion du débat public, mais sur le long terme, sur le modèle des commissions locales d'information instituées autour des sites nucléaires.

Votre commission confirme donc la nécessité de maintenir, de manière ferme, le principe de la réversibilité du stockage géologique des déchets radioactifs ultimes, afin de préserver la capacité des générations futures à modifier ou orienter le processus de stockage, voire à agir en réponse à des incidents survenus sur le site de stockage.

3. La question à long terme du risque nucléaire

Parmi les coûts qu'il n'est pas possible de chiffrer précisément, l'enjeu le plus important concerne certainement celui d'un éventuel accident nucléaire.

a) *Le coût d'un accident nucléaire majeur, de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de milliards d'euros*

Le calcul d'une prime d'assurance consiste, en principe, à multiplier une **probabilité de survenance** d'un dommage par le **montant** de ce dommage. Cette méthode est toutefois difficile à appliquer au risque d'accident nucléaire en raison de la difficulté de calculer de manière réaliste aussi bien la probabilité de l'accident que son coût.

(1) Quelle est la probabilité de survenance d'un accident nucléaire ?

Selon les résultats des études probabilistes de sûreté menées dans les centrales nucléaires, le risque d'accident entraînant un rejet radioactif important dans l'atmosphère serait de l'ordre de **1 pour 1 000 000 réacteur-an**¹. Ce risque peut paraître relativement faible, même si on le multiplie par le nombre de réacteurs en France (58) et la durée d'exploitation prévisible (30 à 60 années).

Il s'agit, toutefois, d'une **estimation théorique**, qui mesure la fréquence de fusion du cœur d'un réacteur résultant de défaillances internes. Or, les accidents graves ou majeurs² constatés dans la réalité résultent plutôt d'une **série d'événements** impliquant souvent des erreurs humaines ou des phénomènes extérieurs sous-estimés.

Il paraît donc difficile d'estimer la « probabilité » réelle de survenance d'un accident nucléaire, tant celle-ci dépend de facteurs humains (erreurs, voire terrorisme) et extérieurs (catastrophes naturelles) qui ne se plient pas à l'analyse probabiliste des ingénieurs.

L'estimation théorique est essentielle pour le constructeur et l'exploitant de la centrale, qu'elle incite à améliorer la fiabilité interne du réacteur, mais elle ne donne qu'une **vision insuffisante du risque réel de survenance d'un accident majeur**.

Les discours tendant à considérer qu'un accident nucléaire majeur serait impossible en France ne peuvent donc être acceptés. Le président de l'Autorité de sûreté nucléaire, M. André-Claude Lacoste, a ainsi souligné à plusieurs reprises, et notamment lors de son audition devant votre commission, que « *personne ne peut garantir qu'il n'y aura jamais d'accident nucléaire en France* ».

Il est donc nécessaire d'étudier, hors de toute étude probabiliste, **l'hypothèse de la survenance d'un accident nucléaire majeur** dans une centrale nucléaire française et **d'évaluer son coût**.

¹ Chiffre cité par la Cour des comptes, Les coûts de la filière électronucléaire, janvier 2012, p. 245. Le rapport de l'ASN de décembre 2011 sur les évaluations complémentaires de sûreté précise le contenu des études probabilistes de sûreté (EPS) qui permettent de calculer la fréquence de fusion du cœur.

² L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) possède 7 niveaux. Un accident grave est de niveau 6 et un accident majeur (tel que ceux de Tchernobyl et de Fukushima) de niveau 7.

(2) Un coût difficile à évaluer, mais certainement très élevé

L'IRSN a tenté l'exercice en prenant l'hypothèse d'un rejet contrôlé de substances radioactives, donc d'un **accident relativement modéré**, en prenant en compte non seulement le coût des dégâts sur le site accidenté, mais aussi les effets sur la population de la contamination radiologique, le coût des territoires décontaminés et les coûts indirects. Le chiffre obtenu serait de **70 milliards d'euros**.

Dans le cas d'un **accident très grave** tels que ceux de Tchernobyl ou Fukushima, l'IRSN a avancé, en revanche, un coût de l'ordre de **600 à 1 000 milliards d'euros**.

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), pour sa part, mène depuis 2005, dans le cadre du comité directeur pour la gestion de la phase post-accidentelle (CODIRPA), une réflexion de grande ampleur sur les conséquences d'un accident nucléaire et la gestion post-accidentelle. S'agissant du coût de l'accident, le président de l'ASN a indiqué à votre commission qu'il avait souhaité passer commande d'une étude complémentaire de celle de l'IRSN, mais n'avait pu trouver de soumissionnaire.

La difficulté d'estimation de ce coût tient à plusieurs causes. S'il est possible dans une certaine mesure d'évaluer les **coûts directs** pour le site (décontamination, perte de revenus due à l'arrêt temporaire ou définitif de l'activité...) et ceux qui résultent des **actions d'urgence** (évacuation et relogement de la population dans un certain périmètre) ou de la **décontamination des territoires**, il est beaucoup plus difficile d'estimer le coût des autres conséquences d'un accident nucléaire :

- les **conséquences sanitaires** d'une contamination radiologique pour la population peuvent survenir à long, voire très long terme ; de plus, il est difficile d'établir un lien certain, chez un sujet, entre la survenance d'une maladie et une exposition à des radiations survenue plusieurs années, voire plusieurs dizaines d'années plus tôt¹ ;

- l'accident nucléaire a de nombreux **effets économiques induits** difficiles à évaluer avec précision : perte d'attractivité du territoire, voire du pays entier ; désorganisation de filières économiques reposant sur des fournisseurs ou des gros clients installés en zone contaminée² ; baisse du

¹ Voir sur ce point le rapport n° 18 (2009-2010) de M. Marcel-Pierre Cléach, fait au nom de la commission des Affaires étrangères, déposé le 7 octobre 2009, sur le projet de loi relatif à la reconnaissance et à l'indemnisation des victimes des essais nucléaires français.

² À titre d'exemple, de nombreuses entreprises sud-coréennes et plus généralement non japonaises, sous-traitantes d'industries japonaises installées dans l'est du Japon, ont dû interrompre leur activité pendant la période qui a suivi le tsunami du 11 mars 2011 et l'accident de Fukushima.

tourisme ; impact sur la filière industrielle électronucléaire et ses perspectives d'exportation¹...

On peut donc considérer que **le coût d'un accident nucléaire majeur** en France, de gravité comparable à celui de Fukushima, **n'est pas connu avec précision**, mais qu'il atteindrait probablement un ordre de grandeur de **plusieurs dizaines, voire plusieurs centaines de milliards d'euros**.

b) Faut-il mettre effectivement à la charge des opérateurs une fraction substantielle des risques ?

Le régime de responsabilité civile applicable au risque nucléaire est fortement dérogatoire du droit commun puisqu'il prévoit une **forte limitation de la responsabilité civile des exploitants** pour les risques les plus importants causés par les installations dont ils ont la garde.

Ce régime est fondé sur la Convention de Paris du 29 juillet 1960, complétée par la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 et mis en œuvre en France par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 relative à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Un système d'indemnisation par tranches a été mis en place, sans toutefois que l'ensemble du risque soit couvert :

- **un montant d'indemnisation d'au moins 5,75 millions d'euros² est à la charge de l'exploitant**. En France, la loi du 30 octobre 1968 a mis à la charge de l'exploitant un montant supérieur, pouvant aller jusqu'à **91,5 millions d'euros** par accident survenant sur une installation nucléaire. Cette responsabilité est dite « sans faute » : l'exploitant est engagé, dès lors qu'un accident survient sur son exploitation, sans qu'il y ait besoin d'examiner si cet accident résulte de sa faute ou de celle d'un tiers ;

- **un montant complémentaire peut être versé, le cas échéant, par l'État** où se situe l'installation nucléaire, de manière à atteindre une indemnisation cumulée de **201,25 millions d'euros** ;

- **une troisième tranche est à la charge des États ayant contracté la convention de Bruxelles** et permet d'atteindre une indemnisation totale de **345 millions d'euros**. Cette tranche est répartie entre ces États en fonction de leur produit national brut et de la puissance thermique nucléaire installée sur leur territoire.

¹ On pourrait mentionner également le coût que représenterait pour l'économie un arrêt rapide de l'ensemble du parc en cas de panne générique, phénomène actuellement observé au Japon. Il paraît également difficile d'évaluer, en probabilité et en montant de dommages, le risque d'une dissémination à long terme dans l'environnement de déchets nucléaires stockés ou celui de détournement de plutonium par des personnes ou des États prêts à l'utiliser de manière malveillante.

² Les montants indiqués dans les conventions sont exprimés en « droits de tirage spéciaux » (DTS), unité de réserve utilisée par le Fonds monétaire international. Les montants en euros indiqués ici sont établis sur la base de 1,15 euro pour 1 DTS, taux retenu par la Cour des comptes.

Deux commentaires doivent être apportés :

- d'une part, le montant des trois tranches cumulées est très inférieur au coût réel d'un accident nucléaire majeur tel que ceux de Tchernobyl ou de Fukushima ;

- d'autre part, la responsabilité civile de l'exploitant lui-même, telle qu'elle est prévue par ces conventions, paraît étonnamment basse.

Un protocole signé le 12 février 2004 – et non encore entré en vigueur – prévoit une **augmentation substantielle de ces niveaux de responsabilité** :

- la responsabilité de **l'exploitant** pourra être engagée à hauteur de **700 millions d'euros** ;

- la part de **l'État** atteindra 500 millions d'euros et celle des **États parties** 300 millions d'euros supplémentaires, soit une indemnisation totale pouvant aller jusqu'à **1,5 milliard d'euros**.

Ce protocole n'est pas encore ratifié par l'ensemble des États signataires¹. Le Gouvernement a toutefois déposé sur le bureau du Sénat, le 21 mars dernier, un projet de loi² qui porte au niveau français à 700 millions d'euros le montant de responsabilité de l'exploitant.

Ces montants sont certes significatifs. Ils ne correspondent toutefois qu'au coût d'accidents de portée limitée et en aucun cas à celui d'un accident majeur, qui pourrait atteindre comme on l'a vu plusieurs dizaines ou centaines de milliards d'euros.

Certains pays, tels que l'Allemagne, soumettent l'exploitant d'installations nucléaires à un régime de responsabilité illimitée. Il n'est pas aisé de déterminer le meilleur choix. Quelques pistes de réflexion peuvent toutefois être tracées :

- **un régime de responsabilité illimitée**, qui conduirait l'exploitant à payer sur ses fonds propres la totalité du coût d'un accident nucléaire majeur, **est en fait illusoire**. Les coûts considérés étant bien plus élevés que les capacités financières d'un exploitant, quel qu'il soit, un tel régime aurait pour conséquence la mise en liquidation de celui-ci et, par conséquent, l'absence d'indemnisation des victimes ;

- **un régime de responsabilité restreinte**, tel que celui qui est actuellement en vigueur en France, peut toutefois paraître comme contraire au principe pollueur-payeur et serait difficile à justifier le jour où surviendrait un accident nucléaire de grande ampleur. Serait-il supportable, pour la société, que l'exploitant d'une centrale qui a été le lieu d'un tel accident ne soit

¹ L'entrée en vigueur de ce protocole doit être simultanée pour les États membres de l'Union européenne concernés. Or, l'Italie, la Belgique et le Royaume-Uni ne l'ont pas encore ratifié.

² Projet de loi n° 481 (2011-2012) ratifiant l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012 modifiant les livres I^{er} et V du code de l'environnement, et modifiant le code de l'environnement, le code de la santé publique et le code de la défense, déposé au Sénat le 21 mars 2012.

responsable légalement qu'à hauteur de 91 millions, ou même 700 millions d'euros¹ ? Il est intéressant de constater, comme le fait la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2012, que l'opérateur Tepco, exploitant de la centrale de Fukushima, aurait pu, légalement, s'exonérer de sa responsabilité civile en raison du caractère exceptionnel du tsunami : or le président de l'entreprise a fait savoir, face au mécontentement de l'opinion, qu'il n'invoquerait pas cette clause.

Il convient donc de regarder avec attention la manière dont la prise en charge des coûts de l'accident est assurée au Japon. **Le régime de la responsabilité illimitée** de l'exploitant, institué dans ce pays, **a dû être aménagé** après l'accident de Fukushima, **sans pour autant être remplacé par un régime de responsabilité restreinte** tel que celui qui est prévu par les Conventions de Paris et de Bruxelles.

Un organisme d'aide à l'indemnisation des dommages nucléaires, qui regroupe le gouvernement et les compagnies électriques japonaises, apporte désormais un soutien financier à Tepco afin d'éviter la faillite de l'opérateur. Le principe de la responsabilité de l'opérateur demeure en vigueur et celui-ci devra verser de manière durable des contributions exceptionnelles qui reviennent à une forme de tutelle très stricte. Ainsi, devrait-il être amené à supporter de manière certes partielle, mais dans toute la mesure du possible, les conséquences financières de l'accident nucléaire².

Le régime de responsabilité civile mis en place par les Conventions de Paris et de Bruxelles et précisé par Loi n° 68-1250 du 31 décembre 1968 relative à la prescription des créances sur l'État, les départements, les communes et les établissements publics, présente d'autres inconvénients qui ont été soulignés, après le rapport de la Cour des comptes, par les représentants du pool d'assureurs Assuratome reçus par votre rapporteur : les dommages corporels doivent, en principe, être indemnisés en priorité, mais ils surviennent souvent bien après les dommages matériels, les effets d'une contamination radiologique pouvant se manifester après plusieurs années. L'arbitrage serait donc particulièrement délicat dans le cas où le montant des dommages risquerait de dépasser le plafond d'indemnisation.

c) L'État assureur implicite en dernier ressort ? Un engagement au sens de la LOLF non chiffré

D'autres catégories de risques bénéficient d'une couverture illimitée, par l'intermédiaire d'une garantie de l'État.

¹ Cette somme concerne la responsabilité civile de l'exploitant à l'égard des tiers : elle n'inclut pas les coûts que subit l'exploitant sur son propre site (décontamination, arrêt du site...), coûts qui peuvent faire l'objet d'une couverture assurantielle différente (assurance dommages).

² Tepco a annoncé, le 21 mai 2012, une augmentation de capital au profit de l'État japonais, qui détiendra plus de 50 % des droits de vote. Le groupe s'est également engagé sur un vaste plan d'économies sur dix ans.

La Caisse centrale de réassurance (CCR) bénéficie de la garantie de l'État :

- pour pratiquer les opérations de réassurance des risques résultant de catastrophes naturelles (article L. 431-9 du code des assurances) ;

- pour pratiquer les opérations d'assurance ou de réassurance des risques résultant de faits à caractère exceptionnel (états de guerre, atteintes à l'ordre public, troubles populaires, conflits du travail...), lorsque ces risques naissent de l'utilisation de moyens de transport de toute nature, ou se rapportent à des biens en cours de transport ou stockés (article L. 431-4 du même code) ;

- pour octroyer aux exploitants de navires et d'installations nucléaires certaines couvertures (article L. 431-5 du même code) ;

- pour pratiquer les opérations de réassurance des risques résultant d'attentats ou d'actes de terrorisme (article L. 431-10 du même code).

L'exemple du Gareat pour le risque de terrorisme

Le GAREAT (gestion de l'assurance et de la réassurance des risques attentats et actes de terrorisme), mis en place suite à la disparition des capacités de réassurance après les attentats du 11 septembre 2001 aux États-Unis, est un *pool* de réassurance auquel participent les grands acteurs du secteur.

La couverture est organisée en plusieurs piliers de partage de risque :

- de 0 à 400 millions d'euros, les pertes sont prises en charge par les assureurs (1^e tranche) ;

- de 400 à 2 000 millions d'euros, les réassureurs interviennent au côté des assureurs (2^e et 3^e tranches) ;

- au-delà de 2 000 millions d'euros, la Caisse centrale de réassurance apporte une réassurance complémentaire avec la garantie illimitée de l'État (4^e tranche).

Les primes collectées par les assureurs sont transférées au GAREAT et réparties entre les quatre tranches.

Il paraît difficile de transposer tel quel ces régimes « catastrophes naturelles » au risque d'accident nucléaire. En effet, une garantie publique explicite de l'État pourrait apparaître comme une subvention accordée aux exploitants, contraire au principe pollueur-payeur, sans parler de l'atteinte aux principes de concurrence.

Il serait, de plus, difficile de comparer un accident nucléaire, qui dépend souvent d'erreurs humaines ou d'une sous-estimation des risques de la part d'acteurs industriels qui sont de très grandes entreprises, avec les dommages causés par une tempête ou une inondation à des particuliers, des agriculteurs ou des petits entrepreneurs.

Pourtant, les montants en jeu, qui peuvent être de plusieurs dizaines voire centaines de milliards d'euros, dépassent aussi bien les capacités de l'exploitant, même de grande taille, que celles du système d'assurance et de réassurance.

En conséquence, il paraît clair, même si aucun texte ne l'indique explicitement :

- d'une part, que **c'est sur l'État que reposerait une grande part de l'indemnisation** des particuliers et des entreprises concernés par les conséquences directes de l'accident : contamination des personnes et des biens, évacuation des territoires contaminés ou menacés... ;

- d'autre part, que **les coûts induits** (réduction d'activité des entreprises sous-traitantes d'entreprises directement impactées, perte d'attractivité pour la région et l'État touchés par l'accident ainsi que pour les produits qui y sont fabriqués, effet pour la société et l'économie d'un scénario « à la japonaise » où tous les réacteurs nucléaires, même non accidentés, sont arrêtés l'un après l'autre...), seraient probablement **laissés à la charge de ceux qui en sont victimes ou de la collectivité**.

Votre rapporteur s'interroge en conséquence sur la nature du régime de responsabilité civile limitée mis en place pour le risque nucléaire : il s'apparente en effet à une **garantie implicite** apportée par l'État et donc à une charge publique.

d) La compatibilité de cette garantie implicite avec le droit européen et avec la LOLF

Le bénéficiaire de cette garantie implicite est, de fait, l'exploitant des centrales nucléaires. On peut donc s'interroger sur la **compatibilité** d'une telle garantie implicite au **droit européen de la concurrence** : la Commission européenne a mis en cause la garantie implicite dont bénéficieraient, selon elle, certains établissements publics industriels et commerciaux (EPIC) français tels qu'EDF, GDF et La Poste avant leur changement de statut, garantie qui permettait à ces établissements d'obtenir un accès facilité au crédit.

C'est ainsi que M. Philippe Lowe, directeur général de l'énergie à la Commission européenne, a considéré devant la délégation de votre commission qui s'est rendue à Bruxelles que « *le nucléaire est subventionné puisque l'accident est socialisé* ».

De plus, en droit interne, la loi organique relative aux lois de finances (LOLF)¹ prévoit dans son article 34 que les garanties de l'État doivent être octroyées dans une loi de finances. Cette obligation s'applique également aux garanties qui existaient déjà préalablement à l'entrée en vigueur de la LOLF (article 61).

¹ Loi organique n° 2001-692 du 1 août 2001 relative aux lois de finances.

La liste des garanties accordées par l'État, dont celles précitées accordées à la Caisse centrale de réassurance, est ainsi inscrite dans la loi du 30 décembre 2003 de finances rectificative pour 2003¹.

Votre commission s'interroge donc sur l'existence d'une garantie implicite de l'État qui serait déclenchée en cas d'accident nucléaire grave et sur la compatibilité de cette garantie implicite avec le droit européen, d'une part, et les principes fondamentaux de la loi organique relative aux lois de finances, d'autre part.

e) Les discussions autour du montant et de la nature des provisions

Une solution, parfois évoquée pour une meilleure prise en compte de l'impact réel du coût de l'accident nucléaire, est celle de la constitution d'un fonds alimenté par des provisions des exploitants nucléaires.

Ce fonds, dont les coûts seraient alors, logiquement, répercutés sur le prix de l'électricité, reviendrait à « internaliser », mais aussi tout simplement à rendre plus explicites, des coûts post-accidentels aujourd'hui « socialisés » et, de fait, ignorés.

La Cour des comptes, dans son rapport de janvier 2012, estime à 1,41 € / MWh le coût de la constitution d'un fonds de 70 milliards d'euros, alimenté par des contributions annuelles de 580 millions d'euros pendant 40 ans. Le coût relativement faible est dû au choix d'une durée élevée de constitution de la provision et à l'hypothèse d'un taux de rendement annuel des fonds de 5 %².

D'autres mécanismes peuvent être envisagés. M. Guy Brassard, économiste et juriste, a ainsi proposé³ la création d'un système d'assurance d'une capacité de 100 milliards d'euros, dont le coût serait de 0,00786 € / kWh, soit 7,86 € / MWh, compatible avec la survenance d'un accident de cette gravité tous les 100 ans. Une prime annuelle de 4 milliards d'euros devrait être payée pendant 18 ans.

En tout état de cause, par-delà la question de son alimentation, la mise en place d'un mécanisme de ce type supposerait que soient définies les conditions de sa mise en œuvre et que soient désignées les organismes ou autorités chargées de traiter les demandes, sans doute nombreuses et complexes à analyser.

¹ Loi n° 2003-1312 du 30 décembre 2003 de finances rectificative pour 2003, article 80.

² Ce montant de 70 milliards d'euros est exprimé en euros courants à la fin de la période de constitution du fonds.

³ Guy Brassard, L'assurance du risque nucléaire en France, revue *Futuribles*, mai 2012 (article tiré d'une étude publiée sous le titre « Les risques majeurs et la garantie financière de l'État » dans la Revue de l'énergie, n° 605, janvier-février 2012).

Votre commission considère que le caractère très incomplet du cadre actuel de la responsabilité civile des exploitants nucléaires, manifestement en décalage avec la réalité des coûts d'un accident et potentiellement porteur de difficultés concernant la prise en compte du droit européen et des règles de la LOLF, devrait amener à une réflexion approfondie et à sa révision.

C. DES SCÉNARIOS DU POSSIBLE QUI PASSENT TOUS PAR LA « CASE INVESTISSEMENT » EN DÉPIT DE MULTIPLES ALÉAS

Votre commission partage le sentiment que la politique énergétique de la France à long terme ne saurait résulter du maintien, par la seule force d'inertie, des structures de production d'énergie existantes. Les choix de bouquet énergétique, qui sont aussi des choix d'environnement et de société, doivent faire l'objet d'une décision explicite et formulée de manière publique, qu'il s'agisse de maintenir la structure de l'appareil de production ou d'engager son évolution, voire sa révolution.

Ces décisions devraient être prises rapidement car la mise en place de nouvelles infrastructures de production et de transport, surtout en cas de modification de la technologie employée et de la géographie des réseaux, peut prendre une dizaine d'années.

Le remplacement du parc de production nucléaire, quels que soient les nouveaux modes de production retenus, aura le moment venu un impact majeur sur le coût de l'électricité, dont l'évolution risque de dépendre de la courbe des investissements. Seule, la fixation d'orientations claires de long terme permettra aux particuliers d'adapter leurs habitudes de consommation aux nouvelles orientations énergétiques et aux entreprises, aussi bien productrices que consommatrices d'électricité, d'anticiper les investissements et les changements de comportement nécessaires.

Comme l'a dit avec force M. Didier Migaud, Premier président de la Cour des comptes, en présentant le rapport de la Cour sur les coûts de la filière électronucléaire, « *dans ce domaine de la production d'énergie électrique, où le cycle d'investissement est long, particulièrement pour le nucléaire, ne pas décider revient à prendre une décision qui engage l'avenir* ».

Indépendamment des questions de principe, l'arbitrage entre les filières d'énergies décarbonées, qu'elles soient nucléaires ou renouvelables, dépend largement de paramètres externes que constituent, d'une part, le coût des énergies de stock et d'autre part, le coût du CO₂. Les scénarios de référence que votre rapporteur s'est efforcé d'établir à des fins pédagogiques, s'appuient, eux-mêmes, sur des hypothèses d'évolution que les premiers développements ci-après tendent à remettre dans leur contexte.

1. Des éléments de contexte particulièrement mouvants

À l'occasion de ses auditions, la commission a été amenée à prendre conscience des perspectives plus incertaines qu'elle ne le pensait au départ pour l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité en Europe.

Par ailleurs, des incertitudes demeurent sur l'évolution de plusieurs composantes essentielles de la facture énergétique, dont dépendra la compétitivité relative de l'électricité et des différents moyens de la produire.

Tel est, en particulier, le cas du cours des énergies fossiles ainsi que du « coût du CO₂ », que l'Europe a commencé à valoriser depuis 2005.

a) La France et l'Europe vont-elles devoir faire face à des surcapacités de production d'électricité ?

La première des incertitudes, essentielle, concerne le niveau de l'équilibre entre l'offre et la demande. La France et, au-delà, l'Europe (au moins au niveau de la « plaque de cuivre » continentale), sont-elles actuellement ou vont-elles se trouver prochainement avec des surcapacités de production d'électricité ?

Lors de son audition devant votre commission, le 28 mars 2012, M. Paul Champsaur, président de l'Autorité de la statistique publique et de la commission sur le prix de l'ARENH, avait en partie défendu une telle hypothèse, en déclarant qu'en cas de prolongation de la durée de vie des réacteurs actuels, **« aucune décision d'investissement n'aura[it] à être prise, puisque nous sommes actuellement en surcapacité en France : dans la mesure où nous exportons de la base, nous [n'aurions] pas à prévoir d'investissements significatifs en base, visant à augmenter les capacités dans les quinze ans qui viennent »**.

Cette idée a été développée, sous une autre forme, par les représentants des filiales françaises des opérateurs étrangers, que votre commission d'enquête a entendus le 16 mai 2012.

Ainsi, M. Olivier Puit, directeur général délégué d'Alpiq France, a souligné que **« pour la base électrique en France aujourd'hui, nous ne constatons pas qu'il y ait un déséquilibre entre une demande insatisfaite et une production insuffisante ; c'est même probablement le contraire. À titre d'illustration, les 62 gigawatts de capacité installée nucléaire en France sont très largement au-dessus du niveau de la demande que nous allons constater dans quelques semaines, la demande d'été, lorsque la pointe de consommation dans la journée culmine à moins de 60 gigawatts, donc largement en dessous du dimensionnement du parc nucléaire, et que le minimum approche simplement les 40 gigawatts, donc plus de 20 gigawatts en dessous du parc de production nucléaire »**.

M. Frédéric de Maneville, président de Vattenfall France, a, quant à lui, observé au cours de la même audition que **« comme l'Europe est en crise**

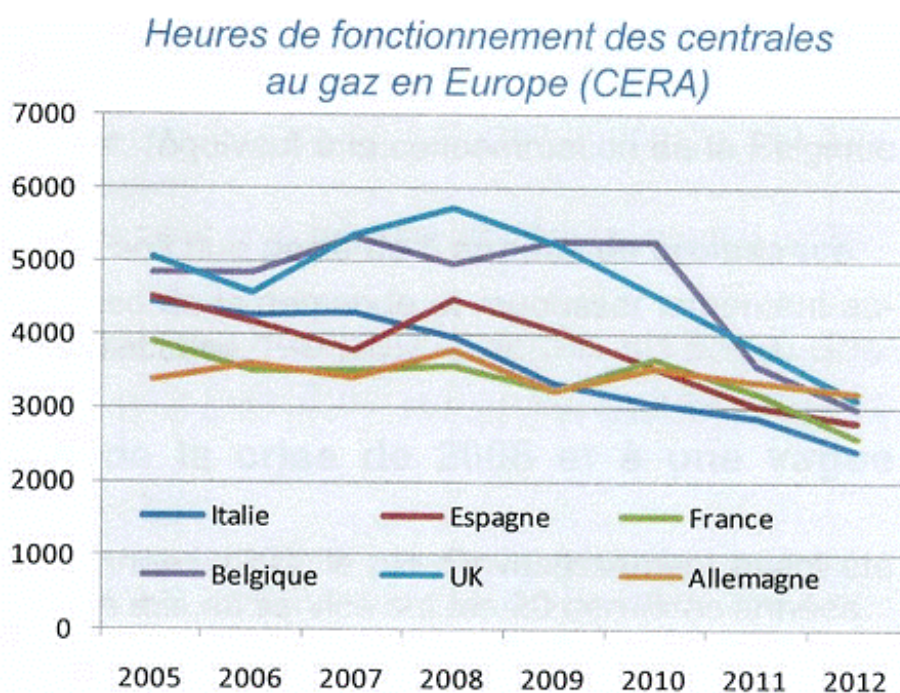
et la demande est plutôt stagnante, voire fléchit légèrement, nous sommes en train de créer en Europe [avec les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables] un excès d'offre sur les marchés de l'électricité, ce qui a pour conséquence une chute des prix. Et vous devez le voir, les prix de gros en base ont chuté de 55 euros à 50 euros en quelques semaines, ces dernières semaine. Nous le vivons donc tous les jours ».

Au vu de ces éléments, votre rapporteur a souhaité faire le point sur cette question précise avec le ministère chargé de l'énergie. Il ressort des éléments qui lui ont été transmis que la direction générale de l'énergie et du climat considère :

- que l'Europe et la France en particulier, pourraient rester **excédentaires jusqu'en 2020 en moyens de productions de base et de semi-base** ;

- qu'en revanche, **la situation pourrait rester tendue dès les prochaines années pour ce qui concerne les capacités de production de pointe**, pour lesquelles les prix de marché risquent ne pas donner le signal adéquat aux investisseurs.

Dans une analyse rejoignant celle des opérateurs étrangers, la DGEC relève ainsi que **la montée en puissance des capacités d'origine renouvelable intermittentes** (éolien et photovoltaïque), dont les injections sont absorbées prioritairement par les réseaux, change « l'ordre de mérite » des moyens de production et **réduit d'ores et déjà le temps d'utilisation des moyens de pointe**. Ce fait est illustré par le graphique suivant, relatif aux centrales à gaz dans six pays d'Europe.



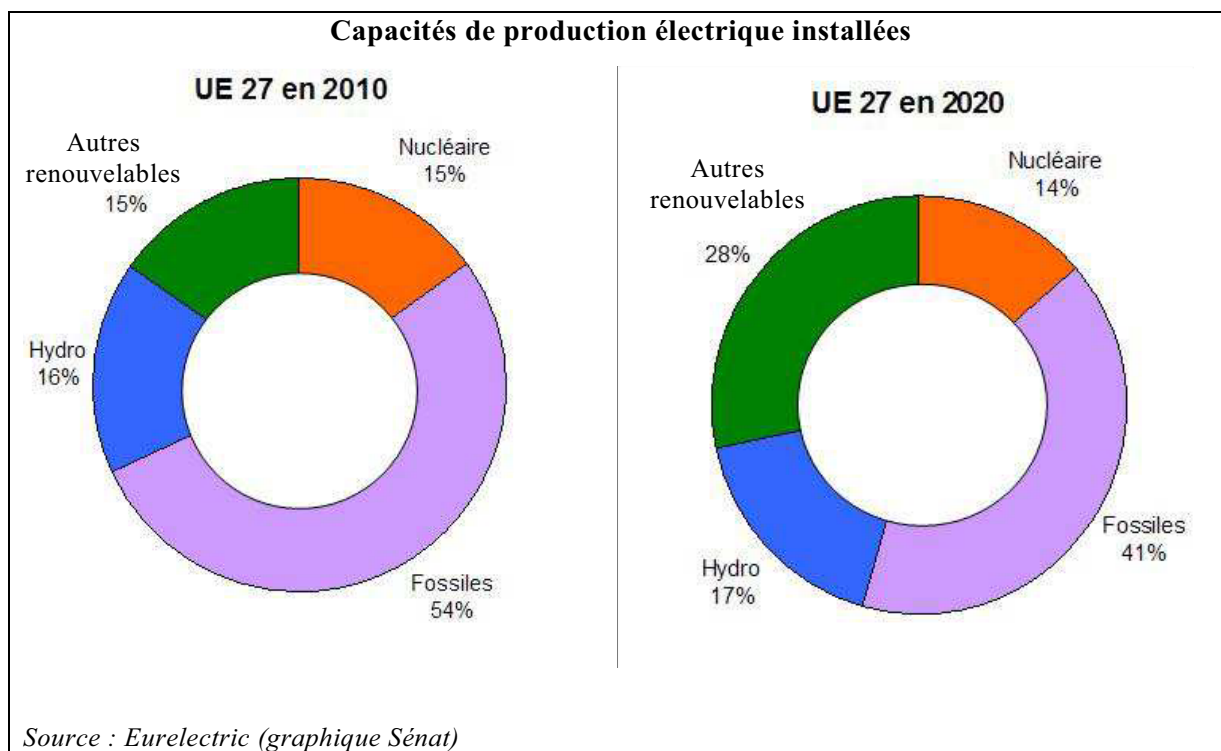
Source : ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Tous ces pays ont connu une baisse, parfois très significative, du temps d'utilisation de leurs centrales. Il est clair que, **dans ces conditions, les producteurs ne sont plus sûrs (et le seront sans doute de moins en moins) de rentabiliser leurs investissements par le seul mécanisme du marché.**

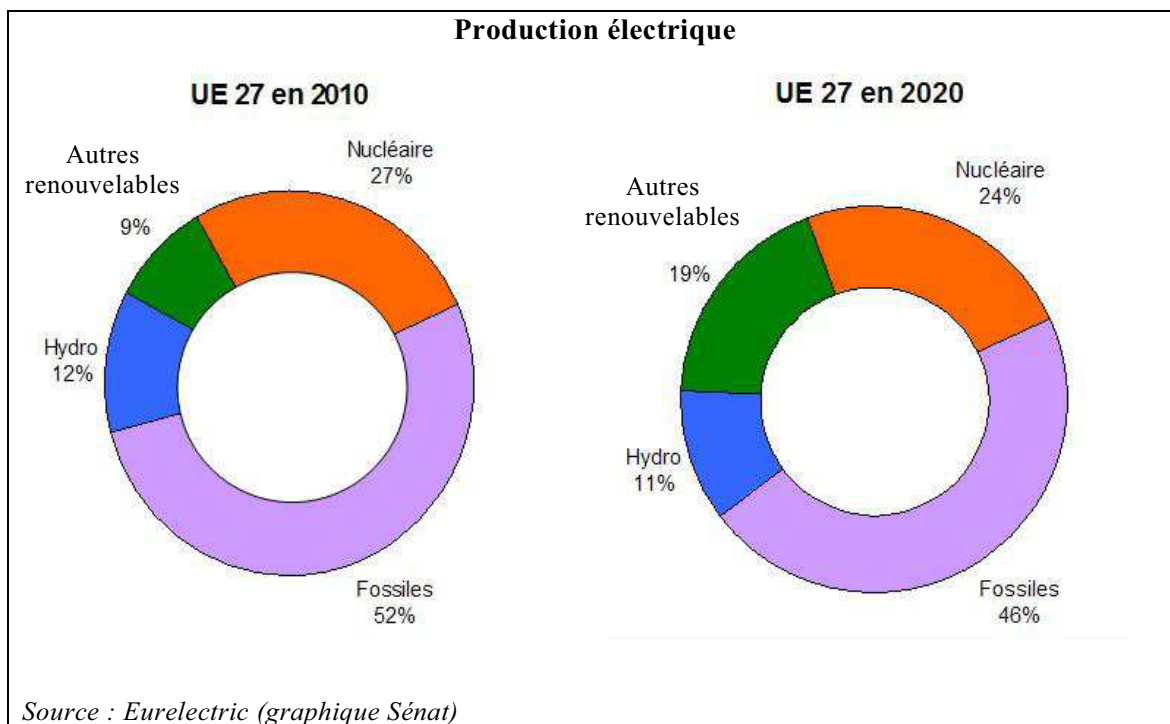
Cette situation ne devrait que s'accroître, au vu des prévisions d'installation de capacités réalisées par Eurelectric, association européenne de l'industrie électrique, dont l'UFE est membre pour la France.

Ainsi, Eurelectric estime que la capacité de production installée passera de 870 GW dans l'Europe des 27 en 2010 à 936 GW en 2020. Cette augmentation se fera notamment grâce à l'installation de 130 GW d'énergies renouvelables hors hydroélectricité – parmi lesquels plus de 94 GW d'éoliennes – tandis que les capacités des centrales à combustible fossile diminueront de 80 GW.

En conséquence, la part des énergies renouvelables dans la puissance installée augmentera de façon conséquente, comme l'illustre le graphique ci-dessous.



Du fait d'un taux d'utilisation moins élevé, la proportion importante de capacités de production renouvelables installées ne se retrouve pas à l'identique si l'on considère la part des énergies renouvelables dans la production, comme l'illustre le graphique ci-dessous.



Au vu de l'ensemble de ces éléments, il convient :

- d'une part, de **prendre avec prudence le postulat selon lequel l'Europe pourrait se trouver, de manière durable, en situation de surproduction en base**. En effet, ce postulat repose sur des hypothèses incertaines, dont la première concerne **la durée de vie des centrales nucléaires françaises actuelles**. M. Champsaur a lui-même souligné que les observations qu'il a formulées devant votre commission d'enquête supposaient que l'exploitation de ces centrales serait bel et bien prolongée au-delà de quarante ans, ce qui n'est pas acquis ;

- d'autre part, d'envoyer un message adéquat aux producteurs d'électricité au sujet de la **rentabilité des unités de production de pointe ou susceptibles de compenser l'intermittence de l'éolien et du photovoltaïque, qui resteront nécessaires pour équilibrer le réseau à tout instant**. Or, comme souligné précédemment, le jeu normal du marché, fondé sur l'appel des unités de production selon l'ordre de mérite, risque de ne plus envoyer un tel message en raison de la primauté de l'injection de l'électricité d'origine renouvelable dans le réseau, qui modifie l'ordre d'appel des unités de production. Il est donc souhaitable que la mise en place de **l'obligation de capacités** prévue par la loi NOME permette d'assurer, au meilleur prix pour le consommateur final, la rentabilité des unités de pointe – de même que ce

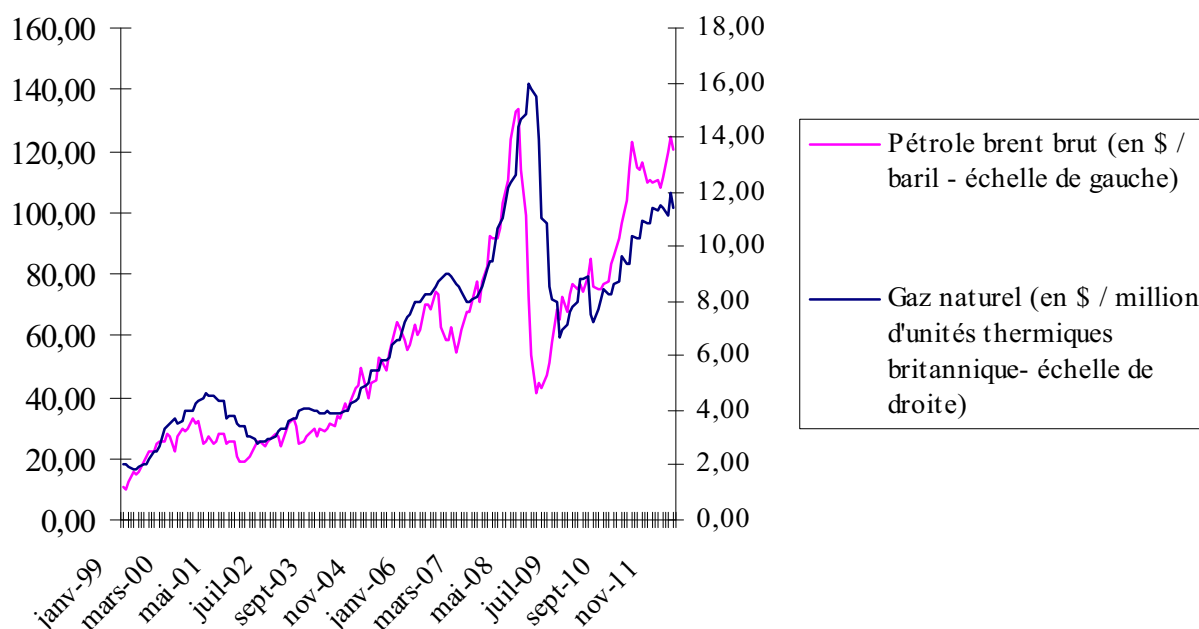
mécanisme devrait aussi encourager le développement des capacités d'effacement.

b) Des paramètres importants : le prix des énergies fossiles

(1) Le pétrole et le gaz : une tendance haussière tirée par la demande de pétrole

L'économie du pétrole et du gaz naturel est un sujet en soi qui mériterait de longues analyses approfondies. Tel n'étant pas l'objet du présent rapport, il convient néanmoins de rappeler quelques éléments fondamentaux sur les prix de ces énergies. Tout d'abord, le graphique ci-dessous rappelle l'historique des ces cours depuis 1999.

Évolution des cours du pétrole et du gaz naturel depuis 1999



Source : Banque mondiale

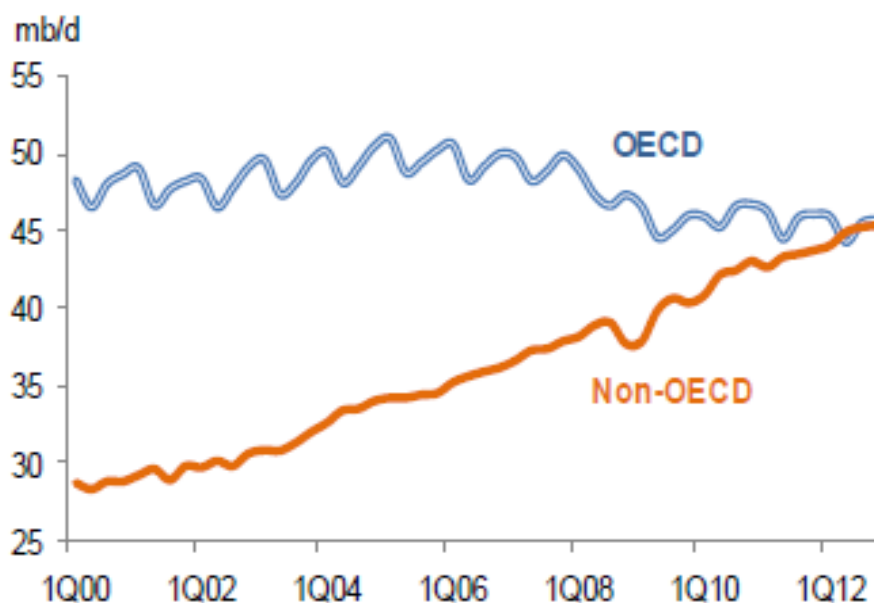
Ce schéma permet sans peine de dégager trois caractéristiques fondamentales de ces marchés :

- leur **grande instabilité**, la période ayant été riche en mouvements spectaculaires sur les cours du pétrole et du gaz ;
- leur **tendance clairement haussière sur le moyen et le long terme** ;

- et leur **étroite corrélation**, le gaz naturel suivant en gros l'évolution des cours du pétrole avec un décalage de l'ordre de six mois¹.

Parmi les grandes tendances du marché du pétrole, qui reste donc, dans une large mesure, le marché « directeur » des principales énergies fossiles, il convient d'évoquer la **forte augmentation de la demande** qui, depuis les années 2000, est **entièrement le fait des pays non membres de l'Organisation pour la coopération et le développement économiques (OCDE)**, ce qu'illustre le graphique ci-dessous.

**Évolution de la consommation mondiale de pétrole depuis 2000
(pays membres et non-membres de l'OCDE), en millions de barils par jour**



Source : Agence internationale de l'énergie

(2) Pour l'avenir : vers une décorrélation du gaz et du pétrole ?

S'agissant de l'avenir, votre rapporteur est d'autant plus prudent que le passé a souvent démenti des prévisions économiques qui pouvaient pourtant paraître étayées et que votre commission ne s'est que peu penchée sur cette question.

Au cours de son audition, M. Jean-Marc Jancovici n'a pas souhaité se prononcer sur l'évolution des cours du pétrole. Il a néanmoins souligné avec force que les découvertes annuelles de réserves de pétrole extractibles, sont passées par un maximum en 1964. Il a également souligné que, compte tenu

¹ Ce couplage s'explique essentiellement par des raisons historiques, les contrats de long terme passés entre les exportateurs et les importateurs de gaz en Europe ayant été construits, il y a une quarantaine d'années, en prévoyant des clauses d'indexation sur le cours du principal « concurrent » du gaz naturel (alors émergent), à savoir le pétrole (alors déjà mature).

du délai moyen qui sépare l'apparition du pic des découvertes de celle du pic de production, nous serions actuellement au maximum de la production mondiale de pétrole et qu'après un plateau (qu'il a situé aux alentours de 2020), la production mondiale devrait décliner de manière inexorable.

Pour sa part, la Banque mondiale estime que, dans les années à venir, les cours du brut devraient se stabiliser, voire diminuer légèrement en raison d'un ralentissement de la demande dû à une meilleure efficacité énergétique et à la recherche croissante d'énergies de substitution par les pays consommateurs. Quoi qu'il en soit, il semble clair que **la période du pétrole peu cher est définitivement révolue.**

S'agissant du gaz, de nombreux économistes estiment que **ses cours devraient suivre une voie plus autonome de ceux du pétrole**, à la fois parce que ce marché est désormais mature, parce que les usages du pétrole et du gaz sont à présent très distincts et parce que les fondamentaux ne sont pas les mêmes (en particulier le niveau des réserves de gaz, supérieur à celui du pétrole). Ce dernier point pourrait d'ailleurs être renforcé si d'autres pays empruntaient la même voie que les États-Unis en matière d'exploitation de gaz non conventionnel.

c) Un « prix du carbone » insuffisamment valorisé

En dehors de leurs propres fondamentaux, **le « prix final » des différentes énergies pourraient également, à l'avenir, dépendre du prix de leur « composante carbone »**, que l'Union européenne a déjà entrepris de valoriser progressivement.

(1) Un système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SCEQE) grippé par la crise économique

La valorisation du carbone au sein de l'UE se fait actuellement par un mécanisme de marché, le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SCEQE, en anglais ETS).

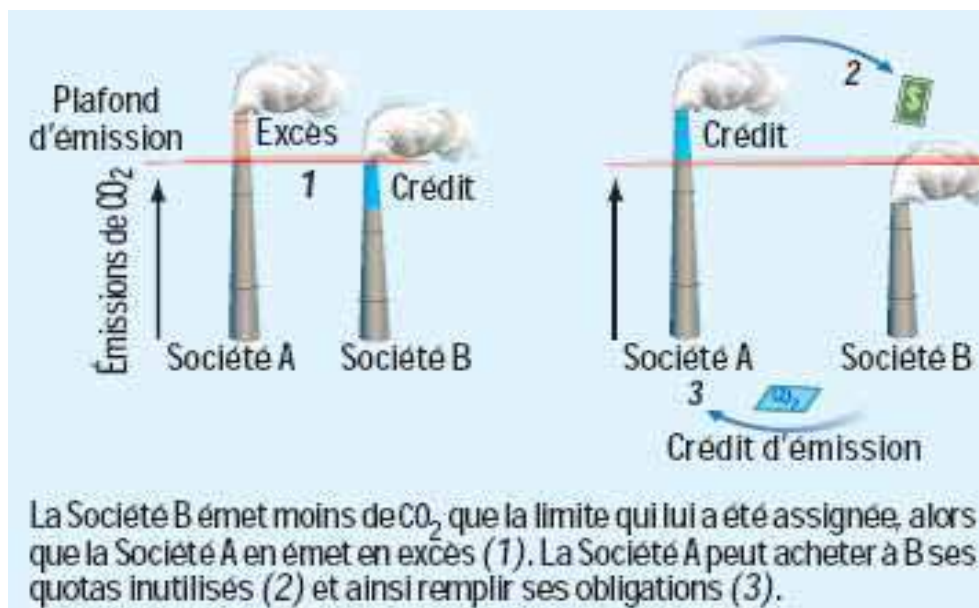
Il a été instauré par la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003, qui a depuis lors été prolongée par la directive 2009/29/CE du 23 avril 2009, traduction de l'accord trouvé sur le « troisième paquet énergie » lors de la présidence française de l'Union européenne¹.

Le SCEQE vise les quelque **11 000 installations industrielles** du territoire communautaire les plus émettrices de gaz à effet de serre en les soumettant à un système de « *cap and trade* » : pour en exposer rapidement le principe, la quantité totale de quotas d'émission, définie *ex ante* par l'autorité politique est allouée par les États aux différents sites suivant leurs besoins estimés et peut ensuite faire l'objet d'échanges entre les intéressés.

¹ Pour trouver davantage de détails sur la théorie économique des marchés d'échanges de quotas et sur l'historique du SCEQE, voir notamment le rapport Sénat n° 543 (2008-2009) que notre collègue Fabienne Keller a rédigé au nom du groupe de travail de votre commission des Finances sur la fiscalité environnementale.

Comme cela a été expliqué dans plusieurs rapports sénatoriaux¹, un tel mécanisme permet, en théorie, de parvenir à **respecter l'objectif, matérialisé par le plafonnement des émissions (cap), au meilleur coût pour l'ensemble des acteurs**. En effet, chaque site industriel relevant du SCEQE doit restituer chaque année, sous peine d'amende non libératoire², un nombre de quotas correspondant à ses émissions effectives. À cette fin, les entreprises pour lesquelles les réductions d'émission sont très coûteuses peuvent acquérir les quotas qui leur manquent auprès d'industriels capables de réduire leurs émissions de manière plus aisée (*trade*), ce que résume le schéma ci-dessous.

Le mécanisme d'échange de quotas d'émission



Source : CDC climat

Concrètement, le SCEQE s'est mis en place progressivement. Trois phases sont ainsi à distinguer :

- une phase « expérimentale », de 2005 à 2007, essentiellement destinée à enregistrer les émissions de chaque site sans pénaliser la production industrielle. Au cours de cette phase, les quotas distribués ont été très excédentaires. Cela a abouti, en fin de période, à un effondrement des cours des quotas, d'autant que ceux-ci n'étaient pas valables pour la période suivante ;

¹ Voir en particulier le rapport d'information n° 543 (2008-2009) de Mme Fabienne Keller et le rapport n° 703 (2009-2010), Tome I de M. Philippe Marini sur le projet de loi de régulation bancaire et financière (commentaire de l'article 2 sexes).

² Le montant de cette amende s'établit actuellement à 100 euros par tonne de CO₂ non restituée, aux termes de l'article L. 229-18 du code de l'environnement.

- la phase actuelle, couvrant la période 2008-2012. Comme dans la première phase, **les quotas sont attribués gratuitement¹ par les États à leurs industriels** selon un plan national d'allocation validé par la Commission européenne. La **quantité de quotas alloués** paraissait cependant, à l'origine, **plus ambitieuse** que pour la période précédente, même si le ralentissement économique sensible depuis 2008 a, dans les faits, considérablement relativisé le poids de la contrainte pour de nombreux industriels (*cf. infra*) ;

- la troisième phase du SCEQE, qui débutera le 1^{er} janvier 2013, marquera une rupture sur deux points essentiels. D'une part, les **quantités allouées seront plus contraignantes** et diminueront de 1,74 % chaque année afin d'atteindre l'objectif communautaire de baisse de 20 % des émissions d'ici à 2020. D'autre part, même si de nombreuses exceptions sont prévues², **l'allocation « primaire » des quotas** ne se fera plus à titre gratuit aux industriels émetteurs, mais sera **mise aux enchères**. En particulier, il est explicitement prévu que **les électriciens aient à acquérir, à titre onéreux, l'ensemble de leurs quotas dès l'année prochaine**, le prix du carbone devant donc devenir une composante à part entière du prix de l'électricité, avec une « prime » pour les technologies non émettrices.

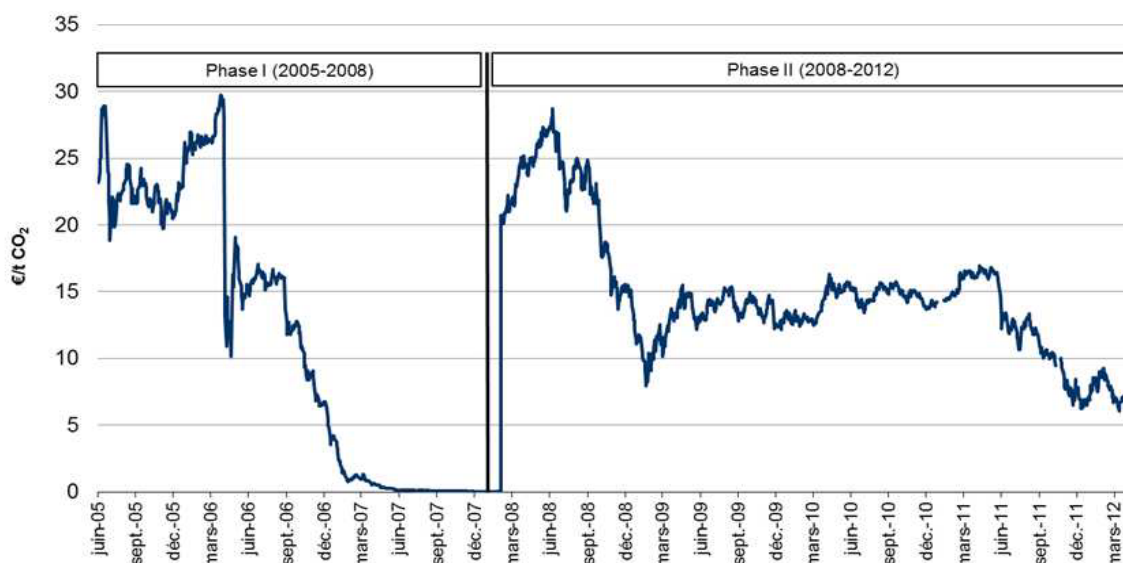
Comme M. Pierre Ducret, président de CDC Climat – filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations – l'a indiqué à votre rapporteur, dans un tel système, **la valeur du quota est le reflet du niveau de la contrainte carbone pesant sur les grands industriels**.

Or, la crise économique actuelle a profondément affecté le « signal-prix » des émissions, la baisse de l'activité industrielle se traduisant par une accumulation de quotas par les grands groupes. Le graphique suivant, qui retrace le cours des quotas sur le marché secondaire depuis l'origine (en 2005) illustre cette situation.

¹ Aux termes de l'article 10 de la directive 2003/87/CE en vigueur pour la période 2008-2012, les États ont toutefois la faculté de distribuer à titre onéreux jusqu'à 10 % des quotas qu'ils allouent. Cette possibilité n'a pas été utilisée par la France jusqu'à présent.

² Aux termes de l'article 10 ter de la directive 2003/87/CE précitée, ces exceptions concernent principalement les « secteurs ou sous-secteurs industriels à forte intensité d'énergie exposés à un risque important de fuite de carbone ». Ceux-ci ont été énumérés dans la décision de la Commission du 24 décembre 2009 établissant, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil, la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite de carbone. Les sites concernés recevront gratuitement un nombre de quotas correspondant à « la performance moyenne des 10 % d'installations les plus efficaces d'un secteur ou sous-secteur de la Communauté pendant les années 2007-2008 », le reliquat devant être acquis sur le marché dans les conditions ordinaires.

Évolution du cours des quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005



Source : CRE

(NB : les quotas de la première phase 2005-2007 n'étant pas reportables sur la phase 2008-2012, il est normal que leur cours soit devenu nul peu avant la fin de cette phase. Tel ne sera pas le cas des quotas 2008-2012, reportables sur la phase 2013-2020)

Dans cette optique, **votre rapporteur est préoccupé par l'atonie du marché des quotas, qui risque de persister** tant du fait de la faiblesse de la conjoncture industrielle qu'en raison des excédents accumulés par de nombreuses entreprises assujetties au SCEQE. Votre rapporteur souligne qu'Eurelectric, qui représente le secteur de l'électricité au niveau européen, plaide également pour une remontée du cours.

Comme l'a souligné M. Pierre Ducret, **une telle situation risque de fausser durablement le signal-prix du carbone en Europe et donc de « pénaliser », en termes relatifs, les technologies non émettrices**, notamment pour ce qui concerne la production d'électricité.

Votre rapporteur souhaite donc que le Gouvernement soutienne, au niveau communautaire, des mesures correctrices :

- **soit en agissant sur les quantités de quotas mises à disposition des entreprises**, ce qui peut passer par la révision des objectifs 2020 ou par l'instauration, dès à présent, d'objectifs contraignants plus ambitieux à une échéance comme 2030. Une telle décision enverrait un « message » clair à l'ensemble des acteurs quant à la fermeté dans le temps de la politique de l'Union en matière de restriction des émissions de CO₂ ;

- **soit en agissant de manière palliative directement sur le prix**, par exemple en instaurant un prix de réserve sur les futures enchères.

(2) Demain, une « taxe carbone » pour le secteur diffus ?

Même si le secteur de la production électrique relève du SCEQE, votre rapporteur observe que le marché des quotas ne concerne qu'environ la moitié des émissions de CO₂ de l'Union européenne, et de l'ordre de 40 % de ses émissions totales de gaz à effet de serre.

S'il serait évidemment impossible de soumettre chaque acteur du secteur « diffus » (petites entreprises, particuliers...) à un système de marché, il est regrettable que ceux-ci ne reçoivent pas de signal-prix correspondant à leurs émissions.

Un tel signal devrait passer par l'instauration d'une taxe carbone ou d'une contribution climat-énergie reposant, au moins en partie, sur les émissions de gaz à effet de serre.

À cet égard, il convient de soutenir la démarche entreprise par la Commission européenne de réviser en ce sens la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

Au-delà, même si certains de nos partenaires sont réticents, il n'est pas interdit à la France de montrer la voie, d'autant que disparaîtra, dès 2013, le principal motif de censure de la « contribution énergie-climat » qui figurait à l'article 7 de la loi de finances pour 2010, à savoir la gratuité des allocations de quotas de CO₂ aux entreprises soumises au SCEQE (lesquelles étaient exonérées de la contribution)¹.

2. Les schémas de référence

Dans ce contexte, et en dépit des aléas, on envisagera trois types de scénarios souvent évoqués afin de mieux comprendre les enjeux et les coûts² :

- **scénario « Sobriété »** : sortie rapide du nucléaire par la limitation à quarante années de la durée de vie des réacteurs, accompagnée d'un programme très volontariste d'économies d'énergie et de développement des énergies renouvelables ;

- **scénario « Intermédiaire »** : bouquet électrique mixte à moyen terme, s'appuyant sur un développement important des énergies renouvelables et le maintien d'une part limitée de nucléaire, les réacteurs de 2^e génération

¹ *Décision du Conseil constitutionnel n° 2009-599 DC du 29 décembre 2009, voir en particulier le considérant 82.*

² *Le rapport Énergies 2050, rédigé par la commission dont le président était M. Jacques Percebois et le vice-président M. Claude Mandil, contient une présentation détaillée des principaux scénarios de prospective énergétique publiés récemment : Negatep, Négawatt, Enerdata, UFE, RTE, Global Chance, Areva, CEA, auxquelles il ajoute ses propres « options ». Des scénarios relevant à peu près de ces trois catégories ont également été présentés dans le rapport sur l'avenir de la filière nucléaire du 15 décembre 2011, fait au nom de l'OPECST par MM. Bruno Sido et Christian Bataille.*

étant remplacés, au bout de 45 à 50 ans d'exploitation, par un petit nombre d'EPR ;

- **scénario « Nucléaire nouvelle génération »** : maintien de la part du nucléaire à moyen et long terme, fondé sur le remplacement des centrales actuelles par les technologies nucléaires de nouvelle génération (EPR, voire 4^e génération).

Afin d'illustrer l'ordre de grandeur des enjeux induits par ces choix, une simulation de la production d'électricité est présentée à titre indicatif pour chaque catégorie de scénario, aux horizons 2022, 2030 et 2050.

Les incertitudes sont bien entendu nombreuses dans un exercice de ce type. Elles concernent - hors variations des paramètres relatifs aux énergies fossiles - :

- non seulement l'évolution possible des technologies de production d'électricité, qui déterminera lesquelles pourront occuper une place significative dans le bouquet énergétique,

- mais aussi les transferts possibles entre électricité et autres vecteurs d'énergie (remplacement de chauffage au fioul par des pompes à chaleur, de véhicules à essence par les véhicules électriques ou par les transports ferroviaires, voire couplage des réseaux d'électricité et de gaz par la méthanation...)

- sans oublier les choix de société qui peuvent conduire à des arbitrages dépassant les strictes considérations économiques.

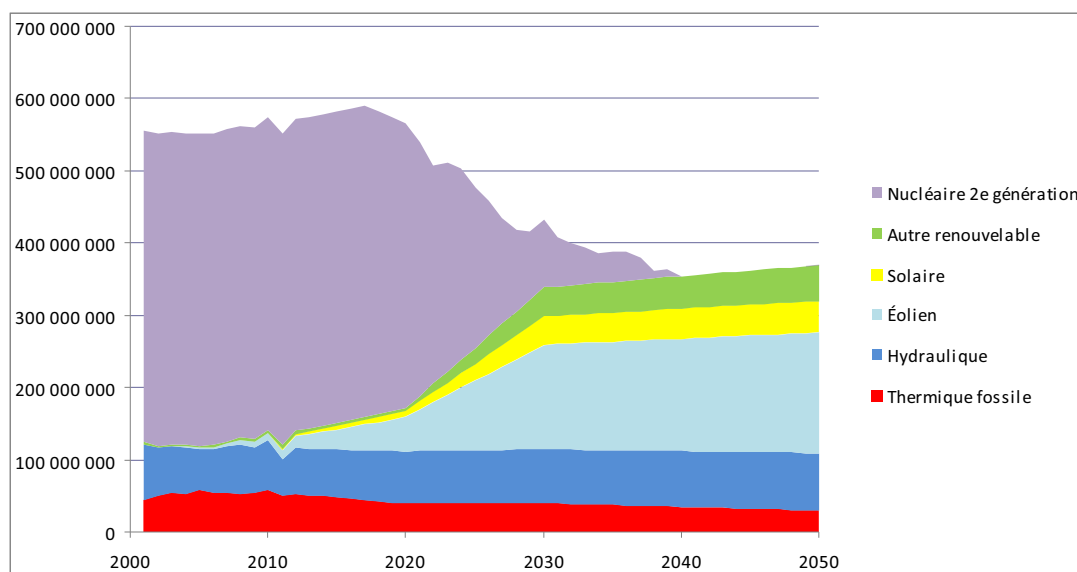
a) Scénario « Sobriété » : un changement radical des modes de consommation permettant une sortie accélérée du nucléaire

Dans ce scénario, la durée d'exploitation de toutes les centrales nucléaires serait **limitée à 40 années** au maximum, et **aucun EPR ne serait mis en service** (y compris le réacteur en construction de Flamanville 3). Un **programme très ambitieux d'économies d'énergies** et de développement de la **production d'électricité à partir de sources renouvelables** serait mis en œuvre en parallèle.

Le calendrier de mise à l'arrêt des réacteurs nucléaires pourrait alors être le suivant¹ :

Scénario « Sobriété »	2011	2022	2030	2050
Nombre de réacteurs de 2 ^e génération	58	35	7	0
Puissance nucléaire installée	63 130 MW	42 375 MW	9 930 MW	0 MW
Production nucléaire <i>% de la production totale de 2011</i>	78 %	53 %	13 %	0 %

Évolution indicative de la production d'électricité (scénario « sobriété »)



Unité : MWh. Graphique Sénat.

¹ Ces calculs sont effectués à partir des données relatives à la puissance et à la date de connexion au réseau des réacteurs existants rassemblées par le CEA, Elecnucl – Les centrales nucléaires dans le monde, édition 2011. Les durées d'exploitation sont comptées à partir de la date de premier couplage au réseau, qui a lieu en général quelques mois (voire quelques années dans le cas des réacteurs de Chooz et de Civaux) avant la mise en service industrielle. Hypothèse sur le taux de charge des réacteurs : 78 % pour les réacteurs de 2^e génération et 84 %, le cas échéant, pour les EPR. Le taux de charge ne doit pas être confondu avec le taux de disponibilité (Kd) souvent évoqué, qui est légèrement supérieur.

Dans un tel scénario, la chute très rapide de la capacité de production d'électricité à partir de 2018 implique de **réaliser la transition énergétique de la France pour la plus grande partie avant 2030**, ce qui représente :

1°) dans la construction de **nouveaux équipements de production d'électricité** à partir de sources d'énergie renouvelable mais aussi très probablement, du moins tant que les technologies de stockage ne sont pas matures, de centrales à gaz. Il s'agit d'une part de compenser l'intermittence des sources d'énergie renouvelable, d'autre part de fournir une électricité de complément si le rythme de développement de celles-ci n'est pas suffisant ;

2°) dans la réalisation **d'interconnexions nouvelles** avec les pays voisins afin d'atténuer les effets de l'intermittence de la production éolienne et photovoltaïque et d'optimiser les flux d'électricité ;

3°) dans l'aménagement des **réseaux de transport et de distribution**, afin d'adapter ceux-ci à la nouvelle géographie des moyens de production.

- Les **réseaux de distribution** devraient être renforcés à cause de la multiplication des sites de production décentralisés (petits parcs d'éoliennes, petites centrales à biomasse, petits et moyens sites photovoltaïques...). Certaines **lignes de transport** ne seraient plus utiles en raison de la disparition de la plupart des très grosses centrales de production¹, tandis que d'autres devraient être créées ou renforcées, soit pour raccorder de nouveaux sites de production (éoliennes en mer, très grands parcs éoliens terrestres ou photovoltaïques), soit pour assurer l'intégration des nouvelles interconnexions dans le système électrique national, soit enfin par cohérence avec le renforcement déjà mentionné du réseau de distribution.

D'une manière générale, des ressources importantes devraient être consacrées à la recherche et à la mise en œuvre **d'infrastructures de stockage** d'énergie et de solutions de **gestion intelligente** des réseaux, sans quoi on assisterait nécessairement à un développement massif des moyens de production carbonés (surtout le gaz) ;

4°) enfin, et peut-être surtout, dans les **économies d'énergie** afin de limiter autant que possible la consommation d'électricité et plus largement d'énergie. Une politique très volontariste d'économies d'énergie paraît indissociable avec la sortie du nucléaire à l'horizon des années 2030.

C'est ainsi que les scénarios Négawatt et Global Chance prévoient une diminution considérable de la demande d'électricité en 2030, qui devrait être alors de l'ordre de 300 à 350 TWh, alors que la consommation d'électricité a été de 513 TWh en 2010². Les autres scénarios, même lorsqu'ils

¹ À titre d'exemple, le seul site de Gravelines, qui héberge six réacteurs nucléaires d'une capacité totale de 5 400 MW, produit annuellement une quantité d'électricité comparable à celle de l'ensemble du parc éolien terrestre prévu en France pour 2020 (19 000 MW en capacité maximale, mais avec une production intermittente).

² RTE, *Statistiques de l'énergie électrique en France 2010*. La hausse de la consommation a été de 7,2 TWh par an en moyenne entre 2000 et 2010.

prévoient des politiques de maîtrise de la demande, tablent tout de même sur une demande d'électricité comprise entre 500 et plus de 600 TWh, en raison de la croissance économique, du développement des nouveaux usages de l'électricité (appareils électroniques...) et des phénomènes de transfert depuis d'autres sources d'énergie (véhicule électrique, pompes à chaleur...).

- À un tel niveau, les économies d'électricité comportent une dimension non seulement **financière** mais aussi **sociétale**. Le scénario Négawatt repose sur un changement profond des comportements, posant le principe selon lequel « *l'économie doit s'adapter à la réalité physique de l'énergie* » et non l'inverse : fin de la diminution du nombre d'habitants par logement, ralentissement de la croissance de la surface utilisée par chacun (habitant ou employé), réduction du nombre de kilomètres parcourus par une personne en une année, réutilisation systématique des biens de consommation (d'où une réduction des besoins de production, malgré la relocalisation des activités de transformation)... Ces objectifs supposent une sensibilisation du public très rapide et sur une large échelle.

- Ce scénario se place dans une **logique de gestion des flux énergétiques** qui est probablement la seule vertueuse à très long terme, par opposition à la logique actuelle d'exploitation des stocks d'énergie fossile qui a soutenu la croissance économique depuis la Révolution industrielle.

S'il rompt avec une tradition française remontant au programme nucléaire civil des années 1970, il trouve des **points de convergence** avec les **évolutions internationales** et notamment **européennes**. Il convient, en effet, de rappeler que, non seulement la place du nucléaire dans le bouquet énergétique est une « exception française »¹, mais que nos principaux partenaires se tournent résolument vers un développement volontariste des énergies renouvelables. Ce scénario permettrait sans doute d'entrer dans la dynamique d'une meilleure coordination des politiques énergétiques européennes, par une flexibilité accrue du bouquet énergétique.

Sur le plan stratégique et économique, **il permet**, en mettant fin aux tergiversations et aux hésitations qui ont trop souvent marqué les politiques de soutien aux énergies renouvelables ces dernières années, **de donner un signal clair** aux particuliers, en tant que citoyens comme en tant que consommateurs d'électricité, ainsi qu'aux professionnels qui accompagneront la transition énergétique. En raccrochant la France au train des pays les plus volontaristes dans la marche vers les énergies renouvelables, il favorise l'acquisition d'une expertise nationale et la création d'emplois dans des filières qui constitueront très certainement, à plus ou moins long terme, l'avenir du bouquet énergétique.

¹ Les statistiques d'Eurelectric et de RTE indiquent que la production électronucléaire a été, en 2010, de 858 TWh dans l'Union européenne sur un total de 3 240,4 TWh, et de 407,9 TWh en France sur un total de 550,3 TWh. La part du nucléaire, avant l'arrêt de certaines centrales allemandes en 2011, était donc de 16,7 % seulement dans l'Union européenne, France non comprise, contre 74,1 % en France.

• Certains organismes, dans leurs scénarios prospectifs, ont proposé un chiffrage des investissements à réaliser, aussi bien concernant la production et l'acheminement que les économies d'énergie :

L'Union française de l'électricité (UFE), dans un scénario « 20 % d'électricité nucléaire en 2030 »¹, ne prévoit pas de baisse de la demande, mais un transfert important vers des moyens de production thermique.

Les investissements sont chiffrés à **434 milliards d'euros** :

- 209 milliards sur la production ;

- 155 milliards sur les réseaux ;

- 70 milliards pour des efforts de maîtrise de la demande, lesquels ne permettront toutefois d'atteindre, selon l'UFE, que 50 % des objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement.

Selon l'UFE, le prix de l'électricité atteindrait alors 211 € / MWh pour les particuliers (contre 126 € / MWh) en 2010) et 148 € / MWh pour les entreprises (contre 78 € / MWh en 2010), avec des émissions de CO₂ en forte augmentation.

Global Chance, dans un scénario de sortie du nucléaire en 20 ans présenté en juin 2011 par son président, M. Benjamin Dessus², fixe un objectif de production d'électricité de 338 TWh en 2031, dont 110 à 150 TWh par l'éolien (soit dix fois plus qu'en 2011). Ce scénario semble écarter les nouvelles applications électriques telles que les véhicules électriques, renvoyant pour cette question à des scénarios multi-énergies tels que celui de Négawatt.

Les investissements sont chiffrés entre 394,8 et 430,5 milliards d'euros :

- 152,3 à 188 milliards d'euros pour la production ;

- 141 milliards pour le réseau ;

- 101,5 milliards pour un programme ambitieux d'économies d'électricité.

Les coûts au MWh seraient de 81,3 à 105,6 € pour la production, 140 € pour l'acheminement.

Au total, la facture d'électricité de ce scénario pour l'ensemble de la France (hors taxe) serait, en 2031, de 55 à 63 milliards d'euros, contre 44 milliards en 2009. Un scénario « tout EPR », qui sera présenté plus loin, aboutirait, pour sa part, à une facture globale de 70 à 80 milliards d'euros selon Global Chance. Le gain pour le consommateur serait donc de 25 % par rapport au tout EPR.

¹ Union française de l'électricité, « Électricité 2030 : Quels choix pour la France ? », étude réalisée par l'UFE avec le concours du cabinet Estin&Co.

² Benjamin Dessus – Global Chance, Sortir du nucléaire en 20 ans, 21 juin 2011.

b) Scénario « Intermédiaire » : une complémentarité entre un nucléaire pour une production de base et un développement volontariste des énergies renouvelables

Dans ce type de scénario, la puissance nucléaire installée est réduite d'un quart en 2030 et de plus de moitié à l'horizon 2050, ce qui est obtenu par :

- la **prolongation à 45 ans** de la durée d'exploitation des centrales actuelles, sous réserve de l'accord de l'ASN ;

- la **mise en service de l'EPR** de Flamanville 3, puis le **remplacement partiel des réacteurs de 2^e génération par des EPR**, à raison de 1 EPR pour 4 réacteurs existants en moyenne¹. Bien entendu, si l'on évoque ici l'EPR par commodité, d'autres modèles de réacteurs de même génération, tels que le projet ATMEA, pourraient être également retenus sans modification de ce scénario sur le fond ;

- le **développement important de toutes les catégories d'énergies renouvelables**, afin de parvenir à une part de plus de 50 % de la production d'électricité avant 2050 ;

- la mise en œuvre d'un **programme ambitieux d'économies d'énergie** qui devrait permettre une réduction notable de la consommation d'électricité à partir de 2030. Si ce programme ne pouvait être mené, il serait nécessaire soit de développer encore plus la production d'électricité d'origine renouvelable, soit de se reposer plus longtemps sur le nucléaire et les centrales thermiques.

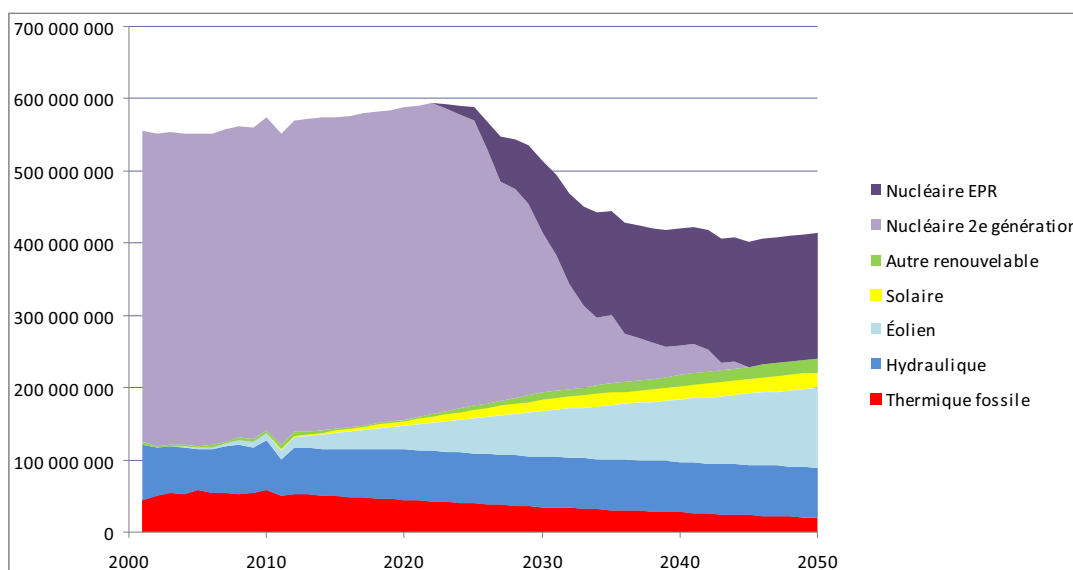
Le calendrier de réduction de la production nucléaire pourrait alors être le suivant :

Scénario « Intermédiaire »	2011	2022	2030	2050
Nombre de réacteurs de 2^e génération	58	56	21	0
Nombre d'EPR mis en service	0	2	10	16
Puissance nucléaire installée	63 130 MW	63 815 MW	44 223 MW	25 265 MW
Production nucléaire² % de la production totale de 2011	421,1 TWh 78 %	437,3 TWh 81 %	310,9 TWh 57 %	185,9 TWh 34 %

¹ Le même résultat en 2050 pourrait être obtenu par une prolongation de la durée de vie des centrales actuelles à 67 ans, sans construire d'EPR (sauf Flamanville 3). Ce scénario serait toutefois très hasardeux car il n'est pas certain qu'une telle durée d'exploitation soit réaliste, et il ne ferait que repousser après 2050 le problème de la fermeture accélérée du parc de production nucléaire sans proposer de solution de compensation.

² La légère hausse de la production électronucléaire à l'étape 2022 s'explique par l'ouverture de l'EPR de Flamanville, programmé pour 2016.

Évolution indicative de la production d'électricité (scénario « intermédiaire »)



Unité : MWh. Graphique Sénat.

Ce scénario serait plus compatible que le précédent avec les prévisions de consommation d'électricité qui sont formulées par de nombreux organismes : RTE prend ainsi en compte, dans ses scénarios, une demande d'électricité comprise entre 490 et 593 TWh en 2030¹. La transition énergétique serait conduite selon un calendrier moins rapide que dans le scénario précédent.

Il s'agit, en quelque sorte, d'un **scénario « d'attente »**, son caractère intermédiaire permettant, si cela apparaît pertinent, d'accélérer ou au contraire de ralentir la diminution du nucléaire.

Il convient, en effet, de noter que, sur le plan économique, **la rentabilité du nucléaire dans les vingt années à venir pourrait évoluer selon plusieurs mécanismes**. Au problème de la « pointe électrique », largement débattu aujourd'hui, pourrait ainsi s'ajouter **la question d'une nouvelle définition de la « base »** :

1°) aux alentours de la première étape de ce scénario, soit au début des années 2020, la France métropolitaine devrait disposer d'une **capacité de production renouvelable** intermittente de **30 000 MW** environ².

Cette production renouvelable **trouve toujours un acheteur** puisqu'elle bénéficie de l'obligation d'achat. Il faudra donc compter, certaines journées où les circonstances de vent et d'ensoleillement seront très favorables, avec la présence sur le réseau d'une capacité d'origine

¹ RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, édition 2011.

² On suppose que seront atteints, éventuellement avec un peu de retard par rapport à 2020, les objectifs du Grenelle qui sont de 19 000 MW pour l'éolien terrestre, 6 000 MW pour l'éolien en mer et 5 400 MW pour le photovoltaïque.

renouvelable de l'ordre de 15 000 à 20 000 MW¹, soit une part assez importante de l'électricité appelée en période de demande modérée.

Pour le complément, les fournisseurs feront appel, en toute logique, aux modes de production d'électricité dont les coûts variables sont les moins élevés, c'est-à-dire d'abord le grand hydraulique, puis le nucléaire (50 000 à 60 000 MW selon le rythme des arrêts de tranche), le gaz, etc.

La capacité offerte par le renouvelable, l'hydraulique et le nucléaire sera donc parfois de plus de 70 000 MW, ce qui risque de dépasser la demande. Il pourra donc être nécessaire de **s'interroger sur l'utilisation de cette électricité**. L'électricité nucléaire demeurerait rentable si un niveau suffisant d'interconnexions vers les autres pays permettait d'exporter l'électricité produite, compte tenu notamment de la disparition de la concurrence apportée par le parc nucléaire allemand. L'électricité produite pourrait également être stockée et restituée la nuit (lorsque le photovoltaïque ne produit plus) si les technologies de stockage ont atteint la maturité. Sinon, l'électricité nucléaire risque de ne pas être demandée sur le réseau à certains moments, ce qui posera des difficultés techniques (on ne peut pas moduler à volonté l'électricité nucléaire produite par les centrales) et réduira la rentabilité du parc nucléaire, **augmentant par conséquent les coûts de production nucléaire**.

Les économistes Mauricio Cepeda et Dominique Finon montrent ainsi comment l'introduction par une politique de subventions d'une capacité éolienne modifie l'ordre d'appel des différents modes de production d'électricité et entraîne, à long terme, une recomposition du parc de production avec « *moins de moyens de base et plus d'unités de semi-base et de moyens de pointe* »². En France, les moyens de base correspondent pour l'essentiel au parc nucléaire ;

2°) au tournant des années 2030, une partie de plus en plus importante des **contrats d'achat** d'électricité éolienne ou photovoltaïque **arriveront au terme de leur durée** qui est généralement de 15 à 20 ans.

En conséquence, ces installations mettront alors sur le marché **une électricité abondante à un prix très réduit**, car un producteur bénéficiant de coûts variables très faibles (gratuité du vent et du soleil, charges de maintenance réduites) a intérêt à écouler sa production même à des prix très réduits³. De plus, l'électricité d'origine renouvelable, à moins d'une

¹ À titre d'exemple, la puissance maximale d'électricité injectée dans le réseau par les éoliennes a été en 2011 de 5,3 GW au cours de la journée du 7 décembre, pour une puissance installée de 6,6 GW en fin d'année (RTE – Bilan électrique 2011).

² Mauricio Cepeda et Dominique Finon, « Les externalités de long terme du développement imposé de la production éolienne dans un marché électrique », La Revue de l'Énergie, n° 605, janvier-février 2012.

³ Les subventions à l'installation telles que l'obligation d'achat sont justifiées non par les coûts de production variables, mais par l'importance des coûts fixes (achat des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, installation...), dont la rentabilité dépend d'une garantie de débouchés à un prix relativement élevé.

modification législative d'ici là, bénéficie d'une priorité d'accès au réseau¹. Cette électricité devrait donc, là encore, avoir la préférence sur l'électricité d'origine nucléaire, sauf si les installations sont hors d'usage ;

3°) à une date indéterminée, mais qui pourrait survenir avant ou après les dates précédemment évoquées, il n'est pas exclu que **les coûts complets de production d'électricité éolienne et/ou photovoltaïque** (surtout dans des parcs de grande dimension) **deviennent inférieurs aux coûts de production électronucléaire**, compte tenu du coût supérieur de l'EPR. Si cela survenait, les installations devraient logiquement se multiplier, sauf si des problèmes d'acceptabilité limitaient leur développement, et elles pourraient dépasser les cibles fixées officiellement, puisque les producteurs n'auraient plus besoin de se placer dans le cadre de l'obligation d'achat² ;

4°) enfin, il pourrait arriver que, en raison notamment de l'augmentation du prix du gaz, **les prix de marché de l'électricité dépassent un jour le niveau du tarif d'achat**, par exemple pour l'électricité éolienne. Dans ce cas, même les producteurs bénéficiant du tarif d'achat pourraient choisir d'y renoncer pour vendre leur électricité sur les marchés ; dans ce cas de figure, toutefois, l'électricité d'origine renouvelable ne concurrencerait pas le nucléaire mais le gaz et les autres sources d'énergie fossiles.

Compte tenu de ces éventualités et de leur degré d'incertitude élevé, une **stratégie économiquement raisonnable et relativement flexible**, telle que celle qui serait rendue possible par la présente catégorie de scénarios, serait de :

- prévoir le maintien d'un niveau important, mais en diminution, de la production nucléaire en 2030, fondé sur la prolongation à 45, voire 50 ans, de la durée d'exploitation des centrales nucléaires et la construction d'un nombre d'EPR limité, mais suffisant pour soutenir la filière industrielle (un par an en moyenne) ;

- après 2030, poursuivre la diminution du niveau de la production nucléaire, si celle-ci devient effectivement moins compétitive par rapport aux énergies renouvelables ou si la France fait un choix de politique énergétique incluant une forte réduction du nucléaire. Une part du nucléaire d'environ un tiers dans la production, par exemple, pourrait être conservée à long terme afin de fournir un « socle » de base stable, dans la mesure où rien ne garantit que le stockage de l'électricité puisse être réalisé sur une grande échelle dès cet

¹ Article 16 de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

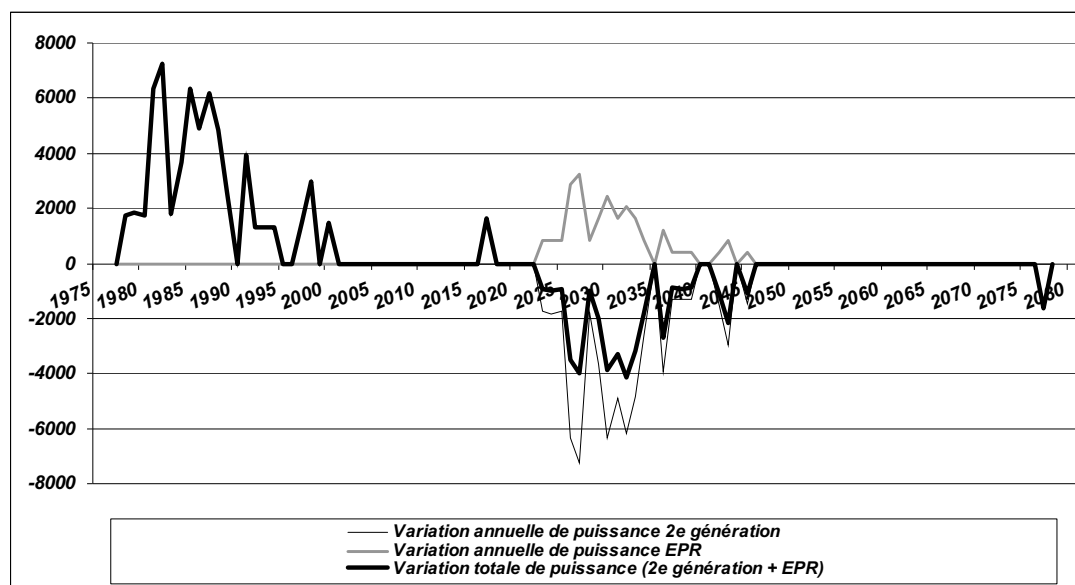
² À titre d'exemple, le régime actuel de l'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque, tel qu'il a été fixé en mars 2011, prévoit une « cible » annuelle d'installation, qui peut amener à une diminution considérable du tarif d'achat si la cible est atteinte. Si toutefois l'électricité photovoltaïque devenait compétitive sur les marchés, les producteurs pourraient créer de nouvelles installations sans demander le bénéfice du tarif d'achat et la « cible » serait alors largement dépassée (sans coût pour la collectivité).

horizon. En parallèle, la meilleure compétitivité des énergies renouvelables faciliterait leur déploiement massif.

Cette stratégie permettrait de **bénéficier des innovations technologiques attendues d'ici à 2030**, aussi bien dans les énergies renouvelables que dans le stockage, voire le cas échéant dans le nucléaire de 4^e génération, tout en assurant un niveau de production d'EPR permettant l'industrialisation de sa construction et le maintien de la compétence nucléaire.

L'impact d'un tel scénario de réduction progressive du nucléaire peut également s'apprécier en termes de **capacité industrielle** (peut-on construire des EPR à un rythme suffisant pour remplacer les fermetures de réacteurs de 2^e génération ?) ou de gestion du réseau (la baisse annuelle de la capacité nucléaire pourra-t-elle être compensée par des mesures de production, d'adaptation des réseaux ou d'économies d'énergie ?). Le graphique ci-dessous montre ainsi que :

- au cours des années 1980, jusqu'à 7 200 MW de puissance nucléaire nouvelle ont été ajoutés au réseau en une seule année ;



Unité : MW. Graphique Sénat.

- avec un scénario tel que celui décrit ici, la création d'EPR au tournant des années 2030 atteindrait des sommets deux fois moins élevés en puissance que ceux atteints dans les années 1980 : deux EPR au maximum devraient être mis en service au cours d'une année donnée, ce qui, selon AREVA, ne devrait pas poser de difficulté sur le plan industriel ;

- la baisse de production globale au cours d'une seule année (en prenant en compte la fermeture des réacteurs de 2^e génération et la mise en service d'EPR) serait au maximum de 4 000 MW. S'il était choisi de ne pas remplacer les réacteurs actuels par des EPR, c'est une puissance de 6 000 à 7 200 MW qu'il faudrait trouver (ou économiser) au cours de certaines années.

- Sur le plan financier, le scénario « production nucléaire à 50 % en 2030 » de l'UFE se rapproche de cette catégorie : ce pourcentage de 50 % doit en effet s'apprécier par rapport à une demande qui, selon l'UFE, serait en forte hausse à cette date.

Il se caractérise par des investissements d'un montant de 382 milliards d'euros :

- 165 milliards sur la production ;
- 147 milliards sur les réseaux ;
- 70 milliards sur les économies d'énergie.

Le prix de l'électricité serait alors de 189 € / MWh pour les particuliers et de 129 € / MWh pour les entreprises.

c) Scénario « Nucléaire nouvelle génération » : le choix du nucléaire des nouvelles générations avec un simple complément en matière d'énergies renouvelables

Dans un scénario de ce type, la production nucléaire augmenterait en valeur absolue, mais pourrait rester stable en proportion si, comme de nombreux scénarios le prévoient, la consommation et la production d'électricité continuent à augmenter sur le long terme, ce qui serait obtenu par :

- la **prolongation à 60 ans** de la durée d'exploitation des centrales de deuxième génération ;

- un **effort massif de construction d'EPR** (ou d'autres réacteurs de même génération, tels que l'ATMEA), soit, compte tenu de la puissance unitaire supérieure des EPR, deux EPR pour trois réacteurs de deuxième génération ;

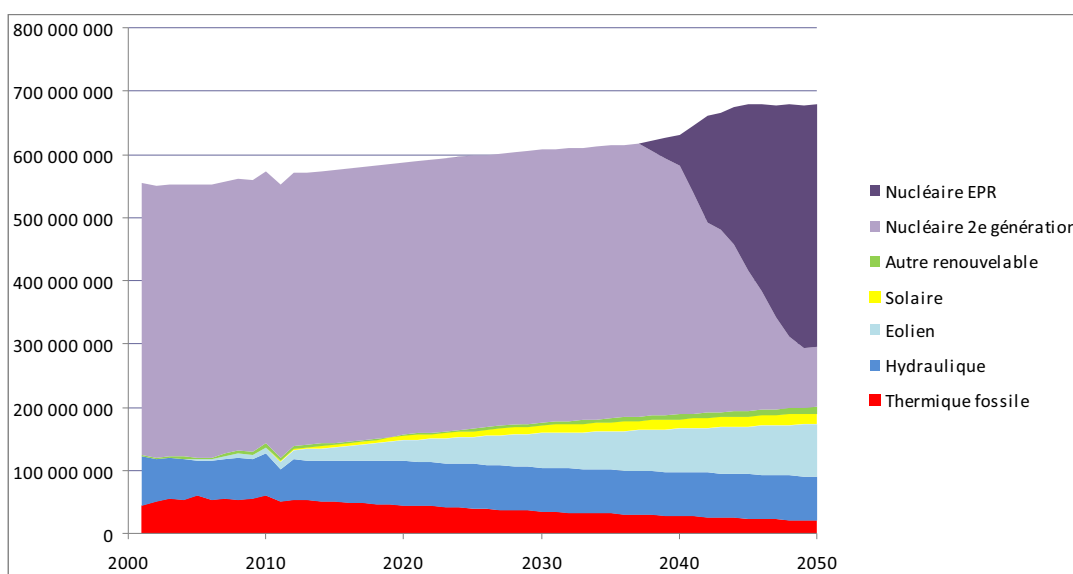
- la **poursuite du programme de recherche sur les réacteurs de quatrième génération**, avec l'objectif de mise en service de quelques unités vers 2050 ;

- la **poursuite du développement des énergies renouvelables**, sans toutefois que celles-ci représentent à l'horizon 2030-2050 une part majeure du bouquet de production électrique.

Le calendrier de conversion à l'EPR du parc nucléaire pourrait alors être le suivant :

Scénario « Nucléaire NG »	2011	2022	2030	2050
Nombre de réacteurs de 2 ^e génération	58	58	58	7
Nombre d'EPR (ou 4 ^e génération) mis en service	0	1	1	35
Puissance nucléaire installée	63 130 MW	64 760 MW	64 760 MW	66 980 MW
Production nucléaire <i>% de la production totale de 2011</i>	421,1 TWh 78 %	443,3 TWh 82 %	443,3 TWh 82 %	487,6 TWh 90 %

Évolution indicative de la production d'électricité (scénario « Nucléaire NG »)



Unité : MWh. Graphique Sénat.

Si un scénario de ce type était retenu, il pourrait être raisonnable d'anticiper, dès les années 2020, l'accélération de la construction et de la mise en service d'une partie des EPR, afin de lisser le processus industriel. Cela supposerait, soit de mettre à l'arrêt certains réacteurs de 2^e génération avant l'âge de 60 ans, soit de trouver des débouchés pour l'électricité supplémentaire produite (exportation, nouveaux usages, stockage...).

Ce scénario permettrait de tirer **pleinement profit de la compétence industrielle** construite par la France en matière nucléaire. Les acteurs de la filière bénéficieraient, dans les appels d'offres à l'étranger, de la crédibilité offerte par un marché national de grande ampleur. **L'impact sur les réseaux** serait sans doute réduit par rapport aux autres scénarios, les nouveaux

réacteurs étant pour la plupart construits sur les emplacements laissés vides dans les centrales actuelles, comme c'est le cas à Flamanville et, si la décision en est prise, à Penly. Enfin, ce scénario offre une **visibilité de long terme** aux producteurs pour leurs investissements, ainsi qu'aux industriels gros consommateurs d'électricité qui continueraient à bénéficier d'une production d'électricité importante, prévisible et stable.

Une faiblesse de ce scénario est sa **dépendance à l'égard d'une seule source d'énergie**. Dans le cas purement hypothétique où l'Autorité de sûreté nucléaire découvrirait une faille générique de sûreté dans le parc nucléaire français, le poids de celui-ci dans la production d'électricité rendrait cornélienne la décision de l'autorité publique : soit arrêter très rapidement l'ensemble du parc, avec des conséquences économiques incalculables¹, soit accepter de faire vivre le pays avec un risque connu pendant plusieurs années, le temps de trouver des solutions alternatives de production ou d'économies d'énergie.

• Deux des quatre « options » analysées par le rapport de la commission « Énergies 2050 » peuvent se rattacher à ce type de scénario, puisqu'elles prévoient la construction d'un parc d'EPR assurant la majeure partie de la production d'électricité². Ces options s'en éloignent, toutefois, sur un point : bien qu'elles opèrent un choix de politique énergétique clair en faveur du nucléaire, elles ne prévoient pas de prolongation des centrales actuelles au-delà de 40 ans, malgré le coût d'un tel arrêt.

Le scénario « production nucléaire à 70 % en 2030 » de l'UFE se rapproche également de cette catégorie de scénarios. Il inclut des montants d'investissements de 322 milliards d'euros :

- 117 milliards sur la production ;
- 135 milliards sur les réseaux ;
- 70 milliards sur la maîtrise de la demande (montant identique quel que soit le scénario).

Le prix de l'électricité serait alors de 168 € / MWh pour les particuliers et de 110 € / MWh pour les entreprises, ce qui correspond au coût le moins élevé parmi les différents scénarios selon l'UFE.

¹ Si le Japon a été en mesure de supporter l'arrêt, en un peu plus d'un an, de l'ensemble de ses centrales, celles-ci ne représentaient qu'un quart à un tiers de la production totale d'électricité, contre 78 % en France en 2011. Cet arrêt est de plus conçu comme temporaire et les fournisseurs souhaitent obtenir le redémarrage de certaines centrales d'ici aux pointes de consommation de l'été.

² Ces options (chapitre 5 du rapport « Énergies 2050 ») prévoient le remplacement de l'ensemble du parc nucléaire par des réacteurs de 3^e génération, soit en maintenant à peu près la part du nucléaire (option 1), soit en remplaçant deux réacteurs existants par un EPR (option 2, qualifiée de « sortie partielle du nucléaire »). L'option 2, compte tenu de la puissance unitaire plus élevée de l'EPR et de son meilleur taux de disponibilité, devrait en fait assurer à terme une production électronucléaire supérieure à 80 % de la production électronucléaire actuelle. Il ne s'agit donc que d'une sortie très partielle du nucléaire, avec un engagement dans le nucléaire au moins jusqu'aux années 2080 puisque la durée d'exploitation prévue pour les EPR est de 60 ans.

M. Benjamin Dessus, pour Global Chance, chiffre pour sa part le montant des investissements, dans un scénario « tout EPR » en 2030, à des coûts d'investissement de 439,5 à 513,4 milliards d'euros, soit :

- 311,5 à 385,4 milliards pour la production ;
- 128 milliards pour les réseaux ;
- aucun investissement particulier sur les économies d'électricité.

Ce scénario semble toutefois présenter, comme les deux « options » précédemment mentionnées du rapport « Énergies 2050 », le caractère de « cas d'école », voire de « scénario repoussoir », car il suppose simultanément le choix de l'EPR et la limitation à 30 ans de la durée d'exploitation des centrales actuelles, ce qui semble difficile à justifier sur le plan économique.

d) Pour un débat sur la politique énergétique de long terme

Compte tenu des implications de long terme des choix décrits dans les scénarios qui précèdent, votre commission souligne la nécessité de construire un débat approfondi, réunissant la population, les entreprises, les experts et les autorités publiques (Gouvernement, Parlement et collectivités territoriales), afin de permettre aux autorités publiques de tracer, en toute connaissance de cause, des orientations de moyen et long terme pour la politique de l'électricité.

Ce débat public permettrait de préparer les nécessaires décisions de politique énergétique à long terme. Il serait donc utile que la prochaine **programmation publique des investissements** (PPI) d'électricité, prévue pour 2013, fixe des orientations non à 10 ans comme la dernière PPI de 2009, mais à 20 ans afin de traiter la question stratégique des investissements à consentir à l'horizon 2025-2030.

Un tel débat, pour lequel le rapport « Énergies 2050 » fournit des indications utiles¹, ne pourrait réussir que s'il donne aux Français les moyens de s'en approprier les enjeux :

- le débat pourrait partir, non pas du bouquet énergétique actuel qui présuppose une certaine répartition entre électricité et autres énergies (alors que l'évolution des technologies rapproche de plus en plus les différentes formes d'énergie), mais d'une **analyse des usages fondamentaux de l'énergie**, comme le tente le scénario Negawatt ;

- cette analyse devrait être complétée d'un **panorama complet de l'état des technologies** et de leurs perspectives (technologies de production permettant d'enclencher une « rupture » énergétique, faisabilité à échelle industrielle des technologies de stockage ou de convergence des énergies *via* la méthanation...) ;

- les **atouts et handicaps spécifiques à la France** devraient également être présentés afin d'éviter tout choix apparemment idéal mais en

¹ Rapport de la commission « Énergies 2050 », annexe 10 « Acceptabilité », p. 533-534.

fait irréaliste : état des filières économiques, coût d'une éventuelle restructuration des réseaux, points forts de la recherche française. On rappellera ainsi que le Sénat a adopté le 9 février 2012 une résolution relative à la filière industrielle nucléaire française, dans laquelle il attirait particulièrement « *l'attention sur la nécessité de mener conjointement les réflexions sur l'équilibre du bouquet énergétique français et celles sur la pérennité de notre filière industrielle nucléaire* ».

Le débat public pourrait, après cet état des lieux, faire apparaître dans un premier temps les **scénarios techniquement envisageables**, puis **l'acceptabilité potentielle** pour les consommateurs et les citoyens de ces scénarios en fonction des modifications de comportement qu'ils supposent (coût d'investissement et gain sur la consommation d'énergie pour les consommateurs, mais aussi contrainte que représentent les changements d'habitude), de leur impact sur le coût de l'électricité et des autres énergies pour les particuliers et les entreprises, et de leur apport à la lutte contre le changement climatique, à l'indépendance énergétique, à l'économie et à la sécurité.

Sur le plan méthodologique, les organisateurs d'un tel débat pourraient considérer la manière dont se sont déroulés d'autres grands débats tels que celui sur les nanotechnologies ou celui sur la gestion des déchets radioactifs, afin de garantir que le débat sera constructif. En particulier, le public ne doit pas avoir le sentiment que, de toute manière, « les décisions sont déjà prises ».

Ce débat serait sans doute difficile à organiser en raison d'un **décalage important entre les « experts »** (dont la légitimation fait toujours question : légitimation par l'expérience professionnelle dans le secteur, par les diplômes obtenus, par la reconnaissance académique dans l'Université, par l'association fréquente à des comités sous l'égide de l'administration, par des responsabilités dans des associations, par une reconnaissance dans les médias...) **et le grand public** qui est pourtant concerné directement dans sa vie quotidienne par les questions de l'énergie : habitudes, confort, déplacements, factures d'énergie...

Les particularités du système énergétique français sont en effet trop souvent méconnues du public : poids du nucléaire (très élevé dans la production d'électricité, mais beaucoup moins élevé dans la consommation d'énergie finale), coût relativement bas de l'électricité par rapport aux autres pays européens (sauf pour les précaires énergétiques, particulièrement touchés), importance particulière du chauffage électrique (impact sur la pointe de consommation électrique et éventuellement sur les émissions de CO₂)...

Votre commission peut toutefois témoigner qu'**une appropriation de ces questions est possible**, malgré leur technicité, si un effort de pédagogie est réalisé. Des **phases d'information** seront donc nécessaires, en toute indépendance, par exemple auprès de panels de citoyens restreints sur le modèle des conférences de consensus.

II. QUELLES MESURES D'ACCOMPAGNEMENT POUR UNE NÉCESSAIRE POLITIQUE DE VÉRITÉ DES PRIX ?

« *Les prix sont faits pour refléter les coûts* ». Cette formule, votre rapporteur l'a entendue dans la bouche d'une des grandes figures du secteur, M. Marcel Boiteux. Au-delà de son caractère abrupt, une telle logique ne peut que faire réfléchir. Dans une économie mondialisée où les mécanismes du marché sont omniprésents, peut-on durablement ne pas répercuter, d'une façon ou d'une autre, la hausse des coûts – par suite notamment des besoins d'investissements –, sur les consommateurs, particuliers ou entreprises, à qui le service est fourni ?

Cette question, votre rapporteur n'a pas cherché à l'esquiver, voire à en contester le bien fondé, quitte à considérer qu'il était important de chercher à atténuer les effets des hausses de prix pour certaines catégories de consommateurs jugées les plus fragiles ou les plus exposés.

La problématique de l'imputation du coût « réel » et pourrait-on dire « complet » de l'électricité aux agents économiques apparaît d'autant plus pertinente qu'il convient, en se plaçant au niveau de la collectivité dans son ensemble, de s'assurer de la prise en compte suffisante des effets externes négatifs sur le climat, ainsi que des coûts de développement des réseaux, question cruciale dans le monde énergétique multipolaire vers lequel nous nous dirigeons.

Bref, faire payer le coût « réel » de l'électricité n'est pas chose facile, quand il faut par ailleurs lutter contre la précarité énergétique des ménages et sauvegarder la compétitivité des entreprises ; parallèlement, le développement des réseaux intelligents est un domaine où il faudra procéder à un arbitrage délicat entre les impératifs d'aménagement du territoire ou d'encouragement aux nouvelles filières et ceux non moins légitimes dans un souci d'efficacité de répercussions des coûts effectifs ; enfin, votre rapporteur a tenu à exprimer sa conviction que les ajustements indispensables, tant dans le prix que dans les comportements, seraient d'autant plus faciles qu'ils seraient réalisés dans le cadre d'une dynamique territoriale permettant aux agents de se réapproprier la contrainte énergétique.

A. PEUT-ON FAIRE PAYER LE « COÛT RÉEL » DE L'ÉLECTRICITÉ ?

Une politique de vérité des prix est toujours délicate à mener. Des prix durablement bas engendrent des habitudes que les responsables politiques répugnent à perturber pour des raisons parfaitement compréhensibles. Nul doute qu'un changement d'attitude à cet égard passerait, selon votre rapporteur, par des mesures de compensation tant pour les ménages les plus modestes que pour les entreprises les plus exposées à la concurrence.

1. Le souci légitime de la préservation du pouvoir d'achat

a) *La résistance des gouvernements à augmenter un prix considéré comme « sensible »*

Votre commission s'est inquiétée de voir se profiler en France le risque d'une « politisation des tarifs de l'électricité », c'est-à-dire le maintien à tout prix pour des questions d'opportunité politique de tarifs bas, malgré la hausse des coûts, ce qui conduirait inévitablement à la création d'un « déficit électrique ».

En effet, lors de son audition par la commission M. Éric Besson, alors ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, a été interrogé par votre rapporteur sur les déclarations de M. Philippe de Ladoucette du 17 janvier dernier, dans lesquelles il envisageait une probable hausse de 30 % des tarifs réglementés d'ici à 2016, à législation constante.

Le ministre a répondu à votre rapporteur que le Gouvernement souhaitait, pour sa part, que les augmentations restent proches du taux d'inflation, c'est-à-dire qu'elles soient pratiquement nulles en termes réels : *« J'ai naturellement pris connaissance du chiffre évoqué par le président de la CRE de 30 % d'ici à 2016 [...]. Dès que j'ai eu connaissance de ce chiffre, il y a quelques semaines, j'ai dit clairement que telle n'était pas l'analyse du Gouvernement. Je le redis, je ne partage pas ce chiffre, je ne partage pas ces analyses. Je le répète, le Gouvernement souhaite, en toute hypothèse, que les augmentations se situent dans une fourchette proche du taux d'inflation ».*

Pourtant, lorsqu'il a été amené à présenter plus en détail l'évolution des différentes composantes du prix de l'électricité, M. Éric Besson, alors ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, a bien admis que des hausses seraient nécessaires : *« Notre système électrique a besoin d'investissements, ce qui conduira nécessairement à des hausses des coûts de l'électricité ».*

M. Besson, alors ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, a ensuite rappelé la nécessité d'investir sur les réseaux : *« Nous investissons et allons continuer à investir de façon importante dans les réseaux. [...] Nous avons fortement augmenté les investissements sur les réseaux de transport : 1,2 milliard d'euros par an depuis 2007. Nous pourrions passer, lors de la négociation du prochain TURPE, à 2 milliards d'euros d'investissements ».*

Le ministre a également souligné le coût de la politique de soutien aux énergies renouvelables : *« Nous investissons, par ailleurs, de façon très volontariste dans les énergies renouvelables [...] : la part de la CSPE due aux énergies renouvelables pourrait environ quadrupler de 2011 à 2020. [...] Même si une partie de cette hausse des coûts de soutien aux énergies*

renouvelables sera absorbée par la baisse très significative du soutien à la cogénération [...] ces éléments [...] devraient, en ordre de grandeur, conduire à plus d'un doublement de la CSPE d'ici à 2020 ».

Enfin, M. Éric Besson, alors ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, a évoqué les besoins d'investissements dans le parc de production : *« Nous devons [...] investir dans notre parc nucléaire. Avant l'accident de Fukushima, le programme d'investissements de maintenance d'EDF pour les années 2011-2025 s'élevait à 50 milliards d'euros. [...] Sur cette base, il est donc inéluctable que le coût du nucléaire augmente. [...] Il nous faut aussi investir dans les moyens de production « conventionnels ». Plusieurs centrales à cycle combiné gaz ont été construites ces dernières années et j'ai annoncé, mercredi dernier, le résultat de l'appel d'offres que nous avons lancé pour une centrale à gaz à l'ouest de la Bretagne ».*

Interrogé sur l'étonnement que suscitait au sein de votre commission le fait que le ministre d'alors annonce à peu près les mêmes chiffres que ceux de la CRE mais qu'il ne partage pas sa prévision d'une hausse de 30 % des tarifs d'ici à 2016, M. Éric Besson, alors ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, s'est borné à rappeler ce qu'il avait annoncé d'entrée de jeu : *« Les objectifs du Gouvernement, qui sont très simples, ont été fixés par le Président de la République dans un cahier des charges : la progression des prix de l'électricité ne doit pas être « plus de légèrement supérieure à l'inflation ». Nous pourrions débattre de la signification de l'adverbe « légèrement », mais il n'en reste pas moins que cet objectif est très clair ».*

L'inquiétude d'une politisation des tarifs est d'autant plus fondée qu'il existe déjà un déficit de compensation de la CSPE à EDF. La hausse de la CSPE étant plafonnée par la loi, celle-ci n'a pas évolué aussi vite qu'ont crû les charges dues au soutien aux énergies renouvelables. De ce fait, la dette de CSPE atteindrait sur les exercices 2010 et 2011 environ 2,719 milliards d'euros selon les chiffres communiqués par la CRE à votre commission. Ces chiffres incluent cumulativement les exercices précédents, le défaut de compensation sur une année N étant reporté sur l'année N + 2.

Votre commission rappelle que l'Espagne a connu une « politisation des tarifs » de l'électricité depuis le début des années 2000.

Les risques d'une politique mal maîtrisée : le cas de l'Espagne

Dans un contexte d'expansion économique, l'Espagne a choisi de soutenir activement le développement des énergies renouvelables à travers des tarifs de rachat garantis ou des primes venant s'ajouter au prix du marché. Extrêmement avantageux au départ, ces dispositifs « *ont donné lieu à une bulle spéculative particulièrement notable dans le secteur photovoltaïque* », pour reprendre les propos de la Direction générale du Trésor, avec une croissance de 947% au-dessus de ses objectifs sur la période 2005-2010.

Parallèlement, les différents gouvernements qui se sont succédés depuis le début des années 2000 n'ont jamais ajusté le tarif de l'électricité - 90 % des consommateurs espagnols ont un tarif régulé - au coût croissant de l'énergie, initialement dû à la hausse du prix du baril puis à la politique de soutien aux énergies renouvelables.

Le déficit tarifaire atteint 24 milliards d'euros fin 2011, soit 2,4 % du PIB espagnol, et continue à croître de 5 milliards d'euros par an.

Afin que les opérateurs électriques puissent récupérer plus rapidement les sommes auxquelles ils ont droit, un fonds d'amortissement de la dette électrique, le FADE, a été mis en place et a procédé à la titrisation d'une partie de ce déficit - 12 milliards d'euros à ce jour - avec une garantie de l'État.

Depuis deux ans, le Gouvernement espagnol a tenté de réduire ce déficit. Il a tout d'abord réduit le nombre d'heures par jour pendant lesquelles les énergies renouvelables pouvaient bénéficier de primes ; il a ensuite décrété, le 27 janvier 2012, un moratoire sur les subventions accordées pour les nouvelles installations d'énergies renouvelables.

Le 1^{er} janvier 2012, le Gouvernement espagnol a procédé à une augmentation de 7 % du tarif régulé. Cette augmentation reste cependant bien en deçà de ce qu'il faudrait pour rattraper le coût réel ; M. Fabien Choné estimait devant votre commission qu'une augmentation immédiate de 37 % serait nécessaire.

Votre commission souligne donc la nécessité d'éviter à la France cette situation très inconfortable, source d'augmentations brutales du prix de l'électricité.

b) Dans certains pays voisins, un prix fort de l'électricité fondé sur des choix énergétiques clairs concrétisés par une fiscalité spécifique

La hausse annoncée des prix de l'électricité en France est le résultat d'un besoin d'investissement pour faire face à la hausse de la consommation, à la hausse de la pointe et aux besoins de développement du réseau. Elle est également, du moins en partie, le fruit d'un choix politique, puisque la hausse de la CSPE, due essentiellement à la hausse du soutien au développement des énergies renouvelables, contribue pour environ un tiers à la hausse de 30 % envisagée par M. de Ladoucette.

Dès lors qu'il s'agit d'un choix politique, peut se poser la question de savoir sur qui doivent peser les conséquences de ces choix.

Le cas de l'Allemagne peut ici être éclairant. Ce pays a l'un des kWh le plus cher d'Europe. Si l'on se réfère à l'étude¹ de M. Cruciani, que votre rapporteur a auditionné, il se situait à 24,38 c€ en 2010 – contre 12,89 c€ en France – ce qui en faisait le deuxième plus cher d'Europe et le premier en termes de parité de pouvoir d'achat.

Cette différence de prix entre la France et l'Allemagne s'explique par des coûts de production et d'acheminement et un niveau des taxes plus élevé de l'autre côté du Rhin, mais également par un poids plus élevé du soutien aux énergies renouvelables. En France, d'après les informations qu'a transmises à votre commission la DGEC, le soutien aux énergies renouvelables représente 4,6 % du prix du kWh pour un particulier ; cette part est de près de 15 % en Allemagne. La contribution au développement des énergies renouvelables est plus de 5 fois plus importante en Allemagne (35,6 c€/kWh) par rapport à la France (6,29 c€/kWh).

Or, l'Allemagne a choisi de faire reposer ce soutien aux énergies renouvelables de façon prépondérante sur les consommateurs domestiques. M. Laurent Chabannes, président de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (Uniden), rappelait ainsi à votre commission que *« l'EEG, équivalent allemand de notre CSPE, est limité à 0,5 euro par mégawatt-heure pour les industriels électro-intensifs, contre 35,92 euros pour les consommateurs domestiques »*. Et de conclure : *« Je tiens à rappeler ce chiffre, car il montre bien que le choix énergétique allemand étant un choix politique, l'Allemagne assume de le faire financer, non par les industriels, mais [...] par le contribuable-électeur »*.

M. Michel Cruciani a résumé ainsi ce choix devant votre rapporteur : *« En Allemagne [...], la majorité de la population adhère fortement à une politique nationale favorable aux énergies renouvelables, et accepte en conséquence de payer un prix élevé »*.

La France a fait un choix différent, dans la mesure où la CSPE est payée de façon relativement équilibrée entre consommateurs domestiques et industriels, en dehors des mécanismes de plafonnement étudiés précédemment.

Reste à savoir si, dans un contexte généralisé de hausse des prix de l'énergie, les surcoûts liés au développement des énergies renouvelables seront toujours facilement acceptés par nos concitoyens, notamment les moins aisés.

2. La montée de la précarité énergétique

a) Un phénomène encore mal connu

Le phénomène de la précarité énergétique est ainsi défini par la loi Grenelle II : *« Est en situation de précarité énergétique au titre de la présente loi une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à*

¹ « Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale », Michel Cruciani, IFRI, novembre 2011.

disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat »¹.

Plus précisément, l'INSEE considère qu'est en situation de précarité énergétique un ménage qui consacre plus de 10 % de ses ressources aux dépenses d'énergie, hors transport ;

La précarité énergétique reste un phénomène encore mal appréhendé, c'est pourquoi a été mis en place en 2011 un Observatoire national de la précarité énergétique, afin de mieux mesurer le phénomène et d'assurer le suivi des aides financières publiques et privées apportées aux ménages précaires.

En attendant de disposer de données plus précises, l'étude de référence sur le sujet est la dernière « Enquête nationale logement » de l'INSEE, datant de 2006, qui évaluait le nombre de ménages en situation de précarité énergétique à 3,8 millions.

Mais, compte tenu de l'évolution respective des revenus et des prix de l'énergie - les tarifs réglementés du gaz ont augmenté de 25 % en deux ans et ceux de l'électricité de 8 % - sur la période 2006-2012, la CRE a indiqué à votre commission que ce chiffre avait probablement augmenté. Pour sa part, le Médiateur de l'énergie indiquait dans son rapport annuel 2011 que le nombre de saisines liées à des difficultés de paiement dont il avait fait l'objet, avait augmenté de 80 % par rapport à 2010 et représentait 15 % des saisines, avec une dette moyenne, tous dossiers confondus, de 1 900 euros. Il estimait que **500 000 consommateurs** avaient fait l'objet d'une **réduction ou d'une suspension de fourniture d'énergie**.

Enfin, lors de la mise en place en 2011 de l'Observatoire national précité, Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, alors ministre de l'Écologie, du développement durable, des transports et du logement, indiquait que 6,5 millions de personnes avaient déclaré avoir souffert du froid pendant l'hiver 2010-2011.

b) Un tarif de première nécessité (TPN) inadapté

Le bénéfice du tarif de première nécessité (TPN) pour l'électricité bénéficie aux ménages ayant droit à la couverture maladie universelle complémentaire.

Ce dispositif concernait **650 000 bénéficiaires en 2010 sur les 2 millions d'ayant droit** – les ménages dont les revenus sont inférieurs au plafond de la CMUC – d'après le Médiateur de l'énergie. La proportion de bénéficiaires par rapport au nombre de foyers en situation de précarité énergétique est donc faible ; **l'automatisation de la procédure d'attribution**

¹ Article 4 de la loi n° 90-449 du 31 mai 1990 visant à la mise en œuvre du droit au logement, modifié par l'article 11 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement

des tarifs sociaux¹, dont le décret a été publié début mars 2012, devrait permettre, selon les estimations de la DGEC, de **porter le nombre de bénéficiaires à 1,5 million.**

Le TPN consiste en une réduction sur l'abonnement et sur les 100 premiers kilowatt-heures consommés chaque mois, calculée par rapport aux tarifs réglementés de vente. Cette réduction est située entre 40 % et 60 %, en fonction de la composition du foyer. De plus, la mise en service est gratuite et les frais de déplacement pour impayés sont réduits de 80 %. **La réduction moyenne est de 90 € par an.**

Les pertes de recettes, compensées par la CSPE du fait de ce dispositif, s'élevaient à 82 millions d'euros en 2012 d'après la DGEC, et pourraient atteindre 135 millions dans l'hypothèse de 1,5 million de bénéficiaires.

Votre commission regrette que le tarif première nécessité ne soit applicable que par les opérateurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution) et considère souhaitable son extension à tous les fournisseurs.

c) Une réforme du dispositif indispensable pour obtenir l'acceptabilité sociale des hausses de tarifs

La hausse annoncée du prix de l'électricité ne pourra qu'aggraver cette situation et pose donc le problème de la gestion de la précarité énergétique, dont M. Denis Merville, Médiateur de l'énergie, résumait l'enjeu en ces termes à votre commission : *« Seule une aide significative au paiement des factures des plus précaires permettrait d'obtenir une acceptation sociale des hausses de prix à venir ».*

Lors de la table ronde nationale pour l'efficacité énergétique mise en place par le Gouvernement, le Médiateur avait défendu l'idée, reprise ensuite dans son rapport annuel 2011 et devant votre commission, de la création d'un « chèque énergie », qui viendrait se substituer aux aides existantes en matière d'énergie.

Ce chèque serait distribué par les caisses d'allocations familiales et son montant – autour de 270 € par an et par ménage² – tiendrait compte du niveau de ressources du foyer, mais également de critères spécifiques au logement, comme la zone géographique de l'habitation et sa performance énergétique. Il permettrait de simplifier un système qui reste complexe, malgré

¹ Décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel.

² D'après les estimations du Médiateur de l'énergie.

l'automatisation de l'attribution des tarifs, et d'englober la précarité énergétique dans son ensemble, quelle que soit la source d'énergie utilisée pour se chauffer. Le coût de ce dispositif est évalué par le Médiateur à 1 milliard d'euros par an.

Votre commission soutient la mise en place de ce chèque énergie.

Un autre axe d'évolution pourrait être la mise en place d'un tarif progressif de l'électricité, c'est-à-dire la mise en place de tranches de consommation, dont les kWh seraient facturés de plus en plus cher.

Votre rapporteur estime que ce dispositif va dans le bon sens, en permettant d'abaisser le coût des premiers kilowatt-heures – financés par le surcoût des kilowatt-heures suivants – et en envoyant un signal-prix plus écologique aux gros consommateurs, à même de faire évoluer leur comportement et de contribuer aux nécessaires efforts d'efficacité énergétique.

Il rappelle cependant que la mise en œuvre concrète de ce dispositif doit se faire en ayant à l'esprit que la corrélation entre revenus et consommation n'est pas forcément évidente.

En effet, la comparaison de la consommation annuelle des bénéficiaires du TPN et de l'ensemble des consommateurs semble montrer qu'à puissance souscrite équivalente, les consommateurs au TPN peuvent avoir une consommation légèrement supérieure à celle de l'ensemble des consommateurs.

**Comparaison de la consommation annuelle des clients au TPN
et de l'ensemble des consommateurs**

Puissance /option	Consommateurs au TPN (kWh)	Ensemble des consommateurs (kWh)
3kVA option base	1 703	1 308
6kVA option base	2 687	2 742
9kVA option base	3 934	3 879
6kVA option HP/HC	5 255	5 154
9kVA option HP/HC	8 459	8 775

Source : DGEC

Cela pourrait s'expliquer par le fait que les ménages les plus modestes peuvent être équipés en équipements bon marché énergivores et vivre dans des logements mal isolés.

Mais, à l'inverse, dans une étude de juin 2010 sur « la faisabilité de l'instauration d'une tarification progressive de l'électricité en Belgique », la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (le régulateur belge), constatait une « *corrélation non négligeable entre le revenu et le niveau de la*

facture d'électricité » et estimait que « *les 10 % des ménages les plus riches [consommaient] [...] cinq fois plus d'électricité que les 10 % des ménages les plus pauvres* ».

Ainsi, votre rapporteur souligne que l'éventuelle mise en place d'un tarif progressif de l'électricité devra se faire après une étude approfondie des comportements de consommation électrique des Français, et notamment des plus précaires, afin d'éviter d'éventuels effets pervers.

Enfin, votre commission insiste sur la nécessité de ne pas envisager la lutte contre la précarité énergétique sous le seul angle de l'aide au paiement des factures, mais d'y ajouter un volet aide à l'amélioration de l'efficacité énergétique du logement des personnes concernées. En effet, bien que cette aide soit indispensable, se reposer exclusivement dessus sans prendre en compte l'efficacité énergétique reviendrait, selon l'expression de M. Merville, à « *alimenter un puits sans fond* ».

À ce titre, un dispositif comme le programme « habiter mieux », destiné à soutenir la rénovation thermique des logements des ménages les plus modestes, doté de 1,35 milliard d'euros sur la période 2010-2017, pourrait utilement être développé.

La précarité énergétique en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni

La France est loin d'être la seule à connaître un développement de la précarité énergétique, du fait à la fois d'une augmentation du coût de l'énergie et d'un contexte économique morose.

Ainsi, s'il n'existe pas de statistique officielle sur la précarité énergétique en Allemagne, l'association des consommateurs de Rhénanie-du-Nord-Westphalie, 20 % des ménages s'acquitteraient d'une facture énergétique (électricité, chauffage, carburant) dépassant 13 % de leurs revenus. En Espagne, l'Association de sciences environnementales estimait en 2012 que près de 12 % de la population était touchée par la précarité énergétique¹. Au Royaume-Uni, ce sont 20 % des foyers, soit plus de 5 millions, qui connaissent une telle situation². Un rapport gouvernemental publié en mars dernier prévoyait que ce nombre augmenterait jusqu'à 8 millions de foyers en 2016.

L'Allemagne : des initiatives locales ou privées et l'encouragement aux économies d'énergie

L'Allemagne ne connaît pas de tarifs sociaux généralisés, bien que la question commence à se poser, le SPD et *Die Linke* exigeant la mise en place de tels tarifs au niveau fédéral, et le thème ayant ressurgi lors des élections régionales en Rhénanie-du-Nord-Westphalie.

¹ « *Puissance énergétique en Espagne* », Association de sciences environnementales, mars 2012

² *Parmi les ménages chauffés à l'électricité, 30 % sont en situation de précarité énergétique, contre 16 % pour les ménages chauffés au gaz.*

Néanmoins, certains opérateurs proposent volontairement des tarifs sociaux : par exemple, entre 2006 et 2010, l'énergéticien E.ON proposait, en partenariat avec l'association caritative Caritas, une déduction forfaitaire de 108 € aux consommateurs défavorisés. Plusieurs régies municipales proposent des offres similaires : par exemple, la régie municipale de Weimar propose aux consommateurs d'électricité défavorisés une réduction de la part variable de leur facture d'électricité (de 0,41 c€/kWh en 2011) ; la régie municipale de Barmstedt propose également une offre spéciale (déduction forfaitaire annuelle de 50 euros sur la part fixe et gratuité des 250 premiers kWh consommés par an).

Par ailleurs, l'allocation de solidarité chômage comprend une part devant couvrir la facture d'électricité (28,12 € en 2008 pour une personne seule). Cette allocation de base - dont le montant a été jugé insuffisant par plusieurs associations caritatives et associations de défense des consommateurs - est complétée par la prise en charge aux frais réels des coûts de logement et de chauffage, pour peu que ce montant soit « justifié ». Si ce montant « justifié » est dépassé, les consommateurs en question peuvent se tourner vers les services sociaux pour obtenir un remboursement, si cette majoration est la conséquence d'un besoin particulier, du fait d'une maladie par exemple. Il faut noter toutefois un abondant contentieux à ce sujet.

On notera enfin que face à la hausse des prix de l'électricité, les pouvoirs publics préfèrent inciter les consommateurs aux économies d'énergie : plusieurs opérateurs locaux, notamment des régies municipales (*Stadtwerke*) proposent des diagnostics énergétiques gratuits aux consommateurs défavorisés afin de les aider à maîtriser leur consommation.

L'Espagne : la mise en place récente d'un tarif social pour certaines catégories de la population

L'Espagne a mis en place depuis le 1^{er} juillet 2009 un tarif électrique spécial, le *bono* social, pour les personnes ayant souscrit une puissance électrique inférieure à 3 kW, les retraités percevant une pension inférieure à 600 € par mois, les familles de trois enfants ou plus et les ménages dont tous les membres sont au chômage.

Le Royaume-Uni : un effort conséquent sur les économies d'énergie

Le principal dispositif actuellement en vigueur est le *Warm Home Discount Scheme*, un tarif social de l'électricité s'adressant majoritairement aux retraités vulnérables, mis en place depuis l'hiver 2011-2012, et qui a permis aux personnes concernées d'économiser 120 £ (près de 150 euros) sur leur facture d'électricité. Par ailleurs, entre 2000 et 2008, 2 milliards de livres par an ont été attribuées sous formes d'aides directes aux familles, à travers le programme *Winter Fuel Payments*.

L'accent a également été mis sur les économies d'énergie. Entre 2000 et 2008, le programme *Decent Homes* a permis de financer des mesures d'isolation et de chauffage des logements sociaux à hauteur de 4 milliards de livres, tandis que le programme *Warm Front Scheme* - et ses prédécesseurs - a permis de financer l'amélioration de l'efficacité énergétique de logements privés à hauteur de 1,6 milliard de livres. Au total, le Gouvernement britannique estime que ces différents programmes ont permis d'isoler 750 000 logements sociaux, d'en équiper 900 000 en doubles-vitrages et 900 000 autres en chauffage central. Le programme pour les logements privés a pu bénéficier à 1,7 million de ménages.

Entre 2000 et 2008, ce sont plus de 20 milliards de livres qui ont été dépensés pour réduire la précarité énergétique, d'après le Gouvernement. Celui-ci a également prévu un dispositif obligeant les fournisseurs d'énergie à consacrer une partie de leurs revenus aux travaux d'efficacité énergétique dans les logements.

d) Une condition : la relance de la politique d'économie d'énergie dans l'habitat

En matière de consommation d'énergie du logement, et donc notamment de consommation électrique, les principaux instruments d'orientation sont le crédit d'impôt développement durable et l'éco-prêt à taux zéro, qui ont suivi des trajectoires très différentes.

(1) Le crédit d'impôt développement durable victime de son succès

L'instrument principal d'incitation est le « crédit d'impôt développement durable » (CIDD), régi par les dispositions de l'article 200 *quater* du code général des impôts.

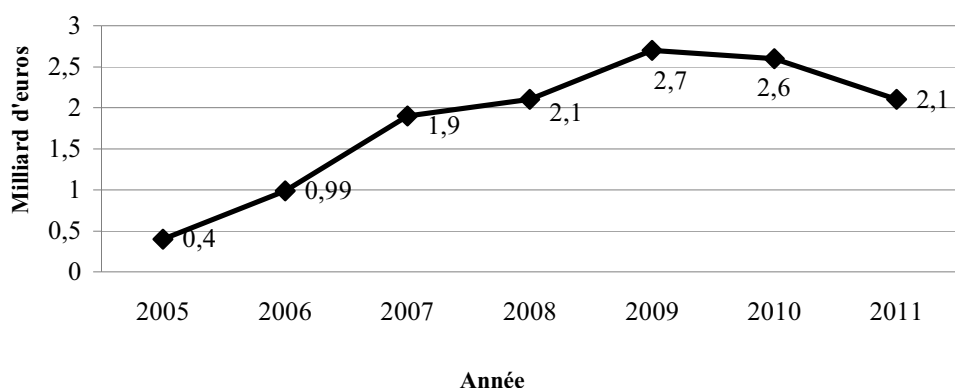
Le **CIDD** consiste en un **crédit d'impôt sur le revenu au titre des dépenses effectivement supportées pour l'amélioration de la qualité environnementale** :

- soit du **logement** dont ils sont propriétaires, locataires ou occupants à titre gratuit et qu'ils affectent à leur habitation principale ;

- soit de logements achevés depuis plus de deux ans dont ils sont propriétaires et qu'ils s'engagent à louer nus à usage d'habitation principale, pendant une durée minimale de cinq ans, à des personnes autres que leur conjoint ou un membre de leur foyer fiscal.

En 2010, il a constitué l'une des plus importantes « niches fiscales » de l'État, pour un coût supérieur à 2,6 milliards d'euros.

Évolution de la dépense fiscale associée au CIDD



Source : commission des finances du Sénat, d'après les chiffres transmis par le ministère chargé du développement durable

La répartition de ce coût est retracée dans le tableau suivant :

**Ventilation du coût budgétaire total du CIDD par équipement par année de dépense
(en millions d'euros)¹**

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Maîtrise de l'énergie (MDE)	chaudière basse température	44	43	37	42	---	---	---	
	chaudières à condensation	41	111	142	249	277	110	110	
	appareils de régulation de chauffage	21	30	30	86	98	65	65	
	isolation thermique parois opaques	2	5	7	169	187	122	122	
	isolation thermique parois vitrées	516	736	941	642	715	282	282	
	calorifugeage	1	1	1	3	3	2	2	
	extension DPE non obligatoire	ε					ε		
	volets isolants	21	30	39	80	92	61	61	
	raccordement réseau ENR	ε					ε		
	récupération eaux pluviales	---	---	---	28	32	21	21	
	Part MDE « surévaluée »	-1,3	-6,8	-94	-201	-232	---	---	
sous total MDE		645	949	1 103	1 098	1 172	663	663	
Énergies renouvelables (ENR)	solaire thermique	35	98	87	118	91	91	82	
	solaire photovoltaïque	2	16	35	182	325	502	202	
	éolien	ε					ε		
	bois biomasse	117	254	247	271	234	160	142	
	PAC	118	318	761	919	556	264	233	
	Part ENR « non ventilée »	67	237	-38	187	248	---	---	
sous total ENR		340	923	1 093	1 676	1 454	1 017	659	
Coût total CIDD		985	1 872	2 196	2 774	2 626	1 680	1 322	

Source : rapport du comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales

De plus, la répartition de la dépense fiscale par équipement fait apparaître que **le montant du crédit d'impôt alloué aux parois vitrées est de loin le plus important** (715 millions d'euros en 2009), suivi des chaudières à condensation (277 millions d'euros) et des toitures (170 millions d'euros).

¹ Pour la période 2005-2009, plusieurs sources de données ont été mobilisées : données DGFIP (dépense fiscale totale et sous-total MDE), enquêtes OPEN et BIIS (volet MDE), Observ'ER (volet ENR) : les chiffres pour les années 2010 et 2011 sont des projections. Par ailleurs, les données correspondent aux années d'engagement des travaux. Par conséquent, la dépense fiscale est constatée sur l'exercice suivant (crédit d'impôt sur l'impôt sur le revenu).

Il est à noter que le CIDD a été « raboté » comme de nombreuses autres niches fiscales en 2011 et 2012 – ce qui explique d’ailleurs en partie la diminution de son coût prévue en 2011. Le tableau suivant indique les nouveaux taux applicables cette année :

Taux applicables	En 2011	À compter de 2012
Cas général	45 %	32 %
Équipements de production d’électricité utilisant l’énergie radiative du soleil	22 %	11 %
Pompes à chaleur (autres que air/air) dont la finalité essentielle est la production de chaleur, à l’exception des pompes à chaleur géothermiques	22 %	16 %
Pompes à chaleur géothermiques dont la finalité essentielle est la production de chaleur	36 %	26 %
Pompes à chaleur (autres que air/air) thermodynamiques dédiées à la production d’eau chaude sanitaire	36 %	26 %
Pose de l’échangeur de chaleur souterrain des pompes à chaleur géothermiques	36 %	26 %
Chaudières et équipements de chauffage ou de production d’eau chaude fonctionnant au bois ou autres biomasses :		
- cas général	22 %	16 %
- en cas de remplacement des mêmes matériels	36 %	26 %

Source : commission des finances du Sénat

Du fait de son succès (et de son coût), ce dispositif est bien identifié et a fait l’objet d’examen. En particulier, le Comité d’évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales (dit « comité Guillaume »), lui a attribué la note de 1 sur 3, soulignant **qu’il atteignait bien le but recherché par le législateur, mais de manière non efficiente**. Le comité a ainsi calculé que :

- **du point de vue environnemental**, il a permis de réduire la consommation d’énergie primaire du parc résidentiel de l’ordre de 8 % entre 2008 et 2010 (15 % du parc résidentiel a été rénové) et que la prorogation du CIDD dans sa forme actuelle, jusqu’en 2020, permettrait de réduire la consommation de l’ordre de 30 % supplémentaires. Toutefois, le rapport souligne le **coût important de la dépense publique rapportée aux émissions de CO₂ évitées** (de 80 à 98 euros par tonne de CO₂), ainsi que l’effet d’aubaine induit pour certains particuliers ;

- **du point de vue de l’innovation**, le CIDD a encouragé le développement de technologies performantes en termes énergétiques, ainsi que la mise en place de certifications et de démarches qualité associées aux équipements fournis. Toutefois, le rapport souligne que le **marché français**

des technologies aidées par le CIDD est mature, et qu'il ne bénéficie pas d'avantages compétitifs par rapport à ses concurrents étrangers.

Du point de vue industriel, enfin, la France est devenue le premier marché européen des pompes à chaleur et des équipements et capteurs solaires thermiques. Le CIDD a ainsi contribué à augmenter le chiffre d'affaires des secteurs liés à la rénovation thermique des bâtiments de 4,8 milliards d'euros par an en moyenne entre 2008 et 2012.

Ces remarques ont été reprises ou développées par plusieurs personnes auditionnées par votre commission d'enquête. Ainsi :

- M. Alain Bazot, président l'association de consommateurs UFC-Que choisir, s'est montré assez critique, relevant des effets d'aubaine dont bénéficient, selon lui, tant les installateurs, qui gonfleraient leur devis et capteraient ainsi une part notable de la dépense fiscale, que les particuliers les plus aisés, qui auraient entrepris ces travaux de toute façon, même sans aide fiscale. À cet égard, la répartition de la dépense en fonction des déciles de revenu montre **que les ménages les plus modestes ont peu bénéficié du dispositif**, ce qui s'explique notamment par le fait qu'ils sont moins souvent propriétaires de leur logement ;

- à l'inverse, Mme Reine-Claude Mader, présidente de la Confédération de la consommation, du logement et du cadre de vie (CLCV), a souligné le caractère indispensable de ces aides et expliqué que, sans elles, de nombreuses personnes qu'elle rencontre par son association n'auraient pas effectué l'opération ;

- Mme Virginie Schwarz, directrice exécutive des programmes de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), a insisté sur le bénéfice environnemental du CIDD. Dans sa réponse écrite à votre rapporteur, l'Agence a rappelé que **le CIDD contribue pour presque deux tiers à l'objectif français de réduction énergétique du parc existant** et constaté que la baisse des taux se traduirait par une diminution de la charge de l'État par tonne de CO₂ évitée. Elle souhaite donc le maintien du crédit d'impôt dans sa forme actuelle – l'extinction du dispositif étant, à ce jour, prévue pour fin 2015.

(2) Un éco-PTZ qui cherche encore sa place

L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ), instauré par la loi de finances pour 2009 et redéfini en loi de finances pour 2012¹, n'a pas rencontré un succès de même ampleur.

Il s'agit d'un **prêt destiné à financer des travaux de rénovation lourde, visant à améliorer la performance thermique des logements utilisés en tant que résidence principale**. Il concerne les copropriétés, les propriétaires bailleurs ou occupants d'une habitation construite avant le 1^{er} janvier 1990.

¹ L'éco-PTZ est codifié à l'article 244 quater U du code général des impôts.

Ce prêt est sans intérêts, d'un montant maximal de 30 000 euros, et d'une durée de dix ans, et il est accordé sans condition de ressources. La durée de remboursement peut être portée à quinze ans à la demande de l'emprunteur. Il est disponible depuis le 1^{er} avril 2009 auprès des établissements bancaires signataires d'une convention avec l'État.

Depuis 2012, la durée de l'éco-PTZ a été portée de dix ans à quinze ans pour les rénovations les plus lourdes. Sont particulièrement concernés les travaux d'installation, de régulation ou de remplacement des systèmes de chauffage, et d'installations d'équipements utilisant une source d'énergie renouvelable.

Il est également possible de cumuler l'éco-PTZ et le CIDD, lorsque le montant des revenus du foyer fiscal n'excède pas un plafond, fixé par décret, dans une limite de 30 000 euros¹.

Le coût de la dépense fiscale était nul en 2009, puisque la liquidation du crédit d'impôt au titre de l'année 2009 n'est intervenue qu'en 2010. L'estimation du coût de la dépense est de 30 millions d'euros en 2010 et de 72 millions d'euros en 2011.

La hausse de son coût s'explique notamment par la montée en charge progressive du dispositif. D'après le rapport du comité Guillaume, en 2017, la dépense totale engendrée par les éco-prêts à taux zéro depuis 2009 devrait atteindre 398 millions d'euros.

L'objectif du Gouvernement était de délivrer 200 000 prêts au cours des deux premières années d'existence du dispositif. Or, seuls 150 000 prêts ont été distribués en 2009 et 2010. Surtout, l'objectif d'atteindre 400 000 prêts à compter de 2013 ne semble pas atteignable, en raison du ralentissement de la demande de prêt en 2011, correspondant à la date de fin de la possibilité de cumuler CIDD et éco-PTZ et dont rend compte le tableau suivant :

Nombre et montant des éco-PTZ par année

	Nombre d'éco-PTZ émis	Montant prêté (en millions d'euros)
2009	70 933	1 197
2010	78 484	1 326
2011	40 658	681
<i>Total</i>	<i>190 075</i>	<i>3 204</i>

Source : Société de gestion du fonds de garantie de l'accession sociale à la propriété (SGFGAS)

¹ Cette faculté existait déjà, en 2009 et en 2010, pour les ménages dont le revenu fiscal n'excédait pas 45 000 euros, en vertu des dispositions du plan de relance de l'économie française.

Là aussi, jusqu'à présent, l'éco-PTZ a surtout bénéficié aux ménages les plus aisés, car ceux-ci sont plus souvent propriétaires de leur logement, et réalisent davantage de travaux pour en améliorer la performance énergétique. De surcroît, il apparaît que **le dispositif profite davantage aux propriétaires de maisons individuelles occupant leur résidence, qu'aux propriétaires bailleurs et aux copropriétés.**

Devant votre commission d'enquête, l'ADEME, reprenant une des conclusions du rapport du comité stratégique du Plan Bâtiment Grenelle¹, présidé par Philippe Pelletier, a souligné que **le produit semble mal promu par les réseaux bancaires**, qui s'estiment insuffisamment rémunérés par rapport au travail que le dispositif engendre pour eux. Les banques considèrent notamment qu'il n'entre pas dans leurs missions de faire la validation technique des projets retenus.

Au global, votre rapporteur estime que **l'État doit continuer d'inciter financièrement les particuliers à améliorer l'efficacité énergétique de leur logement**, tant il s'agit d'un vivier important d'économies d'énergie, et notamment d'électricité.

Cette démarche doit être mise en balance avec le surcroît de recettes fiscales (ou d'enchères de quotas de CO₂) sur l'énergie que devrait encaisser l'État au cours des prochaines années.

En tout état de cause, **l'évaluation de l'efficacité et l'efficience des dépenses engagées doit se poursuivre** afin d'améliorer le caractère optimal de ces dispositifs.

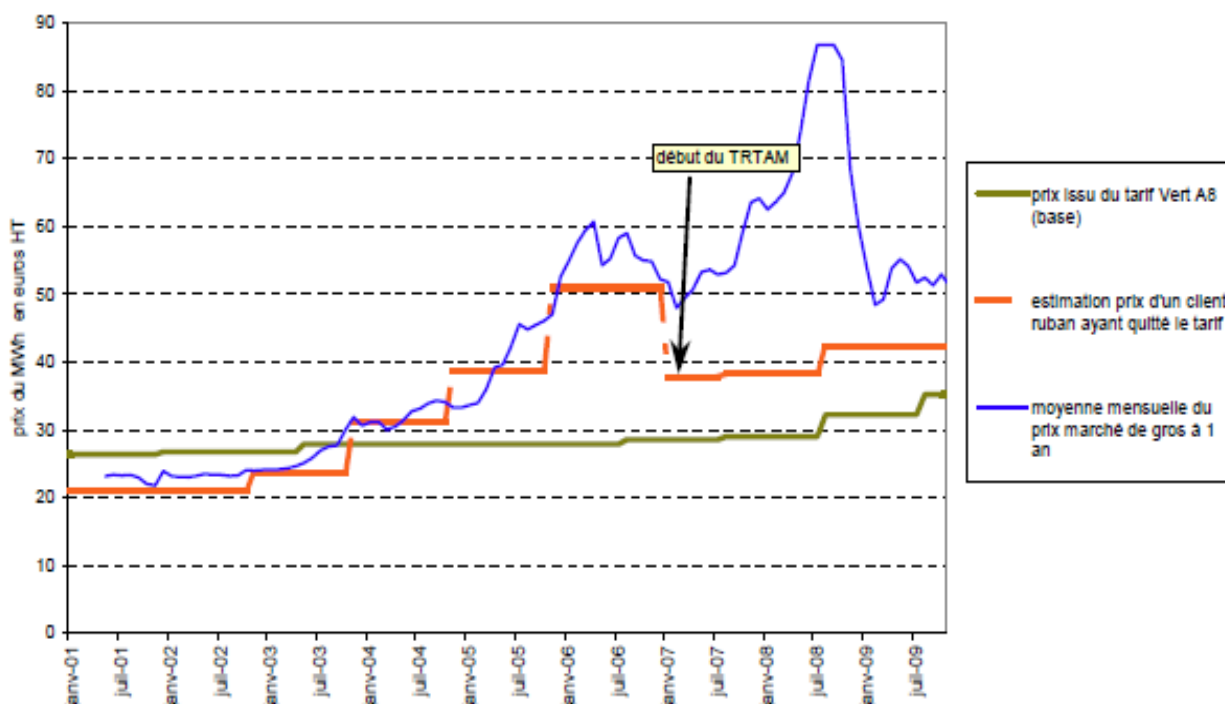
3. La compétitivité des entreprises : une préoccupation constante

La compétitivité des entreprises, en particulier des sites industriels pour lesquels la consommation d'électricité constitue une part significative des charges, est une préoccupation légitime. M. Laurent Chabannes, président de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) l'a naturellement relayée devant votre commission d'enquête lors de son audition, le 21 mars 2012.

Il est intéressant de rappeler que ce souci a pu jouer dans des sens contradictoires au fil du temps, ce que résume le graphique ci-après.

¹ « Pour une meilleure efficacité des aides à la performance énergétique des logements privés », rapport présenté par Philippe Pelletier, président du comité stratégique du Plan Bâtiment Grenelle, le 15 avril 2011.

Évolution comparée des prix de fourniture et marché de gros, hors transport, en euros courants



Source : ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Ainsi, dans les années 1990, les industriels ont compté parmi les principaux promoteurs de la libéralisation du marché de l'électricité, les tarifs réglementés français étant alors supérieurs aux prix du marché libre, du fait des cours alors très bas du pétrole et des autres sources d'énergie d'origine fossile.

Puis, après avoir opté pour le marché libre (sans possibilité de retour aux tarifs réglementés), de nombreux industriels se sont inquiétés de la forte montée des prix de marché, consécutifs à la flambée des cours du pétrole.

Dans un souci de préservation de la compétitivité et de l'emploi, l'article 16 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a créé¹ **un nouveau tarif réglementé, dit « tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM)**, auquel étaient éligibles les clients passés au marché libre de l'électricité. Ce tarif était fixé à **un niveau intermédiaire entre le prix de marché et le tarif réglementé de droit commun qu'il ne pouvait dépasser de plus de 25 %**.

Le niveau de ce tarif « de repentance » était fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie. Son niveau constaté était celui du tarif réglementé de vente hors taxes **augmenté de 23 % pour les tarifs verts**

¹ En insérant un article 30-2 dans la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

(applicables aux gros consommateurs industriels), **20 % pour les tarifs jaunes** (applicables aux sites professionnels de taille intermédiaire) et **10 % pour les tarifs bleus** (applicables aux professionnels dont le volume de consommation est le plus proche de celui des ménages).

Applicable initialement pendant deux ans à compter de la demande du consommateur d'en bénéficier qui devait intervenir avant juillet 2007, le bénéfice du TaRTAM a été prolongé à plusieurs reprises, pour finalement s'éteindre au moment de l'entrée en vigueur de l'ARENH, en juillet 2011.

a) L'ARENH ou comment concilier compétitivité et cadre communautaire contraint

Toutes ces évolutions se sont faites sous le regard attentif de la Commission européenne, qui contestait la compatibilité du fonctionnement du marché français de l'électricité avec le droit communautaire. Elle avait ainsi engagé deux procédures d'infraction contre la France :

- l'une pour **défaut de transposition** de la directive 2003/54/CE précitée et **visant l'ensemble des tarifs réglementés**. Un avis motivé avait été émis à l'encontre de la France dès le 15 décembre 2006 ;

- l'autre au titre de **l'aide d'État** que constitueraient les **tarifs réglementés « verts » et « jaunes » ainsi que le TaRTAM**. Une enquête approfondie avait été ouverte, le 13 juin 2007, à ce sujet.

Ces procédures ont été le moteur de l'élaboration de la loi NOME. Il est d'ailleurs à noter que l'entrée en vigueur de cette loi a conduit Bruxelles à clore le premier litige, le second devant *a priori* suivre la même voie dans les prochaines semaines.

C'est donc désormais **l'ARENH qui, dans un contexte concurrentiel, assure le maintien de prix français de l'électricité compétitifs aux industriels ayant opté pour le marché**. À compter de 2016, cette logique s'appliquera à l'ensemble de cette catégorie de consommateurs, les tarifs réglementés « bleus » et « jaunes » devant disparaître à cette échéance.

Exeltium : un dispositif original d'approvisionnement à long terme d'électricité qui doit prouver sa pertinence après la création de l'ARENH

La mise en place de l'ARENH a sans doute relativisé l'intérêt d'Exeltium, consortium d'industriels électro-intensifs **dédié à la conclusion de contrats d'approvisionnement à long terme en électricité**, autorisé en application des articles 238 *bis* HV à 238 *bis* HZ *bis* dans le code général des impôts (CGI).

Selon ce code, une entreprise est considérée comme **électro-intensive** lorsqu'au titre du dernier exercice clos, le rapport existant entre la quantité d'électricité consommée et la valeur ajoutée était supérieur à 2,5 kilowatt-heures par euro.

Les volumes d'électricité éligibles correspondent, quant à eux, à la consommation annuelle en France des sites vérifiant **trois conditions cumulatives** :

- une consommation du site en heures creuses, c'est-à-dire réalisée entre 20 heures et 8 heures en semaine, ainsi que le samedi et le dimanche, représentant au moins 55 % de la consommation annuelle totale d'électricité ;

- un rapport entre l'énergie consommée au-dessous d'un certain seuil de puissance et cette puissance supérieur ou égal à 8 000 heures, hors arrêts exceptionnels et périodes d'entretien ;

- et une consommation du site donnant lieu au paiement des charges de service public de l'électricité, définies par l'article 5 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

Cette définition concerne un peu plus d'une centaine de sites industriels sur le sol national, lesquels représentent **environ 13 % de la consommation électrique française**.

Au terme de longues discussions avec la Commission européenne, **un accord a été conclu le 14 avril 2010 entre Exeltium et EDF**, les 26 membres du consortium s'étant engagés à acheter environ 150 TWh d'électricité à EDF pour une durée de 24 ans, pour un prix non communiqué mais qui, tout en offrant une visibilité de long terme, demeure, selon Exeltium, « *soumis à des aléas significatifs* ». Les premières livraisons ont commencé en mai 2010.

Alors qu'une « deuxième phase » était prévue pour l'acquisition du complément, la mise en place de l'ARENH, qui offre, comme Exeltium, des conditions favorables d'achat de l'électricité à horizon de quinze ans, a remis en cause ce schéma, comme l'a reconnu M. Laurent Chabannes, président de l'UNIDEN mais également d'Exeltium, devant votre commission.

b) Les évolutions possibles de la CSPE

L'augmentation prévisible des charges de service public de l'électricité d'ici à 2020, détaillée dans la première partie du présent rapport, a conduit votre commission à s'interroger sur l'avenir de la CSPE, en particulier lors de l'audition « pour suite à donner » à l'enquête de la Cour des comptes (*cf.* annexe), le 20 juin 2012.

En effet, la Cour des comptes a suggéré plusieurs pistes pour faciliter le financement de l'augmentation à venir de la production d'électricité d'origine renouvelable, notamment l'élargissement de l'assiette de la CSPE (que la Cour tend d'ailleurs à considérer comme une véritable imposition) ou la révision des règles de plafonnement de la contribution.

Le régulateur et la DGEC n'ont pas souhaité se prononcer sur une éventuelle extension de la CSPE à d'autres sources d'énergie, seul EDF approuvant explicitement cette hypothèse.

Quant à la question des règles de plafonnement, elle n'a été que peu évoquée lors de l'audition. À cet égard, il convient de rappeler que la poursuite d'une exigence de compétitivité a conduit le législateur à instaurer un **plafonnement de la CSPE**, ou, plus précisément, un double plafonnement :

- d'une part, à **550 000 euros par site de consommation**¹ ;
- d'autre part, à **0,5 % de sa valeur ajoutée par toute société industrielle consommant plus de 7 gigawatt-heures d'électricité par an**².

Il est clair que de telles dispositions aboutissent à mettre les plus gros consommateurs d'électricité à l'abri des augmentations à venir de la CSPE, et donc notamment du financement du développement de l'électricité d'origine renouvelable. Cette charge devra donc être reportée sur l'ensemble des autres consommateurs (le mécanisme actuel ne permettant plus, à terme, de la faire peser sur EDF sous forme d'arriérés, *cf. supra*).

Pour sa part, votre rapporteur tient à rappeler que **la loi du 10 février 2000 a bien conçu la CSPE comme une contribution** devant compenser strictement et à l'euro près les charges de service public pour les personnes chargées de les supporter (en l'occurrence EDF et les ELD). Elle ne devrait donc pas relever du débat politique (à l'inverse de la politique énergétique qui est à l'origine des charges de service public) mais, à la limite, **d'un « calcul d'honnête notaire »**, la CRE ayant vocation à tenir ce rôle. Les règles définies dans le cadre de la loi de finances pour 2011 sont satisfaisantes de ce point de vue, une éventuelle carence du ministre dans la réévaluation de la CSPE pouvant désormais être surmontée par le régulateur. Dans le même esprit, **il n'est pas illogique de cantonner cette contribution à la seule électricité**.

Pour ce qui concerne le plafonnement, au vu de l'enjeu de la compétitivité et en l'absence d'étude d'impact précise sur ce sujet, votre rapporteur ne préconise pas l'abandon de ce dispositif. Néanmoins, **son calibrage devrait probablement être réexaminé dans les prochaines années, au fur et à mesure de la montée en charge de la CSPE**. En particulier, **le niveau du plafond exprimé en euros pourrait évoluer chaque année dans les mêmes proportions que la contribution elle-même**, ce qui ferait participer chacun à l'effort national sans pour autant créer un choc sur la compétitivité de l'industrie française.

Enfin, votre rapporteur juge très intéressante la piste évoquée dans le rapport de la Cour des comptes qui consisterait à transférer l'obligation d'achat d'électricité de certaines filières d'EDF et des ELD vers le gestionnaire de réseau de transport (RTE). En effet, le système actuel peut fausser le marché, à la fois en forçant un acteur dominant (EDF) à acheter de l'électricité à ses concurrents et en faisant peser sur lui des coûts injustifiés.

¹ Article 37 de la loi n° 2010-1657 du 29 décembre 2010 de finances pour 2011. Auparavant, le plafond était de 500 000 euros.

² Article 67 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

De ce point de vue, RTE, qui est hors du champ concurrentiel, serait un acteur beaucoup plus neutre et naturellement au cœur du service public de l'électricité.

B. COMMENT FINANCER LES COÛTS DU RENFORCEMENT ET DE L'ADAPTATION DU RÉSEAU ?

Votre commission a insisté sur les perspectives ouvertes par l'apparition de nouvelles technologies au niveau des réseaux et le développement des énergies renouvelables. S'agissant de tarifs étroitement surveillés par les autorités publiques, il existe une certaine latitude pour répartir les charges supplémentaires entre les agents économiques : consommateurs finaux, entreprises (encore faut-il préciser lesquelles ?) ou contribuables, sachant qu'il faudra arbitrer entre des considérations d'égalité devant un bien qui reste un service collectif et non pas un produit marchand comme les autres.

1. L'ajustement indispensable du TURPE

La CRE a commencé à travailler sur la structure du prochain tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, le TURPE 4, qui sera applicable à partir de 2013 pour environ quatre ans. Elle a notamment lancé, en mars 2012, la consultation publique sur ce sujet.

a) Le timbre de soutirage

(1) L'introduction d'un tarif horo-saisonnalisé

Dans la consultation publique qu'elle a lancée, la CRE propose une nouvelle structure tarifaire de la composante soutirage du TURPE, en introduisant une variation du tarif selon la période de consommation.

Ce dispositif ferait varier à la hausse, par rapport au TURPE 3, la facture des consommateurs ayant une courbe de charge fortement corrélée à la courbe de charge du système, et inversement, ferait baisser la facture des consommateurs ayant une courbe de charge régulière ou centrée sur les heures « creuses ».

Comme le résume la CRE dans son document, « *le rôle de la tarification serait idéalement de répercuter de la façon la plus transparente possible les coûts générés* », et ainsi de contribuer à la maîtrise des pointes de consommation.

Votre commission soutient cette proposition, à même d'envoyer un meilleur signal-prix aux consommateurs.

(2) La mise en place d'une part fixe importante dans le TURPE

Dans son souci que les tarifs reflètent le coût réel de l'électricité, votre commission s'est également posé la question de mettre en place dans le TURPE une part fixe importante. Son objet serait de refléter le fait que les coûts de réseau sont essentiellement des coûts fixes : le réseau doit être dimensionné pour les périodes de pointe, même si elles ne correspondent qu'à quelques heures dans l'année.

Elle a cependant renoncé à une telle proposition pour plusieurs raisons. Tout d'abord, dans l'hypothèse où se généraliserait une différenciation des prix de l'électricité en fonction de l'heure et de la période de consommation, donner trop d'importance à la part fixe des coûts de réseau conduirait à étouffer cette variation de prix et donc à affaiblir le signal-prix pour le consommateur.

D'autre part, une part fixe trop importante conduirait à diminuer l'incitation aux investissements dans les mesures d'efficacité énergétique, en limitant la baisse de la facture d'électricité due à une baisse de la consommation.

Enfin, les pertes sur les réseaux, qui représentent 20 % des charges de RTE, sont directement liées à l'énergie consommée en aval.

(3) Un aménagement souhaitable du tarif pour le stockage de l'électricité

Votre commission s'est montrée soucieuse d'encourager le développement des solutions de stockage de l'électricité. Comme on l'a vu précédemment, le TURPE représente à lui seul 22 % des charges d'exploitation d'une STEP, contre 33 % pour les achats – dont l'électricité – et charges de personnel. Se pose donc la question de l'aménagement du TURPE pour ces installations.

Interrogée sur ce point par votre rapporteur, la DGEC a indiqué à votre commission qu'elle était consciente de ce problème mais a estimé que le futur marché de capacité pourrait y apporter une solution.

La mise en place d'une horo-saisonnalité dans le TURPE 4 pourrait apporter un autre élément de réponse, en étant favorable aux installations de stockage, qui consomment de l'électricité lors des heures de creux de consommation.

b) Vers un timbre d'injection modulable

La CRE envisage de faire évoluer la composante injection du TURPE, afin d'assurer une meilleure coordination entre les investissements dans les capacités de production et les investissements de réseau.

Faire varier cette composante en fonction de l'emplacement géographique du producteur permettrait de tenir compte des coûts de réseau associés à sa localisation.

Actuellement, la composante injection du TURPE est extrêmement basse – 19 c€ le MWh – et n'est pas différenciée géographiquement. Certes, les coûts de raccordement sont désormais à la charge des producteurs, mais ce n'est pas le cas des coûts de renforcement du réseau. Le signal-prix qui est envoyé est donc incomplet et n'envoie pratiquement aucune incitation aux producteurs dans le choix de la localisation de leur implantation.

La différenciation géographique du tarif d'injection permettrait d'apporter une solution à ce problème. La CRE imagine même que certaines zones, en situation de sous-production, puissent se voir appliquer un timbre d'injection négatif.

Cette proposition de la CRE a notamment été soutenue par l'ANODE devant votre commission, par la voix de son président M. Fabien Choné : *« Nous sommes donc favorables à la proposition de la Commission de régulation de l'énergie, qui procède actuellement à une consultation sur le prochain tarif d'accès au réseau, de mettre en œuvre un « timbre d'injection. [...] Les producteurs, par la localisation de leurs équipements et leur programme de fonctionnement, influent directement sur la structure des coûts du réseau, mais également sur l'importance des pertes. [...] S'il existait une tarification de l'accès au réseau pour les producteurs, on pourrait influencer sur le plan global de production du parc français, et donc réduire les pertes dans notre pays ».*

Votre commission ne peut qu'être favorable à une meilleure imputation des coûts réels générés, cette logique correspondant à son objet même.

Elle tient cependant à rappeler son attachement au principe de la « tarification timbre poste » pour le soutirage, c'est-à-dire que le tarif soit identique quelle que soit la distance parcourue par l'énergie électrique, et à la péréquation géographique, c'est-à-dire que ce tarif soit identique pour tous les consommateurs, quelle que soit leur localisation.

Elle souligne aussi la nécessité que le TURPE 4 prenne en compte d'une façon ou d'une autre l'apport bénéfique pour le réseau des installations de stockage de l'énergie.

2. Linky : est-il suffisamment évolué pour être déployé sans délai ?

Lors de la présentation de la notion de « smart grid », votre rapporteur a évoqué le projet de déploiement du compteur intelligent porté par ERDF, connu sous l'appellation de Linky. Les auditions auxquelles a procédé votre commission, ont montré que les avis des différentes parties prenantes à ce projet étaient partagés.

a) Le processus de mise en place du compteur intelligent

Le déploiement du compteur Linky s'inscrit dans un contexte législatif européen et national :

- le « troisième paquet énergétique » européen¹ a prévu qu'au moins 80 % des clients d'électricité seraient équipés de systèmes intelligents d'ici à 2020. La mise en place de ces systèmes peut toutefois être subordonnée à une évaluation coût/bénéfice ;

- la loi de programmation dite « Grenelle I » du 3 août 2009 a prévu pour sa part « *la généralisation des compteurs intelligents afin de permettre aux occupants de logements de mieux connaître leur consommation d'énergie en temps réel et ainsi de la maîtriser* ».

La France a lancé rapidement le processus en menant une expérimentation sur près de 300 000 compteurs en 2010 et 2011.

À la suite de cette expérimentation, dont les résultats ont été jugés positifs par la Commission de régulation de l'énergie, et du rapport du Comité de suivi présidé par MM. Jean-Claude Lenoir, alors député, et Ladislav Poniatowski, sénateur², la généralisation du déploiement du compteur a été décidée le 28 septembre 2011 par M. Éric Besson, alors ministre de l'Industrie, de l'énergie et de l'économie numérique.

Il s'agit d'un projet industriel de grande ampleur :

- les nouveaux compteurs devront être déployés sur les 35 millions de sites raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité ;

- les gestionnaires de réseau et les fournisseurs devront établir des systèmes de transmission rapides et fiables.

b) Des divergences sur l'estimation du coût du projet

Lors de son audition devant la commission d'enquête, Mme Michèle Bellon, président d'ERDF, a estimé à 4,5 milliards d'euros le budget nécessaire au déploiement complet du projet, considérant que les gains occasionnés pour le gestionnaire du réseau de distribution – notamment sur les interventions, les déplacements, la relève, mais également sur les pertes – compenseraient, sur 20 ans, les coûts de déploiement.

Deux solutions de financement sont envisagées par ERDF :

- le coût peut être imputé sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ;

¹ Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

² Rapport du comité de suivi de l'expérimentation sur les compteurs communicants, septembre 2011. Ce comité a été réuni en mai 2011 par M. Éric Besson, alors ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique et présidé par MM. Jean-Claude Lenoir, alors député, et Ladislav Poniatowski, sénateur.

- le projet peut être financé par emprunt, ce qui, selon l'entreprise, nécessite vis-à-vis des établissements de prêt une garantie sur les flux financiers d'ERDF pendant la durée du projet.

De son côté, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), à travers la voix de son président, M. Xavier Pintat, s'est inquiétée d'une éventuelle sous-estimation du coût du déploiement de Linky.

M. Pintat a, tout d'abord, rappelé les propos de M. Proglia, président-directeur général d'EDF, qui annonçait un coût unitaire de 200 à 300 euros. Ce qui porterait le coût du déploiement à 8 à 10 milliards d'euros, soit le double de l'estimation d'ERDF. Il a évalué les gains de productivité pour le distributeur à 1,2 ou 1,3 milliard d'euros : dans cette hypothèse, le besoin de financement deviendrait très important et pèserait inévitablement sur le TURPE.

De plus, la FNCCR estime que les surcoûts du déploiement en zone rurale ont été sous-estimés : « *Le plan de développement validé par la CRE indique un temps de pose de 30 minutes, mais on constate, sur les territoires d'expérimentation, qu'il est en fait proche de 47 minutes en zone urbaine et de 60 minutes en zone rurale* ».

Votre commission s'inquiète d'un éventuel doublement des coûts de déploiement du compteur Linky et exprime son souci que ce déploiement ne soit pas un facteur d'augmentation du TURPE et que soit respecté l'engagement d'un déploiement « transparent » pour le consommateur.

Elle comprend également le souhait d'ERDF d'obtenir une garantie sur les flux financiers sur toute la durée d'un éventuel emprunt, mais souligne que le déploiement du compteur Linky ne doit pas aboutir à un renouvellement de fait des concessions.

c) Le débat sur les fonctionnalités de Linky

(1) Des avancées certaines

Ce compteur communicant permettra tout d'abord de faire véritablement rentrer la France dans le système des réseaux intelligents. Le gestionnaire du réseau pourra connaître, en temps réel, la consommation et donc piloter le réseau beaucoup plus précisément qu'actuellement, ce qui facilitera entre autre l'intégration de la production d'origine renouvelable.

De même, il permettra de développer le pilotage de la demande. Les fournisseurs d'électricité auront la possibilité de proposer à leurs clients des grilles tarifaires plus fines, modulées selon les saisons et l'heure de consommation, ce qui contribuera à envoyer un signal-prix plus approprié aux consommateurs. Cette incitation sera renforcée par la possibilité pour les

consommateurs d'accéder à des données précises et en temps réel sur leur consommation. Linky permettra également un pilotage différencié de nombreux équipements – huit réseaux différents au total contre un seul actuellement – et notamment du chauffage et des ballons d'eau chaude.

D'autre part, Linky apportera des avantages pratiques. Beaucoup d'interventions – comme la relève des compteurs, le changement de puissance et de fournisseur ou la mise en service – pourront être faites à distance : les consommateurs n'auront plus à être présents et leurs demandes pourront être satisfaites dans de meilleurs délais. De son côté, ces interventions à distance permettront au gestionnaire de réseau de faire des gains de productivité. Il pourra également facturer en se fondant sur des données réelles et non plus sur des estimations.

(2) Les critiques des associations de consommateurs

Votre commission a souhaité entendre l'avis des associations de consommateurs sur la question et a auditionné M. Alain Bazot, président d'UFC-Que Choisir, et Mme Reine-Claude Mader, présidente de la Confédération de la consommation, du logement et du cadre de vie (CLCV).

M. Bazot a exprimé auprès de votre commission la déception qu'inspirait à son association le compteur Linky : « *nous passons à côté d'un rendez-vous historique de maîtrise de la consommation par l'ensemble des ménages !* ».

L'UFC-Que Choisir reproche au compteur d'ERDF d'avoir avant tout été pensé pour le gestionnaire de réseau et non pour le consommateur. En se basant sur des études menées aux États-Unis, M. Bazot a indiqué à votre commission que pour qu'un consommateur soit réellement incité à réduire sa consommation, il faut qu'il soit en mesure d'obtenir une information en temps réel et surtout sur place, de manière visible. « *Ce n'est pas une consultation du niveau de la consommation sur Internet qui permettra le mieux d'y parvenir.* »

Or, le compteur Linky permet bien de disposer d'une information en temps réel, mais pour pouvoir disposer facilement de cette information, c'est-à-dire au moyen d'un affichage facilement accessible, les consommateurs devront investir dans des boîtiers supplémentaires. L'UFC-Que choisir en déduit que le nombre de personnes qui pourront dès lors réellement moduler leur consommation sera limité et réduit aux personnes en ayant les moyens : « *pour consommer moins, il faudra payer plus !* ».

De son côté, Mme Mader s'est inquiétée du niveau technologique de Linky et s'est demandé s'il ne serait pas préférable d'attendre l'arrivée de compteurs plus performants : « *il ne faudrait pas que nous revivions l'épisode du Minitel, qui, s'il a été un très bon outil, a néanmoins bloqué pendant un certain temps l'arrivée de l'informatique dans les foyers* ».

Votre commission a longuement débattu des avantages et des inconvénients du compteur Linky.

Certains de ses membres ont souhaité rappeler que les fonctionnalités du compteur avaient fait l'objet d'une large consultation, que sa conception permettait des mises à jour à distance de son logiciel interne et donc la mise en place de nouvelles fonctionnalités, ou encore que le modèle Linky actuel ne représentait qu'un tiers environ du total des compteurs qu'il faudra installer, ce qui permettra la mise en place de compteurs progressivement plus performants, au fur et à mesure du processus de déploiement.

Mais d'autres membres de votre commission ne peuvent qu'être dubitatifs sur l'opportunité de déployer un compteur qui ne permettra pas aux consommateurs de suivre facilement leur consommation électrique, et donc de la maîtriser, de manière notamment à l'effacer en période de pointe.

Votre rapporteur considère que la question d'un moratoire sur le déploiement de Linky peut se poser, après consultation des acteurs concernés.

C. INSÉRER CES ÉVOLUTIONS DANS UNE NOUVELLE DYNAMIQUE TERRITORIALE

Les changements de comportements induits par l'attitude plus responsable que votre rapporteur appelle de ses vœux, seront d'autant plus facilement acceptés qu'ils pourront s'insérer dans une logique collective voire communautaire, de nature à inciter les agents à prendre en main leur devenir énergétique. Les collectivités locales ont un rôle essentiel à jouer à cet égard, comme en témoignent des expériences très probantes à l'étranger mais aussi sur le territoire national.

1. Encourager l'autonomie énergétique

Les progrès de la technologie, dont on est conscient de ce que leur degré de maturité » est très variable et parfois lointain, permettent de développer le sens des responsabilités des acteurs sur le terrain.

a) Promouvoir une logique de « consom'acteur » individuelle et collective

On a vu que la production serait moins facile à maîtriser, puisqu'elle intégrerait une production centralisée, une production décentralisée et intermittente et, éventuellement, une production issue de moyens de stockage centralisés ou non. Pour répondre à cette nouvelle contrainte, les technologies des réseaux intelligents permettent de se doter, à côté du pilotage de l'offre, d'un second levier d'action, jusque-là peu utilisé dans le système traditionnel : le pilotage de la demande.

La logique des réseaux intelligents est de transformer le consommateur du réseau traditionnel en un acteur – un « consom'acteur »

selon l'expression consacrée – responsabilisé et informé, grâce aux nouvelles technologies, capable d'agir sur sa consommation.

Le consommateur sera amené ou incité à lisser sa consommation au cours du temps, afin de réduire la puissance appelée lors des pointes. Au-delà de l'effacement, votre commission a pu constater que certains dispositifs permettaient d'étaler dans le temps une consommation électrique et de l'optimiser : lors de sa visite de l'INES, la délégation de votre commission a pu observer le système de recharge des véhicules électriques : chaque utilisateur branche son véhicule en arrivant le matin et indique à quelle heure il souhaite disposer de son véhicule rechargé. Le système calcule ensuite, pour l'ensemble du parc de véhicules, la meilleure organisation en termes de rechargement pour avoir le plus faible appel en puissance possible, tout en répondant aux attentes des usagers.

Outre cette question des pics de demande, ces nouvelles technologies permettront également au consommateur de mieux gérer sa consommation et donc de réaliser des économies d'énergie – et non juste de décaler dans le temps des usages –, contribuant ainsi à l'objectif de diminuer de 20 % la consommation d'énergie de la France d'ici à 2020.

Ceci est possible grâce à l'installation, par exemple, de dispositifs de pilotage des bâtiments, qui permettront en fonction des données connues sur son utilisation, d'optimiser le fonctionnement de l'air conditionné, du chauffage et de l'éclairage, afin d'éviter les gaspillages.

D'autre part, le fait de fournir au consommateur une information plus fine sur la consommation – et éventuellement sur son coût – peut aussi participer aux économies d'énergie en modifiant son comportement. Une étude portant sur les États-Unis et sur l'Europe a montré que l'accès en temps réel aux informations de consommation sensibilise le consommateur et pourrait permettre une réduction de l'ordre de 5 à 15 % de la consommation électrique, contre 0 à 10 % dans le cas d'un accès différé aux informations, *via* la facture classique par exemple. Tel est un des enjeux du déploiement du compteur intelligent Linky.

b) L'importance déterminante des initiatives locales

(1) Le modèle énergétique nordique : un exemple à suivre

Les sagas de certaines municipalités sont nombreuses et certaines ont fait l'objet d'une large médiatisation. Le cas de la ville de Samsø au Danemark devenue en 15 ans un paradis des énergies renouvelables, est tout à fait emblématique.

Rappelons que cette ville avait été, en 1997, choisie pour devenir la première « île de l'énergie renouvelable » au Danemark. Aujourd'hui, c'est un succès : grâce à leurs éoliennes, les habitants de l'île produisent plus d'électricité qu'ils n'en consomment. Ils se chauffent au soleil, au bois et à la paille. Quand le soleil manque, un brûleur à copeaux de bois prend le relais.

Environ 60 % des maisons de l'île sont désormais connectées au réseau de chauffage urbain. Les foyers, trop éloignés pour en bénéficier, ont reçu la visite gratuite d'experts, venus leur exposer des solutions alternatives.

Tout n'a pourtant pas été si facile. L'île a bien tenté de se lancer dans la fabrication du biogaz mais le projet a échoué. Cela dit aujourd'hui les voitures électriques sont nombreuses et les tracteurs fonctionnent au biodiesel produit à partir de plantes de colza cultivées sur l'île !

Les 21 éoliennes ont été financées par la population locale. Samsø exportant vers le reste du Danemark l'électricité produite par ses dix éoliennes *offshore*, dont la moitié appartient à la municipalité. Søren Hermansen, le porte-drapeau du projet avait territorialisé le slogan écologiste « Penser globalement et agir localement » en « Penser localement et agir localement ».

Mais on aurait pu aussi mentionner les cas de villes suédoises. Ainsi Enebyberg, au nord de Stockholm se veut exemplaire : dans de nombreuses habitations, on se chauffe au solaire depuis plus de dix ans. Des panneaux sur les toits récupèrent la chaleur qui est ensuite stockée dans le granit à 65 mètres de profondeur. Ce dispositif fournit 60 % des besoins en chauffage et en eau chaude. Ponctuellement, un complément de chauffage électrique est mis en œuvre en cas de grand froid.

À Stockholm et dans ses environs, on promeut des éco-quartiers, qui développent des solutions originales comme le chauffage par les eaux usées. Ici, la municipalité veut mettre en place une conception très en pointe du « *smart grid* » (*cf. infra*) dans lequel, notamment, chaque maison fournit sa propre électricité dont elle réinjecte le surplus dans le réseau.

Plus généralement, la Suède veut se libérer des énergies fossiles. Alors que dans les années 70, elle chauffait ses immeubles avec 80 % de fuel, aujourd'hui, ce chiffre n'est plus que de 10 %. Ce résultat a été obtenu par un développement très volontariste des réseaux de chaleur et l'utilisation systématique de la biomasse et des déchets, devenus, en quelque sorte, un nouvel « or vert ».

Si votre rapporteur a tenu à évoquer ces initiatives après avoir entendu M. Gérard Magnin, délégué général et fondateur de l'Association européenne *Energy Cities*, c'est pour étayer sa conviction du rôle tout à fait déterminant pour le développement des énergies renouvelables des collectivités territoriales. Les économies d'énergie, tout comme la production d'« énergies vertes », supposent une mobilisation de la population et une adaptation au terrain qui font des collectivités l'acteur par excellence du développement durable en matière énergétique. Tel est aussi l'enseignement majeur du déplacement que votre rapporteur a effectué dans le département de la Somme.

(2) Les vertus de la production décentralisée : l'exemple de Montdidier

(a) Des initiatives locales pionnières intéressantes

L'opération « ville pilote en maîtrise de l'énergie » menée depuis neuf ans par la commune de Montdidier, dans la Somme, offre une illustration intéressante des résultats prometteurs pouvant être obtenus par certaines collectivités territoriales, y compris de taille modeste.

Cette commune rurale de 6 205 habitants, visitée par une délégation des membres de la commission d'enquête, est en effet parvenue, entre 2004 et 2008, à stabiliser la consommation électrique de ses usagers domestiques. Le gain moyen de consommation que cette commune estime avoir ainsi obtenu, en quelques années, serait de l'ordre de 5 à 6 %.

Cette maîtrise de la demande d'énergie a été rendue possible par la mise en œuvre d'un programme d'actions audacieuses, que la ville de Montdidier n'est certes pas la seule à avoir initié, mais qui n'en demeure pas moins susceptible d'inspirer, votre rapporteur en est convaincu, un certain nombre de communes françaises non encore engagées dans ce type de démarches.

La première de ces actions a consisté à mettre en place un système d'aides financières destinées à faciliter l'acquisition, par les clients domestiques de la régie communale d'électricité de Montdidier, d'équipements de chauffage et de production d'eau chaude performants, tels que chauffe-eau solaires individuels, pompes à chaleur ou encore chaudières au bois. Ces aides sont supportées financièrement par la municipalité, la communauté de communes du canton et la régie communale de Montdidier.

Une démarche active d'information a très certainement aidé, par ailleurs, à sensibiliser les clients domestiques de la régie communale de Montdidier à la problématique de la maîtrise de la consommation d'énergie électrique. Les clients de cette régie peuvent, en effet, bénéficier d'analyses personnalisées, et surtout gratuites, de leurs consommations électriques, mais aussi de conseils et d'informations portant sur l'isolation de leurs logements ou sur le choix d'appareils de chauffage performants. Un outil destiné à analyser la rentabilité financière d'une installation photovoltaïque est également mis à la disposition des foyers montdidériens intéressés par cette technique.

Des outils personnalisés d'information sont également mis à disposition des clients professionnels de la régie communale.

Les actions entreprises à Montdidier n'ont pas seulement concerné les clients de la régie. Des mesures destinées à réduire la consommation électrique des équipements publics ont également été entreprises.

À titre d'exemple, la mise en place de réducteurs de puissance sur les circuits d'éclairage publics les plus consommateurs ont permis de réduire

considérablement les consommations électriques (90 MWh par an, soit une baisse annoncée de 10 % du coût de l'éclairage public sur dix ans), tandis que la réhabilitation thermique de l'ensemble des écoles maternelles et élémentaires de la ville (isolation des toitures, des murs...) devrait permettre d'atteindre une économie de 985 MWh par an (pour un coût de travaux estimé en 2008 à 1,2 million d'euros).

L'exemple de Montdidier tend, en définitive, à démontrer que même des collectivités de taille modeste peuvent initier, avec succès, des démarches actives de maîtrise de la demande d'énergie, en complément d'incitations nationales. La taille relative d'un territoire peut même présenter un certain intérêt pour initier de telles démarches, le rapport plus direct avec les services et les élus locaux pouvant faciliter l'accès aux informations et, *in fine*, générer une réelle dynamique entraînant les habitants et les acteurs économiques.

(b) Une opération pilote

L'opération « ville pilote en maîtrise de l'énergie » a par ailleurs permis à la commune de Montdidier de développer, de façon originale en France, des moyens de production électrique autonomes, à base de ressources renouvelables exploitées localement.

Un tel développement n'aurait sans doute pas été possible sans le partenariat, né d'un accord-cadre conclu lors du lancement de cette opération en 2004, entre la commune, le Conseil régional de Picardie, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et la régie communale de Montdidier.

La présence originale de cette régie communale (créée le 14 août 1925 par la commune), fournisseur d'électricité et gestionnaire de réseaux sur le territoire de Montdidier, mais également chargée de la réalisation des travaux neufs et de l'entretien du réseau d'éclairage public pour le compte de la ville, a par ailleurs contribué au développement de l'autonomie énergétique de cette dernière.

S'étant fixé l'objectif ambitieux d'atteindre 100 % de production d'électricité par énergie renouvelable en 2020, la commune de Montdidier a pu profiter de l'expertise et du soutien financier du Fonds européen de développement régional (FEDER), de la région Picardie, du Conseil général de la Somme, de l'ADEME et de la régie communale pour faire avancer plusieurs projets phares en matière de production autonome d'électricité :

- création, pour un montant d'investissement s'élevant à 1 830 000 euros hors taxes, d'un réseau de chaleur alimenté par une chaufferie mixte bois/gaz naturel, mise en service en 2008, assurant l'alimentation énergétique du centre hospitalier, d'un établissement d'hébergement pour les personnes âgées dépendantes (EHPAD), d'un lycée, d'un collège et d'une école, et grâce à laquelle la commune estime obtenir 18 % d'économie, en moyenne, sur les charges de chauffage ;

- production d'électricité par énergie solaire grâce à l'installation de plusieurs centrales photovoltaïques, sur le toit d'une école, de la chaufferie bois, d'une station d'épuration et au sol de la régie, pour un coût total de 1 050 758 euros hors taxes, générant une production annuelle de 3 702 MWh ;

- construction, sur le territoire de la commune, du premier parc public éolien développé en France ; constitué de quatre éoliennes mises en service le 1^{er} juin 2010, ce parc a produit 16,5 GWh en 2011, soit la moitié de la consommation annuelle de la ville.

S'il est certain que le modèle de Montdidier ne saurait être exporté sur l'ensemble du territoire français, puisque reposant sur un contexte somme toute assez particulier, il n'en reste pas moins que les actions innovantes entreprises par cette commune témoignent du fait qu'il n'est pas impossible d'améliorer l'autonomie énergétique au niveau local tout en valorisant le développement d'énergies renouvelables. Ces initiatives locales sont souvent liées à la présence de régies locales, donc à une maîtrise politique faite par les élus locaux de leur stratégie énergétique.

2. Vers un nouveau modèle territorial des politiques de l'électricité ?

L'égalité des prix de l'électricité entre tous les consommateurs au niveau national, qui n'est pas le modèle général en Europe comme a pu le constater votre commission, est une caractéristique essentielle et profondément inscrite dans les traditions françaises : elle favorise une certaine égalité entre les territoires qu'il n'est pas question de remettre en cause.

La péréquation n'est toutefois pas, comme on vient de le voir, synonyme d'une inaction des collectivités territoriales et des associations locales. Elle ne peut pas non plus être invoquée par l'administration centrale ou les grands opérateurs pour justifier une centralisation de toutes les décisions prises en matière énergétique.

Certains choix peuvent en effet être effectués de manière plus efficace au niveau local, où un lien plus direct peut être établi entre les administrations locales, les producteurs et les consommateurs. Une collectivité locale, *via* une « équipe énergie », peut apporter un conseil personnalisé aux consommateurs pour réduire leur facture d'énergie d'une manière adaptée aux modes de vie. M. Xavier Pintat, sénateur, en sa qualité de président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), a ainsi signalé à votre commission que la plupart des syndicats d'électricité développent une compétence en matière d'audit énergétique. C'est également au niveau local que peuvent s'identifier certaines utilisations possibles d'énergies renouvelables telles que la géothermie. Les collectivités et leurs groupements jouent enfin un rôle important dans la lutte contre la précarité énergétique.

Les collectivités, propriétaires des réseaux de distribution d'électricité, assument également une part de l'investissement sur les réseaux :

M. Pascal Sokoloff, directeur général de la FNCCR, a estimé devant votre commission que « *le volume global des investissements des collectivités concédantes s'élève à 1 milliard d'euros, montant à comparer aux investissements d'ERDF, qui sont de l'ordre de 2,5 milliards à 3 milliards d'euros* ».

D'autre part, au cours de ses auditions, votre rapporteur a constaté que certaines collectivités s'interrogeaient sur le cadre juridique réglementant leurs relations avec ERDF, en regrettant que les relations contractuelles entre concessionnaire et concédant soient déséquilibrées, au bénéfice du second.

Ainsi, M. Denis Baupin, adjoint au maire de Paris, chargé du développement durable, de l'environnement et du plan climat, qui préside également depuis 2001 la Commission supérieure de contrôle de la concession de distribution d'électricité, regrettait devant votre commission le manque de transparence dont faisait preuve ERDF, à la fois dans les informations transmises à l'autorité concédante et dans la gestion financière. Sur ce dernier point, M. Baupin a souligné que 650 millions d'euros « *avaient disparu* » sur le milliard d'euros de provisions, engrangé par la concession parisienne de distribution en 2000, sans que cette somme ait été investie dans le réseau, et s'est inquiété que cette somme ait pu être remontée à la maison mère au lieu de bénéficier aux Parisiens, « *sans que la collectivité ait été à aucun moment associée, informée de ce qui était en train de se passer* ». De plus, lors de leur audition par votre rapporteur, Mme Catherine Dumas, directeur général adjoint du Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC) et M. Laurent Georges, directeur général administratif chargé du suivi des concessions électricité de ce syndicat, ont fait des constats allant exactement dans ce sens.

a) La centralisation de la gestion de l'électricité en France : un héritage de l'après-guerre, récemment remis en cause

Le rôle des collectivités est toutefois limité par la centralisation de la politique énergétique en France. Or, cette centralisation, il faut le remarquer, n'a pas toujours été de mise.

L'électrification a été d'abord le fait d'initiatives locales, celles des compagnies d'électricité et, notamment dans les campagnes, celles des communes qui se sont impliquées pour garantir à la fois l'éclairage public et la fourniture d'électricité dans des zones où les entreprises privées n'allaient pas spontanément.

La centralisation de la gestion du réseau au sein d'un opérateur unique est apparue au sortir de la Seconde Guerre mondiale : la loi n° 49-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a créé EDF, nouvel établissement public, en intégrant un grand nombre de sociétés de production, de distribution et de transport d'électricité. La création d'un grand opérateur d'État a permis, dans les années de reconstruction de la France, de

fournir au pays le réseau électrique de qualité et les installations de production qui ont ensuite soutenu l'activité du pays pendant les Trente Glorieuses.

Cette centralisation n'est donc ni universelle – de nombreux pays ont conservé le modèle de réseaux de distribution locaux, l'Allemagne comptant même quatre réseaux de transports distincts –, ni constante (elle date de 1946).

De plus, elle est écornée par le mouvement de fond d'unification des marchés de l'électricité en Europe. La production – exception faite, jusqu'à présent, du nucléaire – et la fourniture d'électricité ont été ouvertes aux autres opérateurs, ce qui a nécessité la séparation juridique entre les fonctions de production de l'opérateur historique et ses fonctions de transport et de distribution : afin de garantir l'égal accès des concurrents au réseau de transport, il a fallu ainsi ériger une « muraille de Chine » entre la maison-mère EDF et sa filiale à 100 % RTE pour éviter notamment le transfert d'informations commercialement sensibles.

Or, dans le même temps, force est de constater que ce nouveau mode de gestion n'a pas permis d'améliorer les relations entre les collectivités, propriétaires des réseaux de distribution, et l'opérateur de ces réseaux sur 95 % du territoire, c'est-à-dire ERDF.

La loi NOME a prévu l'institution de « conférences départementales » associant opérateur et collectivités et portant sur le programme prévisionnel des investissements envisagés sur le réseau de distribution.

b) Des propositions pour aller plus loin dans le sens d'une réappropriation des politiques de l'électricité par les acteurs locaux

Votre commission s'est posé la question de savoir s'il convenait d'aller plus loin que le droit existant afin de rendre aux collectivités la maîtrise des questions énergétiques sur leur territoire.

Mme Maryse Arditi, pilote du réseau énergie de France Nature Environnement, a ainsi suggéré lors de son audition devant votre commission de « *confier des pouvoirs réglementaires aux communes ou aux grandes intercommunalités sur un certain nombre de sujets. Barcelone ou Genève ont pu décider de refuser la construction de tout nouvel immeuble qui ne serait pas doté d'un chauffe-eau solaire thermique, classique, bien évidemment, pas photovoltaïque. Aucune collectivité en France n'a le droit d'agir ainsi.* ».

S'agissant de la **gestion de la distribution**, le Comité de liaison énergies renouvelables (CLER) propose de « *redonner aux collectivités leur liberté en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz en leur permettant de quitter les monopoles confiés à ERDF et GrDF, en particulier pour créer une entreprise locale de distribution* »¹. L'article L. 111-52 du code de l'énergie oblige en effet les collectivités, en dehors des zones déjà couvertes par une entreprise locale de distribution, à confier la

¹ CLER, 10 propositions pour la transition énergétique.

gestion de leurs réseaux de distribution à un opérateur unique, ERDF. La compatibilité de cette disposition avec le droit européen fait l'objet de débats récurrents.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE), sans se prononcer sur les questions de statut, considérait toutefois, dans son rapport de 2010 sur la qualité de l'électricité¹, qu' « *afin d'améliorer la qualité de l'alimentation en électricité sur les réseaux publics de distribution, une nouvelle organisation de la distribution de l'électricité est nécessaire* » ; elle suggérait à ce propos de « *faire reposer la nouvelle organisation de la distribution d'électricité, d'une part, sur une hiérarchisation concrète des enjeux au sein d'une politique globale de gestion des réseaux et, d'autre part, sur la révision consécutive des responsabilités des parties prenantes* ».

Le Sénat a, sur la question du monopole d'ERDF, pris clairement position le 13 mars dernier dans une résolution sur les propositions de directive « marchés publics » et « concessions de services », demandant « *que les concessions de distribution de gaz naturel en zone de desserte historique et d'électricité demeurent clairement hors du champ de la proposition de directive, afin de ne pas remettre en cause le monopole, reconnu par la loi et admis par le droit européen, de GrDF et de ERDF sur ces concessions* »².

Votre rapporteur, tout en prenant acte de cette position, **fait toutefois observer que l'organisation des réseaux de distribution d'électricité est très particulière en France**. Elle attribue, en effet, la gestion de ces réseaux à un opérateur unique (filiale du principal fournisseur et producteur d'électricité) sur 95 % du territoire, et confie, au contraire, cette mission à une multitude de petits opérateurs locaux sur les 5 % restants.

Il note que cette situation a, certes, été justifiée en 1946 par des considérations d'intérêt national, ainsi que par certaines difficultés juridiques³, dans un pays qui avait un fort besoin d'unification des réseaux afin de sécuriser l'approvisionnement en électricité. Mais ce besoin est aujourd'hui dépassé, comme le montre l'exemple des autres pays européens, l'enjeu consistant désormais dans l'intégration des énergies renouvelables et dans la facilitation des économies d'énergie, ainsi que dans le développement des interconnexions avec les pays voisins.

¹ Commission de régulation de l'énergie, *Rapport sur la qualité de l'électricité : diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité*, octobre 2010.

² Résolution sur les propositions de directive « marchés publics » et « concessions de services » (E 6987, E 6988 et E 6989), adoptée par la commission des lois et devenue résolution du Sénat, conformément à l'article 73 quinquies, alinéas 4 et 5, du Règlement du Sénat.

³ La nationalisation des opérateurs a concerné l'ensemble des opérateurs privés, mais pas, sur 5 % du territoire, les réseaux directement gérés par les collectivités locales.

Votre rapporteur s'interroge donc sur la possibilité de **dépasser le modèle actuel dans le sens d'une plus grande décentralisation**. Il note avec intérêt que M. Dominique Rousseau, professeur de droit constitutionnel, a considéré récemment que l'article L. 111-52 du code de l'énergie portait atteinte¹ :

- à la libre administration des collectivités locales ;
- à leur liberté contractuelle puisqu'elle impose le choix du concessionnaire ;
- à l'égalité entre les collectivités, puisque certaines d'entre elles seulement peuvent, selon des critères datant de 1946, confier leur réseau de distribution à un autre opérateur qu'ERDF.

Dans la mesure où la péréquation ne requiert pas l'existence d'un opérateur unique², votre rapporteur considère donc utile, à titre personnel, une réflexion sur l'organisation de la distribution d'électricité en France : **une possibilité serait de permettre aux collectivités, dans certains cas, de créer de nouvelles entreprises locales de distribution, en limitant cette possibilité à des structures à capital majoritairement ou entièrement public**³.

Il considère qu'une réforme allant dans ce sens devrait avoir deux objectifs. D'une part, elle devrait tendre à améliorer la qualité d'alimentation électrique ; encore faudrait-il, à cet égard, s'interroger sur le niveau de qualité souhaitée : il serait illusoire de tendre au « zéro coupure ». D'autre part et surtout, cette réforme devrait permettre aux collectivités, par la maîtrise de leur réseau, de favoriser le déploiement de solutions imaginatives pour leur participation à la transition énergétique.

*

* *

¹ M. Dominique Rousseau, *Étude relative à la constitutionnalité de l'article L. 111-52 du code de l'énergie*, 15 mars 2012, rendue publique par le Comité de liaison énergies renouvelables (CLER).

² Un tarif réglementé tel que le TURPE peut être appliqué même en cas de pluralité des gestionnaires de réseau de distribution, comme c'est déjà le cas avec les entreprises locales de distribution.

³ La FNCCR, dans son Livre blanc intitulé « Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ? », rendu public le 24 novembre 2011, suggère d'autoriser les collectivités à créer des distributeurs publics locaux (régie, société publique locale, société d'économie mixte avec ERDF, distributeur public local existant), mais seulement en cas de blocage définitif dans les relations avec ERDF, donc sans remettre en cause le principe général du monopole légal de cette entreprise.

À l'issue de cette enquête, votre commission se félicite de l'esprit constructif de ses travaux, qui se sont nourris des informations très riches rassemblées lors d'un grand nombre d'auditions, dont on trouvera les comptes rendus dans le tome II du présent rapport.

Elle tient, plus généralement, à remercier tous ceux qui ont contribué à son enquête en mentionnant tout particulièrement la Cour des comptes, qui a réussi dans des délais très contraints à présenter une communication – jointe au présent rapport – sur la question délicate de la contribution au service public de l'électricité, ainsi que le réseau des missions économiques qui lui a apporté de précieux éléments de comparaison internationale.

Ses remerciements s'adressent également, enfin, à toutes les personnes qu'elle a rencontrées lors de déplacements ciblés, et notamment aux élus qui l'ont accueillie et qui ont témoigné de leur engagement en faveur d'une meilleure gestion de notre système électrique.

La commission estime qu'il s'agit d'une forme d'état des lieux dont les éléments viendront alimenter le débat qui s'annonce sur les questions énergétiques.

Ce débat est ouvert dès à présent au Sénat, au travers des contributions, qui figurent ci-après, du rapporteur et des différents groupes politiques.

CONCLUSION DE M. JEAN DESESSARD, RAPPORTEUR, ET CONTRIBUTIONS DES GROUPES POLITIQUES

I. CONCLUSION DE M. JEAN DESESSARD, RAPPORTEUR

En conclusion du présent rapport, votre rapporteur est en mesure de tirer quelques enseignements généraux de son enquête sur le coût « réel » de l'électricité.

En premier lieu, **il estime que le coût du MWh d'énergie électrique française est sous-estimé**, et cela pour plusieurs raisons :

– D'abord, **le coût de la filière nucléaire est plus élevé qu'on ne le dit**, dès lors qu'on y intègre les charges publiques de toute nature imputables à la filière, telles que les dépenses de recherche, la garantie implicite de l'État en cas d'accident, les coûts de démantèlement, de gestion des déchets ou de transparence à propos de la sûreté. Sous cette hypothèse, et compte tenu des investissements déjà annoncés par EDF (rendus nécessaires par l'âge des centrales ainsi que par le retour d'expérience de la catastrophe de Fukushima), **le coût réel de l'électricité nucléaire produite par le parc français actuel dépasse notablement, en termes de coût courant économique, le montant de l'ARENH. Pour l'EPR, votre rapporteur a des raisons de croire que ce coût sera encore nettement supérieur ;**

– Ensuite, **l'investissement dans les énergies renouvelables doit encore être accru pour respecter les engagements du Grenelle de l'environnement**. En effet, alors que l'Europe impose un objectif contraignant pour la part des sources renouvelables dans le bouquet énergétique de chaque pays, il apparaît indispensable de permettre l'émergence d'une expertise française de ces filières, déjà massivement développées ailleurs en Europe, notamment en Allemagne et en Europe du Nord, ce qui suppose que le prix actuel de l'électricité en France soit porté à un niveau suffisant pour en permettre le financement ;

– Enfin, **le manque d'investissement dans le réseau de transport et de distribution est patent**, comme l'a notamment souligné la CRE. Là encore, le coût réel de l'électricité doit être majoré de ces investissements incontournables et qui auraient déjà dû être engagés.

En outre, à ces facteurs propres au secteur électrique s'ajoute le contexte général de tension sur le prix des énergies fossiles qui devrait inéluctablement augmenter du fait de la conjonction d'une demande mondiale **de plus en plus forte, alors que, pour ce qui concerne le pétrole, les réserves prouvées vont se raréfier.**

Cela est inquiétant quant au pouvoir d'achat des Français en période de crise. Il faudra trouver une réponse sociale car un grand nombre de nos concitoyens connaissent déjà une grande précarité énergétique.

Cela dit, pour le consommateur, **ce qui importe avant tout, c'est le montant de la facture**, c'est-à-dire le produit du prix unitaire par le nombre de kWh consommés. De ce point de vue, en raison de la place du chauffage électrique dans notre pays, même avec un prix au MWh bas, la facture d'électricité des ménages français se situe parmi la plus élevée en Europe.

De ce constat, votre rapporteur tire la conviction qu'avant de s'interroger sur les mérites comparés des différents moyens de production, la France doit d'abord faire porter l'effort sur sa faiblesse caractéristique : une consommation beaucoup trop élevée. Consommer moins et mieux notre électricité est une nécessité, qu'il s'agisse des entreprises ou des particuliers : il est non seulement de bon sens, mais surtout beaucoup plus économique d'investir pour ne plus consommer un MWh plutôt que de payer chaque année pour le produire.

Cette maîtrise de la consommation, pour laquelle l'Europe nous presse d'adopter des mesures puissantes, devra notamment porter sur les secteurs résidentiel et tertiaire, dont le potentiel d'économies d'électricité est considérable. A cet égard, si la réhabilitation du bâti doit bien sûr être poursuivie et amplifiée, elle ne doit pour autant pas masquer le fait qu'une part considérable de la consommation électrique des logements et des bureaux tient aujourd'hui aux usages électriques dits spécifiques (l'éclairage, les appareils électroménagers fonctionnant uniquement à l'électricité, etc.). Ce gisement d'économies doit impérativement être exploité, y compris par l'établissement de nouvelles normes applicables aux fabricants d'appareils, notamment électroménagers et audiovisuels.

De même, les stratégies d'effacement de la pointe, trop souvent le fait d'initiatives éparses, appellent aujourd'hui un nouvel élan afin de pouvoir amorcer un nécessaire changement d'échelle. Dans ce cadre, la gestion intelligente et décentralisée des réseaux est un enjeu majeur. La nouvelle génération de compteurs devra fournir une information précise et en temps réel au consommateur, prévoir la possibilité d'effacement automatisé en période de pointe et permettre l'accompagnement de l'autoconsommation. Lors des auditions, de nombreux acteurs ont souligné que le compteur « Linky » n'assurerait pas ces missions. Au vu de l'importance de son déploiement, votre rapporteur propose donc un moratoire sur le compteur « Linky » et une nouvelle concertation avec l'ensemble des parties prenantes de l'opération.

Pour votre rapporteur, la mise en œuvre d'une politique d'efficacité électrique volontariste, par des mesures à la fois normatives et incitatives, doit être la priorité immédiate des pouvoirs publics en matière d'énergie, quelles que seront par ailleurs les options politiques concernant la production.

Dans le domaine de la production, la France se trouve aujourd'hui face à des choix onéreux et portant sur le long terme, rendus incontournables par le vieillissement du parc nucléaire actuel. En vue d'éclairer ces choix, votre rapporteur a établi, à la suite des débats au sein de

la commission d'enquête et en vue de la conférence nationale prévue à l'automne, trois scénarios de référence :

Un premier **scénario** intitulé « **sobriété** », qui a les faveurs de votre rapporteur et d'un certain nombre de ses collègues, tire toutes les conséquences des évolutions en cours. Il convient en effet de rappeler que, non seulement la place du nucléaire dans le bouquet énergétique est une « exception française »¹, mais que nos principaux partenaires se tournent résolument vers un développement volontariste des énergies renouvelables.

Sur le plan stratégique et économique, il permet, en mettant fin aux tergiversations et aux hésitations qui ont trop souvent marqué les politiques de soutien aux énergies renouvelables ces dernières années, de donner un signal clair aux particuliers, à la fois comme citoyens et comme consommateurs d'électricité, ainsi qu'aux professionnels qui accompagneront la transition énergétique. Consommer mieux et donc moins ; sortir de façon irréversible mais ordonnée du nucléaire en refusant toute prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs actuels au-delà de quarante ans ; donner une impulsion décisive aux nouvelles technologies du renouvelable ; enfin conférer toute sa place à l'adaptation des réseaux à la nouvelle donne énergétique qui implique une gestion de flux multidirectionnels et variables ; tels sont les quatre axes forts de ce schéma, qui constitue une rupture avec la tendance passée et une adaptation volontariste à un nouveau paysage énergétique.

Ce scénario considère que les constructions ou des prolongations de centrales nucléaires comportent des risques. Le premier risque est économique : d'une part, la compétitivité et la rentabilité même de la filière nucléaire et en particulier de l'EPR sont aujourd'hui contestées ; d'autre part, en ce qui concerne la prolongation des centrales, rien ne permet d'assurer qu'elles pourront aller au terme de la durée de vie sur laquelle il était prévu que les nouveaux investissements soient amortis. Le second risque, celui de l'accident grave, est total : humain, sanitaire, environnemental, économique etc. Construire ou prolonger des centrales nucléaires n'est pas une simple décision technique prise par des experts, c'est un choix fondamentalement politique qui engage les gouvernants qui la prennent devant le peuple français et les générations futures. La conviction de votre rapporteur est que : dans un contexte où les bénéfices économiques de l'industrie nucléaire sont plus qu'incertains, rien ne justifie, pour un responsable politique, de faire courir de tels risques à la société.

A l'opposé, un **scénario** « **Nucléaire nouvelle génération** », prévoyant le maintien de la part du nucléaire à moyen et long terme, serait fondé sur le remplacement des centrales actuelles par des technologies

¹ Les statistiques d'Eurelectric et de RTE indiquent que la production électronucléaire a été, en 2010, de 858 TWh dans l'Union européenne sur un total de 3 240,4 TWh, et de 407,9 TWh en France sur un total de 550,3 TWh. La part du nucléaire, avant l'arrêt de certaines centrales allemandes en 2011, était donc de 16,7 % seulement dans l'Union européenne, France non comprise, contre 74,1 % en France.

nucléaires de nouvelle génération : à court terme par des EPR ou équivalents et à plus long terme par des réacteurs de 4^e génération. Ce scénario se situe dans la droite ligne de l'ambitieuse stratégie nationale d'excellence française qui peut s'appuyer sur une maîtrise technologique reconnue dans le monde entier et des garanties réelles – bien qu'insuffisantes aux yeux de votre rapporteur – apportées en matière de sécurité par l'Autorité de sûreté nucléaire, dont la compétence et l'indépendance sont incontestables.

Enfin, un **scénario « intermédiaire »** combinerait économies d'énergies, développement des sources renouvelables et maintien d'un appareil de production nucléaire avec la prolongation des centrales puis leur remplacement par des EPR ou équivalents. Tandis que certains y verront une solution équilibrée, d'autres pourraient y voir une position d'attente qui, si elle perdurait, maintiendrait les inconvénients du nucléaire sans les avantages qui devraient résulter de la dynamique des énergies renouvelables.

En ce qui concerne les coûts afférents aux différentes filières de production, votre rapporteur a effectué une large compilation de données. Pour le nucléaire, en intégrant, comme il le propose, l'ensemble des charges publiques, on arrive à un coût du MWh compris entre 60 € et 75 € pour le parc amorti et sans doute supérieur à 90 € pour l'EPR. Pour les énergies renouvelables, la situation entre les filières diffère selon leur degré de développement. Par exemple, si le photovoltaïque est encore cher aujourd'hui car il nécessite des investissements de grande ampleur, votre rapporteur estime qu'il devrait assez rapidement se retrouver au niveau de la parité réseau. Pour l'éolien terrestre, filière mature, on est, à l'inverse, d'ores et déjà à un tarif d'achat d'environ 80 €/MWh dès à présent compétitif avec le nucléaire et notamment l'EPR. Globalement, votre rapporteur considère que l'essentiel de la capacité aujourd'hui installée en Europe devrait converger à moyen terme vers le même ordre de grandeur de coût du MWh.

Cette distribution des coûts entre filières est à considérer dans un contexte européen où, non seulement les marchés nationaux sont de plus en plus interconnectés entre eux mais le développement récent et massif de la puissance installée en renouvelables, dans des pays comme l'Allemagne ou le Danemark, induit une surcapacité chronique, particulièrement sensible dans les périodes creuses. Or le mécanisme de préséance économique (*meritorder*) qui sélectionne les moyens de production par ordre croissant de leur coût marginal, place les renouvelables, qui ont des charges d'exploitation inférieures, avant le nucléaire. Il est donc désormais clair que le taux d'utilisation des centrales nucléaires sera réduit, et ce de plus en plus, diminuant d'autant leur rentabilité. Pour votre rapporteur, cette évolution récente et appelée à se conforter dans les années à venir amène à se poser la question de la rentabilité à long terme de la filière nucléaire, et en particulier de l'EPR.

S'agissant de la dernière composante du coût de l'électricité qui est le réseau de transport et de distribution, votre rapporteur constate, comme la CRE, que le réseau a souffert d'un sous-investissement chronique qu'il est

désormais nécessaire de compenser. Il s'interroge plus particulièrement sur la pertinence d'un modèle où la distribution d'électricité constitue une filiale détenue à 100 % par un producteur, fût-il historique. Non seulement cette asymétrie dans les relations qu'entretiennent les producteurs avec le réseau pose question, mais il semble difficile de comprendre que le service public de distribution puisse être soumis à des objectifs de rentabilité décidés par un producteur, qui réalise par ailleurs de nombreuses opérations financières sur le marché international de l'industrie électrique. A cet égard, votre rapporteur s'interroge quant à l'affectation de la moitié du capital de RTE au portefeuille d'actifs dédiés destiné à couvrir les futures charges de démantèlement des centrales d'EDF, à ce jour largement indéterminées. Plus généralement, **vos** **rapporteur souhaite affirmer la nécessité de retrouver un monopole public du transport et de la distribution indépendant des producteurs.** Sa structuration, nationale ou régionalisée, pourra être discutée avec le souci de ménager aux collectivités locales une certaine liberté de gestion et de conférer aux citoyens davantage de responsabilités quant à leur consommation.

Quels que soient les choix à venir en matière d'électricité, de nombreux investissements sont à prévoir, pour l'efficacité, la production, le transport et la distribution. La question précise du financement dépasse le cadre général des travaux de votre rapporteur, qui avance néanmoins quelques pistes. S'agissant de la précarité énergétique, la réforme du tarif social n'aura de sens et ne trouvera sa pleine efficacité que si une action déterminante est menée en matière d'économie d'électricité dans les logements. Le financement de ces économies, nécessaires aussi pour le tertiaire, sera divers, depuis les moyens incitatifs classiques à des outils plus innovants comme le tiers financement, en passant par l'édiction de nouvelles normes contraignant les fabricants d'appareils électriques à mieux maîtriser la consommation de ces appareils.

A l'issue de ce travail, votre rapporteur souhaite tout d'abord faire preuve de modestie au regard de l'ampleur du sujet auquel il s'est attelé avec votre commission. En un peu plus de trois mois d'enquête effective seulement, des pistes ont été indiquées et un dialogue de bonne foi a été établi sur les questions énergétiques. Les enjeux essentiels de l'énergie pour les trente années à venir, en termes économiques, environnementaux et sociaux nous obligent à engager un débat stratégique à partir d'un socle de données techniques fiables. Le présent rapport s'est efforcé d'en esquisser les contours.

Face aux choix cruciaux que suppose l'entrée de notre pays dans une phase de transition qui nous oblige à repenser notre modèle énergétique, le Président de la République a appelé de ses vœux un grand débat public pour l'automne. Votre rapporteur espère que le présent rapport, fruit des travaux de votre commission, y aura contribué par avance.

II. CONTRIBUTION DU GROUPE UNION POUR UN MOUVEMENT POPULAIRE

Les membres UMP de la commission d'enquête rappellent que cette commission a été créée à l'initiative du groupe écologiste, et que le rapporteur en est l'un de ses membres.

Cette initiative, faut-il également le rappeler, visait à enquêter « *sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques* ». Il est significatif qu'au terme du travail mené par la commission, le rapporteur donne un éclairage différent en présentant ce document sous le titre « *Électricité : assumer les coûts et préparer la transition énergétique* ». Tel n'était pas l'objectif affiché par les auteurs de la proposition de résolution qui a conduit à la commission d'enquête. Tel n'était pas l'objectif, non plus, que se sont donné les membres de la commission.

En réalité, l'initiative du groupe écologiste n'avait d'autre but que de tenter de démontrer que l'électricité d'origine nucléaire coûtait cher, plus cher que ce qui était affirmé jusqu'à présent, et qu'il fallait renoncer, à brève échéance, à cette filière au profit des énergies renouvelables.

Sur ce point, il faut le reconnaître, la cible n'a pas été atteinte et les conclusions auxquelles arrivent la plupart des membres de la commission, après avoir entendu un nombre important d'experts, confirment le caractère compétitif de l'électricité nucléaire.

Ils prennent acte néanmoins des déclarations du rapporteur, qui affirme avoir « *travaillé dans un esprit d'ouverture, sans aller, comme il le souligne dans son introduction, au bout de convictions personnelles que reflète plus naturellement l'opinion émise en annexe au présent rapport au nom du groupe écologiste.* »

Ils prennent en considération le bon déroulement des débats, sous l'autorité du Président de la commission d'enquête, qui a permis à chaque sensibilité de s'exprimer et d'être entendue. Ils soulignent l'importance du travail qui a été ainsi réalisé avec l'audition, au nombre de 35, des principaux acteurs du secteur et l'organisation de nombreux déplacements sur le terrain, la commission usant de son pouvoir d'investigation pour effectuer des contrôles sur pièces et sur place.

Ils se félicitent tout particulièrement que la commission d'enquête se soit attachée, en priorité, conformément à la mission qui lui avait été confiée, à analyser le rapport de la Cour des comptes, afin de fonder sa réflexion sur des informations aussi précises que possible.

Ils considèrent également que la réduction des émissions de CO₂ et leur prise en compte dans les coûts, de même que l'importance des questions d'efficacité énergétique, faisaient partie intégrante du champ de l'enquête, ayant un impact sur les politiques énergétiques des États, mais aussi des

collectivités territoriales, ainsi que sur les activités industrielles et sur les particuliers.

Cependant, chaque sensibilité ayant la possibilité de s'exprimer par une contribution en annexe du rapport, le groupe UMP souhaite d'une part procéder à une rapide analyse du rapport lui-même, d'autre part émettre une série de réserves sur la conclusion proposée par le rapporteur.

S'agissant du rapport de la commission d'enquête

Il n'est pas difficile d'approuver beaucoup des réflexions et observations qu'il contient, lesquelles reprennent et parfois prolongent, pour l'essentiel, les avis et expertises recueillis par la commission. En outre, sur les questions directement attachées à l'objet de la commission, en particulier le nucléaire et le coût de l'électricité, les chiffres avancés par les experts ainsi que les évaluations auxquelles ils ont pu procéder sont pour la plupart relativement proches entre eux.

L'objet de l'enquête, rappelons-le, était d'évaluer le coût réel de l'électricité.

Sur ce point, la commission, après avoir pris acte du chiffre retenu par la Cour des comptes – 49,5 €/MW en 2010 – a constaté des divergences d'appréciation entre les acteurs de la filière nucléaire. Parfois pour des raisons comptables, souvent pour des raisons de méthode. La Cour souligne toutefois que le parc actuel des 58 réacteurs existants apparaît comme compétitif à l'heure actuelle sur le plan économique.

La commission de régulation de l'énergie situait le coût du nucléaire à moins de 40 €, le gouvernement arrêtant pour l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) le chiffre de 42 €, lequel, conformément à la loi, doit prendre en compte l'investissement, le coût de production et de maintenance, la prolongation de la durée de vie des centrales et, enfin, leur démantèlement.

Certes, il est acquis que l'EPR de Flamanville produira de l'électricité à un prix nettement plus élevé (90 € environ) mais il est également acquis que ce chiffre baissera avec le développement de cette filière pour se fixer à 75 €. Il reste, et la commission d'enquête l'a relevé, que l'impact de l'EPR sur le prix sera très limité puisque ce réacteur ne représentera qu'environ 3 % de la production nucléaire nationale. A aucun moment il n'a été affirmé, ni entendu, que le prix de l'électricité produite par l'EPR pouvait être, même à terme, un prix de référence.

La question du coût pose celle des critères d'évaluation, le débat se focalisant tout particulièrement, notamment dans les milieux hostiles au nucléaire, sur l'imputation -ou non- de dépenses participant à la production d'électricité.

Pour les dépenses de recherche, la Cour estime « *qu'il convient de les exclure du calcul du coût de production* », étant rappelé que la taxe sur les

installations nucléaires de base payée par les exploitants couvre les dépenses financées sur fonds publics.

Le démantèlement des centrales a souvent été avancé comme argument contre le nucléaire. Les opposants à la filière ont, de façon constante, objecté que son coût était sous-évalué et que les provisions n'étaient pas constituées, ou insuffisamment, par l'exploitant. Le rapport de la commission apporte des réponses claires et précises : « *la question du coût du démantèlement fait l'objet de nombreuses incertitudes ; elle ne paraît toutefois avoir qu'un impact limité sur le coût de production de l'électricité* ».

Plus loin, il est même souligné que le doublement (éventuel) des provisions aurait un impact, qualifié à nouveau de limité, de 1 %.

S'agissant du choix du **taux d'actualisation** retenu sur le niveau des provisions, son impact peut être sensible, surtout si le coût des travaux connaissait une forte inflation. Le groupe UMP adhère à l'idée de procéder à des investigations plus poussées, notamment à l'international.

La gestion des déchets a été longuement abordée et la commission a constaté que le coût des solutions de stockage des déchets « *est l'objet d'incertitudes importantes, mais que leur impact devrait demeurer limité sur le prix de l'électricité au kilowatt-heure* ».

La question de l'indépendance énergétique est également soulevée à ce stade. Le rapporteur avance, en effet, que celle-ci serait très inférieure à ce qui est annoncé, notamment par rapport au combustible utilisé. Vos représentants à la commission d'enquête n'ont pas retenu les mêmes informations de la part des experts qui ont été auditionnés.

Les questions liées aux **investissements de maintenance et de sécurité** ont été largement abordées, le coût des travaux de sûreté post-Fukushima ne remettant pas en cause la compétitivité de la filière. C'est le constat établi clairement par la commission d'enquête : « *l'électricité nucléaire... demeure compétitive... même en prenant en compte les coûts des investissements prévus pour la maintenance et le renforcement de la sûreté* ».

La prolongation de la durée de vie des centrales a fait l'objet d'échanges nombreux. Il est utile de rappeler que la décision de prolonger la durée de vie d'un réacteur n'appartient ni au gouvernement, ni à l'exploitant mais à l'Autorité de sûreté nucléaire. Les avantages économiques d'une telle prolongation sont avérés, l'exemple américain –où des centrales ont été autorisées à fonctionner au moins jusqu'à l'âge de 60 ans– est là pour le démontrer. Certains ont exprimé leur crainte que cette prolongation ne retarde la mise en œuvre du renouvellement des centrales, et ne freine également le développement des énergies renouvelables. Le groupe UMP tient à exprimer son attachement à une politique de long terme qui anticipe la possibilité de maintenir en activité, après travaux, les réacteurs existants et dénonce les tentatives menées aujourd'hui pour présenter certaines centrales comme trop

vieilles et obsolètes - c'est le cas aujourd'hui de Fessenheim - quand on sait la rigueur avec laquelle l'Autorité de sûreté nucléaire exerce ses pouvoirs.

Il est intéressant de noter que la commission d'enquête s'est arrêtée sur plusieurs scénarios pour la fourniture d'électricité au cours des prochaines décennies. Un scénario, en particulier, a retenu l'attention. La puissance nucléaire installée serait réduite d'un quart en 2030 et de plus de moitié à l'horizon 2050, ce qui est obtenu par : la prolongation à 45, voire 50 ans de la durée d'exploitation des centrales actuelles, sous réserve de l'accord de l'ASN, la mise en service de l'EPR de Flamanville puis le remplacement partiel des réacteurs de 2^e génération par des EPR.

Dans cette perspective, mais à plus long terme, **le recours aux énergies renouvelables** constitue un apport significatif, d'autant que les installations seront largement amorties, offrant une électricité abondante à prix réduit.

Restent toutefois des questions importantes, liées aux politiques en faveur des économies d'énergie, de la demande finale et, dans un autre domaine, **de la gestion de la pointe** si caractéristique de la France.

Comme chacun sait, les périodes de pointe font peser le risque de défaillance sur le réseau français de distribution de l'électricité. Outre la mise en place d'une tarification incitative visant à favoriser la consommation hors période de pointe, il est souvent nécessaire de recourir au dispositif dit d'effacement lors des pics de consommation.

La loi NOME a donc donné un cadre législatif plus général et pérenne à l'effacement. Elle a renforcé les capacités d'intervention de RTE pour gérer et déclencher ces effacements, et confirme donc le rôle majeur de RTE dans le dispositif de développement des capacités de production ou d'effacement de consommation, dont les vertus économiques et écologiques sont reconnues.

Enfin, toujours dans le registre des critères retenus pour fixer le prix, le rapporteur avance une série de coûts devant être pris en compte, parmi lesquels un éventuel accident nucléaire ou les risques liés à la dissémination nucléaire. Il faut reconnaître que notre commission d'enquête n'a pas été en mesure d'évaluer l'impact réel de telles situations, même si elle a souligné la responsabilité de l'État dans ces domaines.

Au final, la commission devait répondre à une question : **quel est le coût de l'électricité ?**

On l'a vu plus haut, la fourchette, plutôt large, se situe entre 40 et 60 € le MW, compte tenu du mix énergétique. Il s'agit, bien sûr, de la seule fourniture et il faut y ajouter les coûts d'acheminement et les taxes.

Les prix vont-ils augmenter ?

Les prix et les tarifs régulés doivent couvrir les coûts. Les directives européennes, et la loi de transposition française, en font l'obligation. Sans se prononcer sur les hausses possibles, la commission d'enquête a souligné

l'augmentation inéluctable des coûts, et donc des prix, en raison des investissements nécessaires dans la production, dans les réseaux, mais aussi en raison de la forte poussée de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), appelée notamment à soutenir les renouvelables. Or, son coût est supporté par les consommateurs. Pour sa prévision pessimiste, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'appuie sur l'hypothèse d'un doublement d'ici 2016 de la CSPE. Un fort développement de l'éolien et du solaire va immanquablement faire « exploser » la CSPE.

C'est la raison pour laquelle le groupe UMP pense qu'il faut aller vers une nécessaire maîtrise de cette contribution. La Cour des comptes, dans son rapport annuel 2011, a indiqué être favorable à une remise à plat de la CSPE, qu'il s'agisse de son financement ou des compensations, afin d'en rendre le fonctionnement plus lisible et d'en clarifier le statut fiscal. Elle préconise notamment de « maîtriser les facteurs de croissance des charges de service public de l'électricité, au premier rang desquelles figure le système de l'obligation d'achat, à des tarifs trop attractifs, fonctionnant à guichet ouvert » et s'interroge sur « l'opportunité de continuer à soutenir des filières qui ne figurent pas parmi les priorités gouvernementales en matière de politique énergétique, comme la cogénération, souhaitant, enfin, le réexamen du financement de soutien au développement des énergies renouvelables par le consommateur d'énergie ».

Le groupe UMP ne peut qu'aller dans le sens de la Cour des comptes.

S'agissant des observations formulées au fil des pages par le rapporteur de la commission d'enquête, le groupe UMP émet un certain nombre de réserves

S'agissant des objectifs et des moyens préconisés dans ce rapport, il estime, en effet, que des divergences de fond demeurent. Le groupe UMP souhaite, en conséquence, réaffirmer sa position.

Le modèle français de production d'électricité repose, pour un peu plus des trois-quarts, sur l'outil électronucléaire. Complété par un parc hydroélectrique très développé et proche de son niveau maximal, par un parc de centrales thermiques à flamme indispensables pour couvrir les pointes de demande d'électricité, et par un ensemble croissant de moyens de production basés sur les énergies renouvelables, le bouquet électrique français est à la fois atypique et historiquement justifié par l'absence de réserves fossiles sur le territoire.

Un tel bouquet contredit tous ceux qui prétendent que la France serait le pays du « tout nucléaire ».

Le choix de l'énergie nucléaire, confirmé par tous les Présidents et Gouvernements de la V^e République, s'inscrit dans la durée, sa prépondérance étant le résultat de la croissance exponentielle de la consommation électrique, qui a quadruplé en quarante ans.

Le choix de l'électricité nucléaire a donc permis de disposer d'un outil suffisamment puissant pour couvrir en quantité suffisante les besoins d'électricité liés aux évolutions des modes de consommation. L'indépendance énergétique de la France se trouve donc consolidée par l'autonomie technologique de notre industrie nucléaire, qui maîtrise tous les procédés qu'elle utilise. Le recours à l'énergie nucléaire présente l'atout incontestable de délivrer une puissance considérable sans émettre de gaz carbonique, sauf celui résultant de l'utilisation d'énergies fossiles dans certaines phases du cycle du combustible nucléaire.

Aujourd'hui, il apparaît que ce consensus est remis en cause et que l'on parle même pour la France de sortir de la filière nucléaire. Le groupe UMP considère qu'une vraie réflexion sur la diversification de notre production d'électricité est nécessaire mais qu'elle doit être faite en prenant en considération la force économique et stratégique que constitue notre filière nucléaire.

Cette réflexion ne doit pas remettre en cause la modernisation de notre parc nucléaire et son développement à l'international. Cela ne doit pas porter un coup fatal à notre économie déjà fragilisée par la crise et à notre indépendance énergétique.

Une déstabilisation brutale de la filière, avec par exemple la fermeture de nombreux réacteurs, comme le demandent certains programmes électoraux, constituerait un risque évident. Comment en effet garantir la sûreté d'un parc que l'on aurait voué au dépérissement progressif et confié à des exploitants dont la seule perspective serait la fin de leur activité ? C'est, pour le groupe UMP, un total non-sens.

Pour le groupe UMP, la politique suivie jusqu'à présent, et qui vise à développer une économie « décarbonée » et à améliorer notre efficacité énergétique, doit donc être poursuivie. La stratégie française doit être de développer la filière renouvelable tout en confortant la filière nucléaire, avec des réacteurs de la 3^e génération, de type EPR, et en poursuivant la recherche sur les réacteurs de la 4^e génération à l'horizon de 2050.

Il rappelle, enfin, que le premier atout du nucléaire est bien évidemment son prix qui permet à notre pays de bénéficier d'un avantage reconnu de façon incontestable au niveau européen. La situation économique et les préoccupations sociales de nos concitoyens conduisent, en conséquence, à privilégier une énergie à bas coût, dont l'évolution n'est pas liée aux incertitudes des énergies fossiles.

La volonté politique affichée au niveau national, de défendre et promouvoir les filières industrielles, nécessite de pouvoir disposer d'une énergie accessible en volume et en coût. La France dispose, avec le parc nucléaire, d'un vrai avantage compétitif pour accompagner une politique industrielle volontaire.

Mais, il faut pour cela une exigence totale en matière de sécurité, le maintien de l'acceptabilité du nucléaire par nos concitoyens passant par la confiance en la qualité et la sécurité de l'exploitation des centrales.

Le groupe UMP tient ensuite à rappeler qu'avec le Grenelle de l'environnement, mis en œuvre par le précédent gouvernement, le secteur de l'électricité est particulièrement mis à contribution avec un doublement des énergies renouvelables entre 2005 et 2020.

La France s'est donc déjà engagée sur le chemin de la diversification énergétique pour qu'en 2020, 23 % de notre électricité puisse être produite par des énergies renouvelables.

Pour autant, le solaire et le photovoltaïque étant des énergies intermittentes, ils ne peuvent servir de socle pour la fourniture de l'électricité. Pour ce socle permanent, le choix n'est pas entre le nucléaire et les renouvelables, mais entre le nucléaire et les énergies fossiles. L'Allemagne l'a bien démontré en annonçant la construction de centrales à gaz pour remplacer son parc nucléaire.

Il faut rappeler, par ailleurs, le coût élevé des énergies renouvelables et avoir bien à l'esprit que celles-ci ne pourraient faire baisser le prix de l'électricité. En effet, l'obligation d'achat par EDF de cette électricité, conformément à la loi du 10 février 2000, se traduit par la forte augmentation de la contribution au service public de l'électricité, imputée sur la facture des consommateurs. Ce point a fait l'objet de commentaires appuyés au cours de plusieurs auditions, dans la mesure où une politique active en faveur des renouvelables contribue, pour une part conséquente, à une augmentation des prix de l'électricité.

Le groupe UMP entend marquer son désaccord avec le rapporteur sur des points essentiels

Sans doute les travaux menés par la commission d'enquête ne conduisaient-ils pas aux conclusions espérées par les auteurs de la proposition de résolution. Ils tenaient à démontrer que le nucléaire ne constituait pas un avantage pour notre pays, en termes de compétitivité, de sûreté et d'indépendance. La commission d'enquête, sous la propre plume de son rapporteur, a pour l'essentiel réfuté les arguments des anti-nucléaires sur ces différents points. D'où une tentative tardive du rapporteur de livrer *in fine* une conclusion qui apparaît en décalage avec le texte qui la précède. Sur des questions importantes, le rapporteur affiche dans les dernières pages des affirmations qui avaient vocation à nourrir la contribution du groupe écologiste et qui sont même en contradiction avec son propre texte. Ajoutons que les membres de la commission d'enquête ont pu être surpris de découvrir une opinion qui ne s'était pas exprimée auparavant, alors que les débats et échanges ont été empreints d'une totale liberté.

Reprenons les éléments de cette conclusion.

S'agissant du prix du coût complet de la filière nucléaire, le rapporteur affirme que ce coût est sous-estimé, laissant entendre que l'on se rapprocherait des 90 € du premier EPR. Cette affirmation est parfaitement gratuite et sort du chapeau à la dernière page du rapport, alors que les dizaines de pages qui précèdent cette conclusion avancent, de façon argumentée, des chiffres sensiblement inférieurs. D'autre part, et contrairement aux affirmations du rapporteur, les dépenses de recherche, les coûts de démantèlement, de gestion des déchets et de sûreté sont bien incluses dans les chiffres avancés aussi bien par la Cour des comptes que par la commission de régulation de l'énergie. Il lui suffira de se reporter aux pages de son propre rapport consacrées à ces sujets. Insister sur ce point nous paraît important, compte tenu des procédures engagées par la Commission européenne.

Affirmer que l'investissement dans les énergies renouvelables est aujourd'hui insuffisant ne repose sur aucune donnée. L'effort entrepris par le précédent gouvernement produit des effets concrets, le tableau de bord du renouvelable, tenu conformément à la loi par le Conseil supérieur de l'énergie, faisant même apparaître une avance sur le programme du Grenelle de l'environnement. Ajoutons qu'il est étonnant de lire que le prix actuel de l'électricité serait insuffisant quand on connaît les tarifs de rachat dont bénéficient les opérateurs de l'éolien et du photovoltaïque ! Enfin, écrire que l'impasse sur ce secteur économique serait faite pour cultiver une exception française du nucléaire nous ramène aux débats d'un autre âge.

Le manque d'investissement dans les réseaux a été souligné. On doit ajouter qu'une partie des investissements à réaliser visent naturellement : à sécuriser l'acheminement de l'électricité, notamment vers des régions qui connaissent un déficit de production (Bretagne, Sud-Est de la France), à renforcer les interconnexions, mais aussi à desservir les sites de production des renouvelables, et que la construction de certaines lignes se heurte à l'hostilité, parfois violente, de ceux qui prétendent défendre l'environnement.

S'agissant des choix à faire en matière de production, il était inévitable de comprendre que le rapporteur de la commission d'enquête cherchait à démontrer que l'électricité produite par les centrales nucléaires n'était pas compétitive - alors que son propre rapport montre le contraire - pour suggérer qu'il fallait sortir du nucléaire aussi rapidement que possible. Un tel choix n'est pas acceptable pour le groupe UMP. Le choix de l'énergie nucléaire a été confirmé par tous les Présidents et Gouvernements de la V^e République. Le contester oblige à proposer des modes de production compatibles avec la croissance, fût-elle modeste, et avec les nouveaux besoins exprimés par les consommateurs, notamment dans les domaines de la communication et du véhicule électrique.

Le paragraphe consacré au coût de l'éolien et du photovoltaïque suscite l'étonnement quand on lit que l'éolien terrestre serait à présent compétitif avec le nucléaire. Il faut d'autre part rappeler que la part de l'éolien dans la production d'électricité est de 1 %, contre 78 % pour le nucléaire, ce qui rend les comparaisons hasardeuses.

Il n'est pas acceptable d'écrire, s'agissant des scénarios de référence, « *que les constructions ou des prolongations de centrales nucléaires comportent des risques* ». Une telle affirmation ne peut engager que son auteur. Le groupe UMP tient à réaffirmer son choix de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires, sous réserve de l'accord de l'ASN, à 40 voire 50 ans.

De même, la conviction exprimée par le rapporteur au sujet du nucléaire que « *rien ne justifie, pour un responsable politique, de faire courir de tels risques à la société* » n'a pas sa place dans une conclusion, puisque ce point de vue n'émane pas de la commission.

S'agissant enfin des réseaux de transport et de distribution, pour lesquels le rapporteur « *souhaite affirmer la nécessité de retrouver un monopole public indépendant des producteurs* », il n'est à l'évidence pas inutile de rappeler au rapporteur que c'est le cas en France. RTE, ERDF, le GRT et GrDF sont des filiales publiques à 100 % respectivement d'EDF et de Gdf-Suez, conformément à la loi, et que ces entreprises sont strictement indépendantes, comme le vérifie la commission de régulation de l'énergie.

Le groupe UMP ne peut donc souscrire aux propos du Rapporteur dans le cadre de cette conclusion, dont le dernier alinéa est franchement orienté vers l'arrêt du nucléaire et reflète, en conséquence, une opinion partisane, et donc personnelle, et dont les termes, une nouvelle fois, ont vocation à nourrir la contribution du groupe écologiste.

Enfin, et ce point nous paraît essentiel pour justifier notre refus de voter la conclusion du rapporteur, il est important de souligner que la loi du 10 février 2000, qui transpose la directive européenne, a créé une obligation : les tarifs de l'électricité doivent couvrir les coûts. Or, l'on sait que la Commission européenne a engagé, à plusieurs reprises, une procédure pour entrave à la concurrence contre la France, qui ne respecterait pas selon elle ses obligations, le Gouvernement français étant régulièrement pointé du doigt parce qu'il fixerait les tarifs de l'électricité à un niveau insuffisant. La démonstration que les adversaires du nucléaire ont entrepris de faire ne pourrait que nourrir les arguments de la Commission européenne et justifier, y compris devant la Cour de justice, les sanctions que la France a pu jusqu'à présent éviter.

Le groupe UMP approuve en grande partie les réflexions et observations contenues dans le rapport de la commission d'enquête, notamment parce qu'elles valident le caractère compétitif du nucléaire.

Mais il tient à marquer son désaccord avec les termes de la conclusion qui sont en totale incohérence. Approuver la conclusion proposée par le rapporteur reviendrait à se tirer une balle dans le pied !

III. CONTRIBUTION DU GROUPE SOCIALISTE ET APPARENTÉS

Le rapporteur s'est engagé dans un travail délicat sur un sujet prêtant à interrogation et toujours soupçonné de manque de transparence. L'important travail réalisé ici contribue à lever les doutes, les suspicions et à accroître ainsi la transparence et l'information nécessaire à la participation des citoyens.

Cela fait de ce rapport une contribution essentielle au grand débat public et citoyen auquel s'est engagé le Gouvernement et qui débouchera sur une grande loi de programmation de la transition énergétique.

La tâche n'était pas facile et l'on ne peut que se féliciter d'un rapport qui, partant d'une question pointue et complexe, au champ d'analyse *a priori* circonscrit, « *le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques* », ouvre des perspectives nouvelles en sortant des sentiers battus et rénove l'approche des enjeux de la transition énergétique.

A cela s'ajoute le fait que le rapport n'hésite pas à questionner des choix qui semblaient acquis, émettant par exemple à l'instar des associations de consommateurs, des doutes sur l'opportunité de déployer le compteur évolué Linky, « *compteur qui ne permettra pas aux consommateurs de suivre facilement leur consommation électrique, et donc de la maîtriser* ».

Pour le groupe socialiste, la pose de compteurs évolués ne constitue pas une priorité en soi au vu des enjeux de rénovation et d'isolation des bâtiments et logements. Elle constitue d'autant moins une priorité si elle ne permet pas une meilleure maîtrise de la consommation. Pour être utiles, ces compteurs doivent être installés dans les lieux de vie et être accessibles facilement pour assurer un suivi de la consommation en temps réel ; ce qui ne semble pas être le cas.

Comme le rapporteur, le groupe socialiste dénonce le fait que depuis la transformation en 2004 de l'opérateur historique en société anonyme (SA), EDF puisse exiger d'ERDF des taux de rendements très élevés pouvant peser sur les capacités et choix d'investissement de sa filiale. En ce sens, il considère indispensable de rappeler que l'État doit jouer pleinement son rôle d'actionnaire principal et majoritaire, pouvant peser sur les orientations de politique et de stratégie globales du groupe public.

Il tient aussi à rappeler, qu'en tant que monopoles naturels et reconnus comme tels par la Commission européenne, les réseaux de transport et de distribution doivent être maintenus dans leur intégrité, intégrité indispensable à la péréquation territoriale et à l'aménagement équitable de notre territoire. Leur caractère de monopole public et légal doit être réaffirmé.

Concernant le mix énergétique, s'il lui paraît tout aussi indispensable que la France s'engage dans une diminution de la part d'énergie nucléaire dans la production d'électricité, il n'adhère pas cependant au scénario qualifié dans

le rapport de « *scénario de sobriété énergétique* » prôné par le rapporteur dans sa conclusion et qui consiste en une sortie du nucléaire, *a fortiori* une sortie la plus rapide possible du nucléaire.

Le choix de la transition énergétique passe pour les sénateurs socialistes, par une réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, tout en garantissant la sûreté maximale des installations et la modernisation de l'industrie nucléaire.

Cette transition énergétique¹ devra selon eux s'appuyer aussi sur un grand programme de développement des énergies renouvelables, favorisant notamment la création et le développement de filières industrielles de ce secteur.

Force est de souligner qu'une politique de soutien à l'aval de la filière *via*, par exemple, des tarifs d'obligation d'achat élevés, ne saurait seule suffire au développement d'une industrie et à la création d'emplois durables. Au pire, comme le souligne le rapport, elle risque de générer une véritable bulle spéculative et de déstabiliser tout un secteur, comme ce fut précisément le cas pour le photovoltaïque, en compromettant ainsi la consolidation et la structuration d'une industrie naissante.

A contrario, il faut avant tout que les acteurs du secteur puissent bénéficier de suffisamment de stabilité et de visibilité sur le moyen-long terme pour dégager leur horizon temporel d'anticipation. La stabilité des variables clés de l'investissement -de leur stabilité dépend aussi l'obtention du crédit-constitue la condition *sine qua non* du développement d'entreprises innovantes capables de structurer durablement une filière et de résister à la concurrence internationale.

C'est bien aussi l'enseignement que l'on peut retirer de ce rapport.

Cette transition énergétique s'appuiera aussi sur un programme massif d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique, promouvant une véritable société de sobriété énergétique.

Dans le cadre de cette problématique, le rapport apporte aussi beaucoup de matière à réflexion dans le corps de son développement. En recensant l'ensemble des facteurs d'accroissement de la demande d'énergie, au rang desquels, par exemple, les « *usages spécifiques* » insuffisamment pris en compte dans les analyses traditionnelles, il ouvre des voies de réponse nouvelle pour améliorer la maîtrise de notre demande d'énergie.

¹ Parmi les trois scénarios proposés par le rapporteur –scénario dit de « sobriété », scénario dit « Nucléaire nouvelle génération » et scénario dit « intermédiaire »– cette transition énergétique se rapprocherait le plus du scénario dit « intermédiaire », combinant économies d'énergie / efficacité énergétique, développement des sources renouvelables et maintien d'une part de nucléaire au sein du mix énergétique. Toutefois, cette transition énergétique aurait autant de légitimité à être qualifiée de scénario de sobriété énergétique que celle consistant en une sortie complète et rapide du nucléaire.

Mais les sénateurs socialistes tiennent avant tout à réaffirmer que le secteur énergétique est un secteur stratégique qui ne peut être abandonné à la seule régulation du marché et des forces concurrentielles. Comportant un grand service public de réseaux, générant des externalités positives ainsi que des effets d'entraînements sur les autres secteurs économiques, vecteur de réduction des inégalités sociales et territoriales, ce secteur économique doit être indépendant des logiques de pur marché.

La maîtrise de choix structurant suppose *a fortiori* la préservation d'un pôle public de l'énergie, réintégrant la problématique du long terme et fondé sur un service public de l'énergie revigoré, après avoir été si malmené ces dernières années.

Si les besoins d'investissement sont considérables –dans les énergies renouvelables, dans les réseaux, dans les économies d'énergie, dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, etc.– ce que souligne bien le rapport, leur réalisation suppose un réel volontarisme politique et l'affirmation d'une politique industrielle loin de l'aveuglement des marchés trop souvent arrimés à des logiques de court terme –notamment les marchés financiers exigeant des taux de retour sur investissement trop élevés et incompatibles avec la rentabilité et le temps plus long de l'activité réelle.

Les sénateurs socialistes tiennent d'ailleurs à rappeler que lors du Conseil européen de Barcelone des 15 et 16 mars 2002, le gouvernement de Lionel Jospin, alors premier ministre, a refusé de donner son accord à l'ouverture totale du marché aux ménages, n'hésitant pas à mettre en doute l'efficacité réelle de la libéralisation en termes de baisse de prix. Il a par ailleurs exigé que soit inscrit le principe de l'adoption d'une directive-cadre sur les services d'intérêt général. Quant aux députés socialistes français au Parlement européen, ils se sont clairement opposés à l'ouverture totale à la concurrence des marchés énergétiques au 1^{er} juillet 2004 pour les entreprises et au 1^{er} juillet 2007 pour les ménages. Ils ont également souligné que la libéralisation déjà réalisée dans d'autres États membres de l'Union (ou en Californie) avait débouché sur des échecs et des crises. La faillite du système d'ENRON sur fond de malversation financière demeure un triste exemple de la libéralisation du secteur de l'énergie. Ils ont, enfin, déploré une « *évolution inéluctable, à terme, du paysage énergétique vers un système balkanisé comme celui de l'eau et de l'assainissement* ».

Pour le dire encore autrement, l'électricité comme l'eau est un bien vital, un bien public qui pour cette raison même doit être accessible et abordable pour tous.

En ce sens, la mise en place d'une tarification progressive permettra de réduire la facture des ménages et de sortir de la précarité les foyers les plus modestes.

Enfin, si l'ampleur des investissements à réaliser pèsera *in fine* sur les coûts, force est de souligner que, mais c'est là un point de désaccord important

avec ce rapport, notre électricité demeure parmi les plus compétitives, un atout à préserver dans la concurrence internationale.

De ce point de vue, les sénateurs socialistes tiennent à souligner que notre secteur énergétique constitue un véritable atout industriel pour la France et dénoncent le fait que ces dernières années, les pouvoirs publics agissant sous l'impulsion de choix idéologiques privilégiant concurrence et privatisation aient abandonné un tel secteur-clé au libéralisme et laissez-faire économiques. Le maintien de notre indépendance énergétique, la maîtrise de nos ressources énergétiques, la préservation de notre avantage compétitivité-coût sont autant d'éléments essentiels à la préservation de nos entreprises. Ils sont la condition *sine qua non* du maintien de certaines de nos industries qui, quoique fortes consommatrices d'électricité, contribuent au maintien et à la création d'emplois en raison des effets d'entraînement qu'elles diffusent dans les autres secteurs de l'économie, aussi bien à l'amont qu'à l'aval, industries qui sont donc au cœur de l'aménagement de notre territoire et de la dynamique de nos emplois.

En conclusion, s'il ne partage pas la totalité du propos développé par le rapporteur, le groupe socialiste considère que son rapport est essentiel en ce qu'il contribue à renforcer la transparence sur un sujet particulièrement sensible. Il doit être considéré non comme un travail conclusif, mais comme constituant une contribution au grand débat national à venir sur l'énergie.

Malgré des désaccords certains, il est donc utile que ce rapport soit publié, sachant que la conclusion de ce rapport n'engage que son rapporteur.

IV. CONTRIBUTION DU GROUPE DE L'UNION CENTRISTE ET RÉPUBLICAINE

Propos liminaires

Malgré les avancées incontestables de la Loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité du 7 décembre 2010, la politique française de fixation du prix de l'électricité par l'État n'avait pas rendu possible jusqu'à présent, la détermination du coût réel de la production d'électricité.

C'est un travail indispensable, qu'à la veille de la tenue de débats majeurs sur la politique énergétique de la France, la commission d'enquête sénatoriale *sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques*, a réalisé.

En effet, le calcul des coûts réels de la production d'électricité est opaque, et les tarifs n'en sont pas le reflet. Et pour cause, les tarifs de rachat de production d'électricité (énergies renouvelables, ARENH...) ainsi que les tarifs au client final sont décrétés (librement). Le prix de l'électricité est ainsi devenu un instrument politique (soutien de filières, mesure en faveur du pouvoir d'achat...) qui l'a éloigné de la réalité de son coût financier, environnemental, social.

Les sénateurs du groupe de l'Union Centriste et Républicaine saluent donc la création de cette commission d'enquête, au moment où la Cour des comptes remettait un excellent rapport relatif au coût de la filière nucléaire.

Ils tiennent à souligner la qualité des travaux de cette commission d'enquête qui permet, grâce aux auditions nombreuses, grâce à la qualité des intervenants, grâce aux déplacements, de disposer d'une analyse éclairée et exhaustive sur les coûts de production de l'électricité en France. Cette analyse devrait permettre d'ajuster la **politique tarifaire de l'électricité, et plus généralement une politique énergétique durable, tant sur le plan environnemental que sur le plan économique**. C'est ainsi qu'on pourra corriger les erreurs passées, et poser les bases de la politique énergétique de demain en fonction de son coût financier (la France étant dans une situation de grave crise budgétaire), de la sûreté, et de l'acceptabilité sociale et environnementale de chacun des moyens de production d'électricité qui compose notre mix énergétique.

Dans le cadre des travaux d'élaboration du rapport et à l'issue de la réunion au cours de laquelle, ils ont validé ce dernier, les sénateurs du groupe UCR souhaitent que leur contribution soit clairement exprimée et formulent les observations suivantes.

1/ L'adéquation entre le prix final payé par le consommateur et le prix moyen de production de l'électricité est nécessaire

En France, les prix régulés de l'électricité sont particulièrement bas pour le consommateur final (30 % de moins qu'en Allemagne). Estimé dans le rapport Champsaur aux alentours de 25 €/MWh, la loi NOME a réévalué son coût 42 €/MWh (tarif de l'ARENH). Mais la mission a confirmé l'analyse de la Cour des comptes, selon laquelle les prix de l'électricité nucléaire ne reflètent toujours pas son coût réel, c'est-à-dire celui comprenant l'allongement de la durée de vie et le démantèlement des centrales, ainsi que le renforcement de leur sûreté. Le coût actuel complet serait, selon le rapport de la Cour des comptes, de 65 €/MWh, et la fourchette haute du nucléaire de demain (le réacteur pressurisé européen, EPR de Flamanville), proche de 90 €/MWh.

Il serait donc nécessaire, dans un avenir proche, d'**augmenter le prix de l'électricité, afin d'y intégrer les coûts présents et futurs** nécessaires notamment à l'allongement de la durée de vie, puis au démantèlement du parc nucléaire et à la gestion des déchets. Selon M. Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), les tarifs régulés de l'électricité devraient, au regard des coûts réels, augmenter d'environ 30 % d'ici à 2016.

L'augmentation du prix permettrait de le rendre fidèle à son coût réel de production (comprenant les coûts d'investissement, de remise à niveau du parc ancien, de maintenance, et de démantèlement) mais aussi inciterait à **changer les modes de consommation** : sobriété énergétique, isolation, effacement, etc.

Les sénateurs du Groupe UCR appellent donc au réalisme et à la responsabilité dans l'acceptation économique et sociale des coûts réels de l'électricité nucléaire, sans quoi la société française **reporterait sur ses enfants, les coûts qu'elle ne paye pas aujourd'hui**.

Autre conséquence d'une fidélité du tarif de l'électricité par rapport à ses coûts, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) **devrait se limiter à être un instrument de solidarité nationale** couvrant les surcoûts liés aux tarifs sociaux ainsi que la péréquation tarifaires des zones non interconnectées.

2/ L'enjeu de la mission d'enquête : quelles énergies permettront de couvrir au meilleur prix (financier, mais aussi environnemental et social) nos besoins futurs en électricité ?

La deuxième conséquence de l'augmentation du coût réel de production de l'électricité nucléaire tient à la compétitivité des énergies renouvelables.

Le nucléaire assure aujourd'hui 78 % de notre production d'électricité. Le ruban qu'il délivre permet de maintenir la France à l'écart d'importations chères ou d'exploitations tout aussi chères en termes financiers, mais aussi sur le plan de l'efficacité énergétique, de la sécurité d'approvisionnement (hydrocarbures conventionnels), de l'impact environnemental (énergies fossiles)...

Le parc nucléaire est là. Il fonctionne bien, et délivre une énergie à un prix encore compétitif en quantité suffisante. Rappelons que la Cour des comptes évalue à 61 €/KWh le prix de l'électricité nucléaire, comprenant les efforts supplémentaires de maintenance post-Fukushima, et les dépenses de recherche publique. Le stockage des déchets et le démantèlement portent très probablement à 65 € le MWh électronucléaire.

Parmi les alternatives, trois ont retenu leur attention, parce que leur composant carbone est faible, permettant une réelle compétitivité notamment de leur coût environnemental :

- l'éolien *off-shore* ;
- la méthanisation ;
- la valorisation des déchets.

La production éolienne terrestre replacée dans une perspective de la réalité des coûts de tous les modes de production d'électricité, devient concurrentielle et autorise à valider les projets éoliens off-shore.

L'éolien offre des perspectives d'une puissance installée de 50 GW à l'horizon 2030. A noter que **l'éolien *off-shore***, qui peut fonctionner à puissance nominale à une équivalence de 3 000 heures contre 2 000 heures pour l'éolien terrestre, pourrait représenter à long terme la moitié de cette puissance (2050). Si le coût de rachat du MWh éolien prend en compte l'amortissement du matériel (calculé sur 15 ans), notons qu'au-delà de ce délai, et une fois l'investissement amorti, l'électricité produite coûte le seul prix de la maintenance, soit un prix extrêmement compétitif.

La méthanisation est très en retard dans en France par rapport à l'Allemagne. Le potentiel national est évalué à une équivalence de 150 TWh (électricité, chaleur et gaz injecté). Bien entendu, il ne faudrait pas en arriver à utiliser des surfaces agricoles pour produire des « carburants » organiques, alors que ces surfaces sont indispensables à l'alimentation humaine.

La valorisation des déchets est insuffisante en France. Nous enfouissons encore 30 % de nos déchets alors que l'Allemagne, et les pays nordiques atteignent un taux de valorisation énergétique de leurs déchets supérieur à 75 %. On peut estimer le potentiel à environ 40 TWh.

L'énergie produite à partir des déchets pourrait être compétitive, tant sur le plan financier (si l'on agrège les coûts moyens de production d'électricité ou de chaleur aux coûts d'enfouissement des déchets) que sur le plan environnemental. Mais pour ce faire, il faudrait que les collectivités

puissent associer leurs compétences « déchets et énergie » sans imbroglios juridiques inextricables.

Les autres sources ne sont pas à négliger pour autant, en particulier :

- **Le photovoltaïque** qui devrait cependant, compte tenu de son rendement encore modeste, être limité pour les prochaines années aux toitures des bâtiments et à des centrales au sol n'utilisant pas de terres agricoles ou de zones futures d'urbanisation.

- **Les énergies marines** qui, bien qu'à titre encore expérimental, doivent être encouragées. Certains procédés utilisant l'énergie de la houle présentent un grand intérêt pour les îles du Pacifique. La France doit favoriser l'émergence de ces technologies vertueuses moins pour ses propres besoins que pour ceux de nombreux pays constitués d'archipels. Il faut saisir l'opportunité de nous ériger en spécialistes mondiaux dans cette spécialité. Nous n'avons pas su le faire pour l'éolien et le photovoltaïque.

Au total, les perspectives d'énergie renouvelable pourraient offrir une production à l'horizon 2030 de 280 TWh d'électricité.

3/ La nécessaire régionalisation de la production et de la gestion de la politique énergétique

Dans tous les cas, pour être cohérente, la composition du bouquet énergétique (nucléaire, renouvelables) le plus cohérent doit tenir compte des **particularismes locaux**.

Il est donc vain de « nationaliser » des quotas de composition du bouquet énergétique, étant donné que ce sont les collectivités territoriales qui, en raison de leurs ressources naturelles et de leurs compétences, sont les mieux placées pour déterminer les besoins nouveaux, et la manière d'y répondre afin d'assurer les meilleurs arbitrages en termes de production énergétique.

L'État doit venir en soutien, et non en donneur d'ordre, pour les projets des collectivités, et gérer les questions nationales (interconnexions, péréquation énergétique, grandes infrastructures...).

Mais si les énergies renouvelables pourraient utilement couvrir nos besoins énergétiques nouveaux, aux côtés du nucléaire, à un coût relativement compétitif, il semble indispensable de coupler ces nouvelles énergies avec des dispositifs permettant d'agir sur la demande d'énergie et les capacités d'effacement.

4/ L'électricité la moins chère à produire est celle que nous ne consommons pas : l'enjeu de l'effacement de la consommation, de la sobriété et du stockage énergétique

En France, la consommation de pointe est extrêmement réduite dans le temps : 20 gigawatts de puissance appelée pendant seulement 3 % du temps. Cela signifie que l'on consomme les douze derniers gigawatts en treize jours. Or, c'est l'énergie de pointe qui coûte cher, puisque c'est elle qui détermine les capacités d'infrastructures à construire. La problématique de l'effacement en pointe est donc essentielle en termes de coûts de production de l'électricité.

Certains acteurs de l'effacement estiment en effet que le potentiel maximal de l'effacement industriel serait de 3 GW, et que celui de l'effacement diffus (des particuliers) pourrait atteindre jusqu'à 25 GW. Selon un scénario réaliste, les potentiels moyens d'effacement seraient respectivement de 300 MW et 15 GW. L'effacement pourrait donc couvrir une part significative de la puissance appelée en période de pointe.

Si l'on construit 1 gigawatt de capacité d'effacement diffus, cela coûtera 100 millions d'euros d'investissement, contre 1 à 2 milliards d'euros pour la même capacité obtenue par la construction de centrales et de réseaux. L'économie est donc d'emblée considérable pour la collectivité. Par contre, pour les fournisseurs, l'effacement représente un manque à gagner de 20 ou 30 millions d'euros du fait de la moindre consommation de ses clients.

Aujourd'hui, la France accuse un retard dans l'installation de réseaux intelligents par rapport à des pays comme les Pays-Bas. Le compteur Linky en développement ne se suffit pas à lui seul car il faut équiper également tous les organes de commande pour assurer une gestion intelligente du réseau. Actuellement, il ne fait que délivrer une information sur le prix de l'électricité en temps réel, sans permettre un effacement à distance de la consommation.

Il faut souhaiter que les *smart grids* se développent rapidement sur l'ensemble du territoire, et que des dispositifs soient mis en place pour intéresser les consommateurs à des comportements vertueux (effacement des jours de pointe – EJP -, conseils pour réduire la demande en énergie...).

Enfin, le **stockage de l'énergie** reste la clé de voûte de la production d'électricité de demain.

Condition *sine qua non* de l'autosuffisance énergétique, repart à la question de l'intermittence de certaines énergies renouvelables, le stockage de l'électricité est un domaine sur laquelle les efforts de recherche technologique devraient se concentrer. Là encore, les coûts cachés (matières premières utilisées pour les batteries), comme l'impact environnemental font que les solutions qui émergent ne sont pas aujourd'hui optimales. En revanche, elles sont encourageantes, et l'UCR soutient une politique énergétique qui fait du stockage de l'énergie une priorité.

Conclusion

Les sénateurs de l'Union Centriste et Républicaine, après avoir remercié les intervenants pour leur disponibilité et la qualité des analyses qu'ils ont développées, rappellent l'importance de couvrir les besoins énergétiques nouveaux par des énergies renouvelables et par la maîtrise de la demande, **étant entendu** que le nucléaire délivre un ruban incompressible de production d'électricité, indispensable pour la France.

Pour eux, la commission d'enquête *sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques*, a répondu à sa mission.

La détermination du coût réel de l'électricité produite en France telle qu'elle est expliquée dans le présent rapport, met en perspective les éléments qui favoriseront le prochain grand débat sur l'avenir énergétique de la France.

V. CONTRIBUTION DU GROUPE COMMUNISTE RÉPUBLICAIN ET CITOYEN

La commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques a été mise en place sur demande du groupe écologiste en février 2012. Dès le début du mois de mars les membres de la commission ont longuement travaillé, procédant à de nombreuses auditions d'une remarquable qualité mais aussi d'une réelle complexité. Les sénateurs du groupe CRC estiment qu'il s'agit d'une initiative importante et saluent l'intensité du travail de cette commission, la richesse des interventions des personnes auditionnées.

Toutefois, ils n'approuvent pas les finalités de cette commission d'enquête et les conclusions qui se dessinent tout au long du rapport et qui peuvent être résumées en une idée : le coût de l'électricité est sous-estimé, il doit être augmenté.

Enfin ils restent dubitatifs sur le fait que les conclusions de la commission d'enquête initialement prévues en tant que telles dans le rapport, conclusions qui défendaient notamment le développement des énergies renouvelables et le renforcement des économies d'énergie sans remettre en question la libéralisation du secteur, soient devenues les conclusions du rapporteur. De ce fait, ce rapport ne présente pas de conclusions faute d'avoir pu rassembler une majorité au nom de la commission d'enquête.

Au-delà de cette question de forme, il importe d'expliquer les raisons pour lesquelles la sénatrice du groupe CRC membre de la commission d'enquête a voté contre ce rapport.

1. Un fil conducteur non partagé

La philosophie qui conduit le rapport, à savoir, partir uniquement du coût de l'électricité pour justifier les choix énergétiques de demain, n'est pas acceptable. Cette approche laisse de côté la notion de service public, ses exigences sociales et son modèle institutionnel, qui permet la cohésion sociale, l'aménagement, la solidarité des territoires, et la péréquation tarifaire.

L'électricité ne doit pas être considérée comme une simple marchandise mais comme un bien de première nécessité.

Dans le rapport, seule est mise en avant une augmentation des coûts économiques présentée comme une fatalité, sans que soient abordées certaines causes de cette augmentation : le surcoût induit par la rémunération de l'actionnariat ou les coûts inhérents au passage à la concurrence.

De plus, le rapport par cette grille d'analyse prône l'augmentation du coût de l'électricité quel que soit son mode de production. Cela est inquiétant d'autant plus que ce seul raisonnement en termes de coût ouvre une

opportunité à la Commission européenne pour imposer une augmentation des tarifs de l'électricité. Cette démarche est dangereuse car l'objectif de baisse des coûts est souvent atteint particulièrement dans le secteur énergétique en procédant à des économies au détriment de la sécurité, de la sûreté des installations et des réseaux, de l'emploi, des statuts des salariés et des exigences environnementales.

Enfin, ce rapport qui se voulait sans *a priori* sonne comme une charge contre la filière nucléaire. Il ne s'agit pas de minimiser les problèmes spécifiques et essentiels découlant de l'utilisation de l'énergie nucléaire. Toutefois, s'il est aujourd'hui nécessaire d'amorcer une véritable transition énergétique, la méthode choisie n'est pas la bonne tant il est nécessaire dans l'immédiat d'approfondir la réflexion en termes de complémentarité plutôt que de substitution immédiate d'un mode de production énergétique à un autre.

Il aurait été préférable de partir de la nécessité de garantir un droit à l'énergie pour tous et d'envisager l'ensemble des coûts économiques mais également environnementaux et sociaux dans l'objectif de donner des éléments à nos concitoyens. Il aurait été préférable de créer les conditions d'une réflexion constructive et dépassionnée sur la politique énergétique de demain. Une politique **écologiquement responsable s'appuyant sur de nouveaux moyens de production alliant qualité, continuité et sécurité, garantissant notre indépendance énergétique et le droit d'accès à l'énergie.**

2. Un rapport déséquilibré éloigné de la volonté d'ouvrir un débat sans a priori

La charge contre le nucléaire

Aujourd'hui, de nombreux acteurs s'accordent sur les difficultés d'évaluer le coût réel de l'électricité tant dans son volet nucléaire que dans ses autres composantes. Ainsi, pour le seul coût du MWh d'origine nucléaire, différents chiffres sont présentés : 38 euros, 42 euros, 54 euros ou encore 75 euros. Cette incertitude renforce l'idée selon laquelle une réflexion en seul terme de coût ne peut orienter une politique énergétique.

Sur le coût de la filière nucléaire

Les sénateurs du groupe CRC ne partagent pas les constats et les conclusions du rapporteur selon lesquelles le coût de la filière nucléaire est plus élevé qu'on ne le dit. La Cour des comptes a fait une évaluation des coûts passés et à venir dans laquelle elle intègre les coûts de démantèlement, gestion des déchets ou relatifs à la sûreté.

En revanche, l'étalement dans le temps qui a été fait par la Cour des comptes (p. 284 de son rapport sur les coûts de la filière électronucléaire) et qui donne une évaluation du coût sur une durée de fonctionnement de 40 ans gonfle artificiellement les prix de l'électricité et permet aujourd'hui à EDF de

revendiquer un montant plus haut de l'ARENH (Accès régulé au nucléaire historique). Mais à aucun moment n'est évalué le coût de la loi de nouvelle organisation du marché (NOME) et l'obligation faite à EDF de vendre une part substantielle de la production des centrales nucléaires, lesquelles ont été construites grâce à des emprunts souscrits par EDF, garantis par l'État et remboursés par le produit de la vente de l'électricité donc par les usagers.

En ce qui concerne le coût de l'EPR, l'ensemble des membres de la mission, et c'est la procédure, n'a pas accès à l'ensemble des notes du ministère relatives au coût du nouveau réacteur nucléaire transmises par le gouvernement au seul rapporteur. Les chiffres disponibles sur l'EPR sont donc ceux transmis par EDF qui vont de 4 milliards d'euros en décembre 2008 à 6 milliards d'euros en juillet 2011. Cependant, la Cour des comptes a bien précisé qu'elle n'avait pas expertisé les éléments de chiffrages. Sur ce point les choses restent incertaines mêmes si on sait que le coût élevé des matières premières comme les pertes de savoir-faire auront forcément un impact négatif sur le bilan économique de l'EPR. Cependant, il faut également souligner que la souplesse de fonctionnement de l'EPR, au contraire des centrales nucléaires actuelles, peut faire gagner sur les coûts d'exploitation.

Enfin, il aurait été opportun de soulever sans *a priori* la question des externalités positives et négatives des différents modes de production électrique : externalités positives de la filière électronucléaire (indépendance énergétique, prévisibilité, diffusion des avancées de la recherche dans l'ensemble de l'industrie – de la robotique par exemple) ; et bilan carbone des énergies renouvelables, qui est à prendre sérieusement en compte. Il aurait fallu poser la question de la contradiction entre la sortie du nucléaire et les objectifs du protocole de Kyoto, notamment en termes d'émission de gaz à effets de serre. Ce bilan carbone des énergies renouvelables étant parfois surprenant au regard notamment de la production délocalisée des matériels.

Sur le manque d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution

Le rapport explique qu'une augmentation du coût de l'électricité est inévitable pour pallier le manque d'investissement dans le réseau de transport et de distribution. Or, le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) a déjà intégré le rattrapage des sous-investissements dans le réseau. Cependant, il est vrai que le raccordement aux réseaux des énergies renouvelables renforcées nécessite des investissements très importants. Comme il est vrai que la séparation des entreprises de distribution et de transport d'électricité historiquement intégrées a un coût certain.

Face à cela, on ne peut se contenter d'affirmer l'importance de retrouver un monopole public du transport et de la distribution indépendants des producteurs. En réalité le rapport prend acte des contraintes européennes relatives à la séparation fonctionnelle liée au troisième paquet énergétique. **Au contraire il est essentiel de mettre en place un pôle public de l'énergie et de réaffirmer l'importance d'un secteur énergétique public intégré.**

L'avenir passe par un lien de plus en plus fort entre les producteurs d'une part et le transporteur et les distributeurs d'autre part. La séparation fonctionnelle mise en œuvre à un autre coût, elle remet en cause la mutualisation des recherches.

Sur l'investissement dans les énergies renouvelables

Les sénateurs du groupe CRC partagent l'idée qu'il est indispensable d'investir dans les énergies renouvelables.

Le rapport note à juste titre que l'investissement dans les énergies renouvelables doit être encore accru. En effet, il importe de revoir à la hausse le financement lié aux énergies renouvelables. Toutefois, les crédits d'impôts, ou le tarif de rachat, ne constituent pas des leviers vertueux pour la mise en œuvre d'une politique énergétique respectueuse de l'environnement. Ces tarifs de rachat favorisent la spéculation et les effets d'aubaine sans que cela ne permette de mettre en place une filière industrielle nationale dans ces secteurs. De plus, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) coûte cher à EDF qui n'est pas remboursé à l'euro prêt et pèse lourdement sur les usagers.

3. Sur la maîtrise de la consommation

Il est aujourd'hui illusoire de penser baisser significativement la consommation électrique : que l'on songe aux projets de LGV, au développement du transport ferré, de la voiture électrique, au développement du secteur tertiaire, aux nouvelles technologies etc. Par contre il est impératif d'encadrer la demande de la consommation électrique afin de prévenir une augmentation trop forte et pallier aux gaspillages.

C'est pourquoi il faut corriger les lacunes des politiques fiscales incitatives en termes d'amélioration de l'isolation du bâti et leur incapacité à répondre à la précarité énergétique due à la pauvreté et à la vétusté des logements.

Une réflexion sur ces questions stratégiques doit s'amplifier.

4. Nos propositions

Dans un premier temps il est impératif de faire un bilan de la libéralisation du secteur énergétique

Les conséquences de la disparition du monopole intégré de service public d'EDF sont loin d'être négligeables tant pour les usagers – hausse incessante des prix, dégradation du service public – que pour les salariés et, finalement, pour la sûreté des centrales nucléaires et de l'ensemble des installations électriques. Le système capitalistique a un coût : par exemple malgré la baisse de son résultat net EDF a versé à ses actionnaires 2,4 milliards d'euro 2011, car le montant des dividendes est garanti.

La concurrence libre et non faussée, la libéralisation du secteur ont également un coût. L'exemple des coûts liés à la mise en concurrence des

énergies renouvelables, en particulier l'hydraulique, l'illustre bien. Dans ce cadre il serait souhaitable d'arrêter la mise en adjudication de concessions hydrauliques qui mettent les propriétaires de barrage en position spéculative, et de préférer un renouvellement de gré à gré des concessions.

La recherche publique doit être également renforcée

Cela passe par la définition des programmes de recherche et développement pour agir sur la demande (consommation maîtrisée) et sur l'offre (nucléaire et nouvelles filières de production). Cela permettra la création et le renforcement de filières de production encore plus sûres, moins consommatrice de ressources, et moins productrices de déchets à stocker. Le programme d'économie d'énergie, qui est et sera plus que jamais indispensable, suppose un haut niveau technologique général.

De même il est nécessaire de coordonner l'ensemble des recherches pour éviter que certaines énergies renouvelables ne soient oubliées, en particulier le solaire thermique.

Enfin il est utile de rappeler qu'investir dans les énergies renouvelables, c'est également investir pour créer une/des filière(s) industrielles de production des matériels et de traitement de déchets

Il est urgent de mettre en place un véritable Pôle Public de l'Énergie.

En ce sens, il est indispensable de retrouver l'esprit du service public : viser le long terme et non le court terme, opérer dans le cadre d'un financement public faisant passer les meilleures solutions techniques avant le souci de réaliser des économies d'exploitation, que l'on songe au développement de la sous-traitance dans la filière électro nucléaire. On constate une accélération du désengagement de l'État, qui se double d'ailleurs d'une externalisation des missions régaliennes attachées à la politique énergétique. On doit revenir sur le rôle accru de la Commission de régulation de l'énergie et des entreprises énergétiques qui prennent des décisions en lieu et place du ministre de l'énergie dans la politique tarifaire.

Un changement s'impose donc, il devient urgent d'organiser une planification pour une organisation optimale du secteur énergétique dans son ensemble, d'assurer une maîtrise publique du secteur énergétique, y compris pour répondre aux contraintes physiques et techniques posées par les énergies renouvelables en terme de réseau, et de définir une politique de recherche dans les ENR tout en relocalisant les filières industrielles.

La logique libérale qui guide désormais la gestion des opérateurs historiques pose la question de la dimension que l'on veut donner aux politiques industrielles, en particulier aux politiques énergétiques. Il s'agit également de permettre à notre industrie d'exister et à nos bassins d'emploi, saignés à blanc par les logiques de marché, de survivre et de vivre.

Il y a des choix politiques à faire pour garantir le droit à l'énergie pour tous. Seule une démocratisation participative associant salariés, citoyens, collectivités territoriales à l'État, et une maîtrise publique du secteur énergétique permettra de garantir ce droit à l'énergie pour tous dans le respect des exigences sociales et environnementales.

C'est pourquoi ce débat ne doit pas s'arrêter aux portes du Parlement ou du Gouvernement, il est fondamental de lui donner une traduction nationale et de consulter le peuple afin que le pacte citoyen sur l'énergie soit renouvelé.

VI. CONTRIBUTION DU GROUPE DU RASSEMBLEMENT DÉMOCRATIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN

Le Groupe RDSE du Sénat :

– salue le travail réalisé par les élus et les services de la commission d'enquête sénatoriale sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques ;

– souligne son attachement à la filière électronucléaire qui fournit près de 78 % de la production française et souhaite le maintien de cette filière compétitive et de son savoir-faire avec notamment la construction de centrales nucléaires nouvelles générations (type EPR ou ATMEA), et la poursuite d'un programme de recherche sur les réacteurs de quatrième génération (type ASTRID) ;

– soutient la poursuite du développement des énergies renouvelables (éolien *offshore* et terrestre, solaire, etc.) avec un meilleur pilotage des dispositifs d'aide pour ne pas, par exemple, renouveler l'expérience de la bulle du photovoltaïque liée à une seule opportunité fiscale ;

– réclame une nouvelle impulsion des économies d'énergie avec, dans l'objectif de consommer moins en période de pointe, l'amélioration de la performance énergétique des appareils et des bâtiments. Pour ajuster en temps réel l'offre à la demande, c'est-à-dire pour consommer mieux il faut développer les réseaux intelligents ou « *smart grids* », permettant de mieux maîtriser une énergie nouvelle intermittente (vent, soleil) et multidirectionnelle car issue de plusieurs sources de production décentralisées ;

– demande le maintien du monopole public pour les réseaux de transport et de distribution d'électricité, seul moyen d'assurer la sécurité d'alimentation ;

– s'inquiète, dans un contexte prévisible de hausse des prix de l'électricité, du poids croissant de la CSPE (contribution au service public de l'électricité) dont seulement 52 % soutient la production d'électricité renouvelable ;

– regrette un excès de réglementations qui entraîne des recours abusifs. Il apparaît nécessaire de faciliter le processus administratif d'autorisation et d'installation des équipements des nouvelles sources d'énergie.

En conclusion, le groupe RDSE participera activement au prochain grand débat sur l'énergie, promis par le Président de la République, qui visera à définir la politique énergétique de notre pays et à conjuguer sécurité, efficacité, compétitivité et développement durable.

VII. CONTRIBUTION DU GROUPE ÉCOLOGISTE

UN MODÈLE ÉLECTRIQUE À BOUT DE SOUFFLE, L'URGENCE DE LA TRANSITION

Introduction

Les auditions menées durant six mois par la commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité ont produit un travail important, jamais conduit à ce niveau de précision dans le cadre des assemblées parlementaires. Ce grand nombre d'entretiens et de visites nous permet aujourd'hui de dresser un tableau assez complet de l'ensemble des problématiques liées à la détermination du coût réel de l'électricité. L'adoption de ce rapport à la quasi-unanimité des membres de la commission souligne le sérieux de ce travail dans la compilation des différentes données disponibles.

La contribution que je présente au nom du groupe écologiste ne s'écarte pas des données ainsi rassemblées, mais il s'agit maintenant de les mettre en perspective, de réaliser une synthèse traçant le cadre d'une politique publique de l'électricité à la hauteur des enjeux économiques, sociaux et environnementaux, et de s'inscrire dans un projet électrique durable pour notre pays.

Première partie : le constat d'une fragilisation forte du projet électrique français

Nous ne reviendrons pas ici sur la vulnérabilité structurelle du système électrique français, dans lequel 80 % environ de la production dépend d'une seule source primaire, l'uranium (entièrement importé) et d'une seule technique, le réacteur à uranium enrichi et eau sous pression (REP). Cette situation était connue avant la mise en place de cette commission d'enquête, notons quand même qu'elle a été rappelée par André-Claude Lacoste, président de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), lors de son audition, où il a souligné que la mise en évidence d'une anomalie générique sur cette filière de réacteurs mettrait à genoux l'ensemble du système électrique, avec des conséquences sociales et économiques considérables : *« L'inconvénient de cette standardisation tient au fait qu'en cas d'incident ou de défaut grave, l'ensemble des réacteurs seraient affectés. La nation se trouverait alors dans une situation difficile. Concrètement, le président de l'Autorité de sûreté nucléaire se verrait contraint de se tourner, selon « l'air du temps », vers le Président de la République ou vers le Premier ministre, à qui il appartiendrait de faire un choix, celui-ci ne relevant pas de l'ASN. Il s'agirait de décider si on coupe l'électricité ou si on accepte que les réacteurs fonctionnent dans un état de sûreté dégradé. Nous faisons bien sûr tout pour éviter qu'il en soit ainsi. Chaque fois qu'un défaut est trouvé, nous demandons s'il est générique. Nous essayons de faire de la prévention. Toutefois, je le répète, il est possible*

que le fonctionnement des installations soit arrêté, de façon unitaire ou collective, à tout moment, en particulier à l'occasion des réexamens décennaux ». Au-delà des graves risques environnementaux liés à l'exploitation nucléaire, je centrerai donc cette contribution sur les évolutions récentes, en premier lieu économiques, mises à jour par ce rapport, qui était centré sur les questions de coût et de prix.

A - Une augmentation régulière des coûts pour le consommateur

Le discours « officiel » a toujours été de vanter le faible prix de l'électricité française par rapport à la moyenne européenne, le discours « subliminal » étant de souligner que c'était grâce au choix du nucléaire que les consommateurs français payaient moins cher leurs mégawatt-heures (MWh).

Les auditions menées en finissent avec ce « mythe français ». Comme le montre très bien le rapport, le produit de la consommation par le prix est beaucoup plus élevé en France que la moyenne européenne, du fait du développement du chauffage électrique et de l'absence de toute politique d'efficacité énergétique sur les usages de l'électricité. Cette situation, née de la nécessité d'écouler la surproduction nucléaire, s'est faite au détriment du consommateur français, avec des difficultés sociales très fortes, en particulier pour des ménages vivant dans des logements mal isolés, équipés de chauffage électrique.

Surtout, comme l'a souligné l'audition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le prix actuel de l'électricité ne correspond plus à la réalité des coûts et la CRE estime que nous devons faire face à une augmentation sensible du prix de l'électricité dans les prochaines années (d'environ 30 %) pour l'ajuster à cette réalité des coûts (production-transport-distribution-Contribution au service public de l'électricité/CSPE). La France serait alors dans la moyenne des prix européens (mais avec un impact bien plus important que la moyenne européenne sur le budget des ménages vu les consommations), et avec, évidemment, des problèmes sociaux très sérieux du fait de l'augmentation de la précarité énergétique.

C'est donc dans une situation inquiétante que notre commission d'enquête a trouvé le « modèle » électrique français, confronté à de nombreuses difficultés faute d'avoir anticipé investissements et nécessaire évolution des consommations. Il y a eu un « laissez-faire », une absence de décisions stratégiques, qui nous mettent aujourd'hui dans une situation très difficile.

B - L'inscription de la France dans le marché européen de l'électricité

Un des principaux enseignements du rapport qui vous est présenté est la nécessité d'inscrire la stratégie française en matière d'électricité dans le cadre des politiques européennes et des différentes directives organisant le marché de l'électricité.

La faiblesse de notre système saute aujourd'hui aux yeux : une approche très franco-française d'un secteur marqué par le développement rapide des interconnexions européennes.

Trois éléments de contexte, dont nous sommes souvent peu conscients en France, ont été parfaitement mis en évidence dans le rapport, à travers les auditions menées :

a) L'extrême rapidité de l'essor des énergies renouvelables en Europe.

Les comptes rendus d'auditions joints au rapport fourmillent de chiffres. Retenons celui de la baisse de 14 gigawatts de la production nucléaire dans l'Union Européenne depuis 2000 tandis que, dans la même période, 142 gigawatts de nouvelles sources d'énergies renouvelables ont été installés. Lors de notre rencontre avec les industriels européens, rassemblés dans Eurelectric, un chiffre se passant de tout commentaire nous a été fourni : d'après les estimations des grands groupes électriques eux-mêmes, environ 250 milliards d'euros devraient être investis d'ici 2020 dans la production d'électricité renouvelable en Europe, contre 16 milliards dans le parc nucléaire... Très clairement, la priorité donnée au nucléaire marginalise aujourd'hui les industriels français dans le domaine de la production d'électricité.

b) La montée en puissance des interconnexions

C'est une donnée centrale de la question électrique européenne. S'il ne faut pas nier les retards pris dans certaines interconnexions en Allemagne, une forte logique de renforcement de la « toile électrique » est en place, illustrée par les propos de Philipp Lowe, directeur général de l'énergie à la Commission européenne, lors de notre visite à Bruxelles. Il nous a donné en exemple l'interconnexion à venir entre le grand éolien de la Mer du Nord et les barrages hydroélectriques suisses, qui serviront de stockage en période de pic de production éolienne. Cette vision intégrée européenne et la montée en puissance très forte des énergies renouvelables vont avoir des conséquences très importantes sur le fonctionnement du parc électronucléaire français et sa capacité exportatrice. Les auditions et les chiffres rassemblés confortent donc largement les informations qui commencent à être distillées dans la presse française sur la nécessité de stopper une part du parc nucléaire français cet été¹, pour faire face à cette situation de surcapacité. La logique du « *merit*

¹Article « *Risque de surproduction pour l'Europe de l'électricité cet été* » dans le journal Les Echos du 12 juin 2012.

order », à savoir « la priorité donnée à l'écoulement de l'électricité d'origine renouvelable », trop peu intégrée dans la stratégie française, va avoir des conséquences considérables sur la disponibilité des centrales françaises. Cette baisse de disponibilité entraînera, mécaniquement et proportionnellement, une augmentation du coût du mégawatt-heure produit par les centrales françaises.

c) Le respect de l'esprit des directives européennes.

Il ne semble pas imaginable de continuer en France avec un système organisé d'une manière aussi éloignée de l'esprit des directives européennes sur le marché de l'électricité. La logique européenne est d'avoir des distributeurs qui s'adressent, dans un marché concurrentiel, à des producteurs, le transporteur ayant un rôle d'organisation globale de l'équilibre du réseau. En France, transport (RTE) et distribution (ERDF) sont des filiales du producteur historique... et doivent atteindre, vis-à-vis de leur maison mère, des seuils de rentabilité forte, comme nous l'a confirmé lors de son audition Henri Proglio, PDG d'EDF. Cette aberration, contraire à l'organisation européenne, nuit au bon fonctionnement du marché, sans compter les opérations financières qui tiennent de la cavalerie, comme la décision d'allouer 50 % du capital de RTE au portefeuille d'actifs dédiés au démantèlement des centrales existantes... Un montage financier douteux dénoncé lors de nombreuses auditions ! Je retiens particulièrement les propos d'André-Claude Lacoste : *« S'agissant des provisions, nous avons été choqués par deux épisodes récents. D'une part, quand le Gouvernement a buté pour trouver des provisions conformes à la loi, il a publié un décret permettant de contourner l'esprit de la loi. C'est typiquement le cas des actions de RTE. D'autre part, certaines situations me paraissent rigoureusement contraires à la loi : c'est ainsi qu'une partie des provisions pour le démantèlement du CEA s'est transformée en créances sur l'État. Nous sommes nombreux à ne pas avoir une très haute opinion de la valeur d'une créance sur l'État dans un tel domaine. Historiquement, le démantèlement d'une installation nucléaire s'est déjà trouvé en grand péril faute d'un financement qui devait être assuré directement par l'État ».*

Ainsi, le travail réalisé par cette commission d'enquête de réinscription du projet électrique français dans les grandes tendances de l'organisation européenne ne peut qu'aboutir à une mise en alerte forte, tant la logique française, dans ses choix de productions comme dans son organisation, semble intenable dans le système européen, dont nous ne pouvons plus ignorer les évolutions.

C - La forte baisse de la compétitivité du nucléaire

Point important (mais pas unique), la question du coût réel du nucléaire a mobilisé notre commission, éclairée par le travail mené par la Cour des Comptes¹. La question clé est évidemment la méthode de comparaison des

¹Les coûts de la filière électronucléaire, présenté le 31 janvier 2012.

coûts de production entre les différentes filières (nucléaire, renouvelables, thermiques fossiles, etc.). Nos interlocuteurs ont été très clairs sur la pertinence de la méthode dite du CCE (coût courant économique)¹ : Michèle Pappalardo, conseillère-maître à la Cour des Comptes, a assuré que « *Si l'on cherche une méthode pour comparer différentes énergies, celle du coût courant économique est probablement la plus adaptée* », Paul Champsaur, président de l'Autorité de la statistique publique et de la commission sur le prix de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), estimant pour sa part que le « *coût courant économique doit être utilisé pour certains travaux de comparaison* ».

Si nous partons donc d'une comparaison sur la base du CCE, nous observons une augmentation régulière du coût du nucléaire actuel, et si nous nous projetons dans un avenir proche, nous ne pouvons que constater que l'idée d'un coût de production plus faible pour les centrales « prolongées », par rapport aux autres sources d'énergie, ne résiste pas à l'analyse, si on y intègre l'ensemble des coûts induits.

a) Les surcoûts de la prolongation

En partant du prix CCE du rapport d'enquête de 54 euros/MWh pour les centrales prolongées (mais nous ne pouvons qu'observer le grand flou existant sur le détail des 50 milliards de travaux à mener, aucune information précise ne nous ayant été communiquée par l'exploitant historique), notre commission a fait un intéressant travail de compilation de l'ensemble des coûts pris en charge par la collectivité (recherche, gestion des déchets, assurance) ou probablement sous-estimés (démantèlement, taux d'actualisation exagéré), arrivant donc à environ 20 euros/MWh de surcoût (voir le tableau récapitulatif des coûts dans le rapport). Dans ce cas, il apparaît d'ores et déjà que le coût du mégawatt-heure d'origine nucléaire, en cas de prolongation des centrales, est comparable au coût actuel du mégawatt-heure d'éolien terrestre (qui lui pourrait encore baisser...).

Et encore, ces coûts supplémentaires peuvent sembler quelque peu sous-évalués :

- Notre commission a relativement peu approfondi la question de la réponse apportée en investissements de sécurité après la catastrophe de Fukushima, qui se traduiront par une dizaine de milliards d'investissements supplémentaires, dont la moitié intégrée, selon EDF, dans les travaux de prolongations. Ces travaux n'intègrent pas des questions majeures mises en évidence par la catastrophe de Fukushima, comme la proximité entre le réacteur et les piscines de stockage, et l'extrême fragilité des centrales nucléaires aux « risques extérieurs », naturels ou humains. Le nucléaire est une industrie fragile et le refus d'intégrer dans les « tests de scénarios catastrophes » post Fukushima de nombreux scénarios d'agressions extérieures

¹ Défini dans le rapport de la Cour des Comptes déjà mentionné : « *ne tient pas compte de l'amortissement du parc, qui rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation (objectif d'un coût moyen de production sans référence historique)* ».

en aura été un aveu. Il reste évident que la prise en compte de l'ensemble de ces risques (intrusions terroristes, inondations, ruptures de barrage, risques sismiques, tempêtes...), si tant est que cela soit possible, rendrait économiquement non compétitive l'industrie nucléaire...

- Le coût assurance est calculé en prenant en compte un accident nucléaire majeur « très raisonnable » - environ 100 milliards d'euros - alors que l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) évalue le coût d'une catastrophe très grave entre 600 et 1 000 milliards d'euros, information reprise par la Cour des Comptes dans son rapport de janvier dernier.

- Les coûts démantèlement-stockage tolèrent un temps très long pour le provisionnement des frais qui leur sont liés (si on le fait dans un temps court, le coût bondit).

- Le coût stockage n'intègre pas le coût de stockage des déchets de mines d'uranium, qui ne sont pas considérés comme des déchets nucléaires.

- Le coût stockage ne prend pas non plus en compte la question des matières retraitées actuellement, conservées pour une exploitation future, et qu'il faudra donc stocker de manière sécurisée dans la longue durée, si nous décidons l'arrêt de la filière.

- Le coût de production se fonde sur un taux de disponibilité des centrales tout à fait remis en cause aujourd'hui par la montée en puissance de la production renouvelable européenne et le mécanisme dit du « *merit order* » (ordre de mérite).

- En intégrant l'ensemble de ces coûts, le mégawatt-heure produit par les centrales prolongées apparaît quasiment prohibitif, représentant probablement plus du double du prix moyen sur le marché spot.

Ainsi, sans même intégrer le risque économique pris avec l'investissement dans la prolongation des centrales, risque parfaitement expliqué par l'ASN, et qui revient à dépenser des milliards d'euros sans avoir la certitude d'obtenir une autorisation d'exploitation, il apparaît plus qu'hasardeux, économiquement, de s'entêter dans une filière qui ne présente plus aucun avantage compétitif en termes de coûts. De plus, il faut, évidemment, le souligner, le risque environnemental reste sans commune mesure avec toute autre forme de production et ne pourra que continuer à augmenter sur des installations vieillissantes (les cuves de réacteurs par exemple ne seront évidemment pas remplacées, alors qu'elles n'ont jamais été conçues pour 60 ans d'utilisation...).

b) L'EPR ne sera jamais compétitif

Si on peut donc fortement mettre en cause l'intérêt économique de la prolongation du parc existant, concernant la filière EPR, c'est tout simplement l'idée d'aberration économique qui s'impose.

Certes, les promoteurs de cette filière nous ont « au doigt mouillé » proposé une estimation du coût de production du mégawatt-heure produit dans

le cadre d'une filière « installée » (sans d'ailleurs nous préciser à partir de combien de réacteurs cette filière deviendrait mature) aux alentours de 60 euros/MWh. Pour l'instant, notre commission n'a pu que constater l'absence totale de maîtrise des coûts sur la construction en cours de l'EPR finlandais et la reproduction des problèmes sur l'EPR de Flamanville, du fait de la non-maîtrise du chantier de gros œuvre (et nous n'en sommes pas encore à la partie nucléaire proprement dite...).

Notre commission ne peut se contenter d'estimations non corroborées et il convient donc de se concentrer sur les chiffres réellement connus. Le chiffre aujourd'hui le plus sérieux, nul ne le contestera, est l'estimation « prudente » de la Cour des Comptes, précisée lors de l'audition du 19 mars, au cours de laquelle Michèle Pappalardo avait indiqué : « *Nous n'avons donc nullement validé les chiffres qui nous ont été donnés et qui figurent dans le rapport : 6 milliards d'euros pour le coût de construction et entre 70 et 90 euros pour le coût de production, ce qui est d'ailleurs peut-être un peu optimiste. Ces chiffres ont été obtenus en prenant comme hypothèses un taux d'utilisation de l'EPR de 90 % - cela me paraît là aussi un peu optimiste -, une durée de vie de l'EPR de soixante ans et des coûts de production moins importants que ceux des centrales actuelles* ». La Cour des Comptes a donc souligné le caractère très optimiste de ces estimations, et notamment de cette incroyable hypothèse d'un taux d'utilisation de 90 % pendant 60 ans...

Ainsi, même en prenant les meilleurs résultats de baisse des coûts entre « prototypes » et filière mature (- 20 % sur les réacteurs à eau pressurisée/REP), il n'apparaît guère imaginable que l'EPR produise à moins de 80-100 euros le mégawatt-heure en production de série et cela, sans intégrer, l'ensemble des éléments énoncés dans le chapitre précédent (non-intégration des coûts de la recherche et de l'assurance, disponibilité moindre, etc.).

Nous aurons d'ailleurs noté de la part d'Henri Proglio, lors de son audition du 12 mars, une défense assez mollassonne de la compétitivité du mégawatt-heure produit par l'EPR : « *On pense aujourd'hui que les coûts des nouveaux moyens de production des différentes filières devraient être assez proches, entre 70 euros et 100 euros le mégawatt-heure, qu'il s'agisse du nucléaire, du charbon, du gaz ou de l'éolien terrestre* ».

Une indication complémentaire très intéressante a été obtenue par nos recherches sur le prix de négociation actuel en Grande-Bretagne du tarif d'achat du mégawatt-heure produit par les futurs EPR. Si Henri Proglio s'est assez logiquement retranché derrière le secret commercial, il n'en reste pas moins que des chiffres « à la hausse » circulent dans les milieux informés, notamment à Bruxelles. Lors de son audition, le député européen Claude Turmes a estimé que ce prix garanti pourrait être de l'ordre de 90 à 110 euros le mégawatt-heure, garanti sur un très long terme. En outre, un article de *The Times* en date du 15 juillet¹, avance qu'EDF Energy négocierait finalement un

¹ « *French demand high price for "rescuing" nuclear industry with two new reactors* ».

prix d'achat garanti sur 25 ans de 165 livres/MWh, soit 209 euros/MWh. Cette information supplémentaire, si elle devait être confirmée, soulignerait évidemment encore plus à quel point le mégawatt-heure d'origine EPR n'est pas aujourd'hui compétitif. De nouvelles investigations parlementaires seront sans nul doute nécessaires pour faire un point précis de l'état d'une filière de toute évidence en très grande difficulté. Le principe même d'une exigence, par EDF Energy, d'obtenir un prix garanti sur du long terme à un niveau si élevé, ne peut qu'interpeller s'agissant du déploiement d'une technologie qui est censée être totalement mature.

Il ressort donc une certitude des investigations et des auditions : au vu de la baisse régulière du coût des énergies renouvelables, le mégawatt-heure d'origine EPR ne sera jamais rentable et nous avons aujourd'hui suffisamment de chiffres sur la table pour créer un consensus politique sur ce point. La raison commanderait, sur la base d'une simple analyse économique, et sans même prendre en compte l'importance des risques environnementaux, l'abandon de cette filière, qui représente une menace réelle d'effondrement économique des acteurs industriels qui y sont impliqués.

D - La montée en puissance des énergies renouvelables

Ce chapitre peut être très bref, tant c'est la principale tendance européenne aujourd'hui. Ainsi, la table ronde organisée à la fin des travaux de notre commission avec les principaux industriels européens de l'électricité (EON, ENEL, Vattenfall, Alpiq) a-t-elle montré à quel point ils avaient d'ores et déjà tourné la page de l'industrie nucléaire, et ils n'ont pas nié leur intérêt pour le marché français... Pour y vendre demain de l'électricité d'origine renouvelable !

La question n'est effectivement plus de savoir si les énergies renouvelables seront à terme moins chères que le nucléaire, elles vont l'être très rapidement, mais surtout quelles conséquences elles vont avoir sur les prix et l'organisation du marché et de la production en France.

L'éolien terrestre, filière mature, approche aujourd'hui 70 euros le mégawatt-heure (valeur donc compétitive selon la méthode CCE), mais les autres productions renouvelables baissent aussi très rapidement. Le mégawatt-heure photovoltaïque se négocie déjà sur des projets spécifiques à 90 euros et certains industriels estiment possibles à très court terme des contrats longue durée à 75 euros/MWh, en attendant des valeurs plus proches de 60 euros.

Concernant l'éolien offshore, les estimations données pour les grands parcs éoliens français (220 euros/MWh) sont déjà à comparer avec certains contrats négociés en Mer du Nord à 140 euros/MWh, sur seulement 12 ans de prix garantis.

Puissance installée en augmentation (+ 17 gigawatts dans l'UE 27 pour l'année 2009, dont 10,2 pour l'électricité d'origine éolienne¹) et baisse des prix vont faire de l'électricité d'origine renouvelable l'épine dorsale du système électrique européen.

Dans ce cadre, deux éléments financiers sont essentiels :

- La baisse du coût de production rapide conduit à une parité réseau, qui fait qu'il est moins cher d'auto-consommer que d'acheter de l'électricité sur le réseau (bien plus chère que le simple coût de production car son prix intègre le transport, la distribution, la CSPE, les taxes locales et la TVA). Dans des pays comme l'Allemagne, ce développement de l'autoconsommation devient un élément important dans le choix d'équipements, avec un accompagnement de ces investissements domestiques par l'État. Il conviendrait maintenant de développer en France ces encouragements (notamment fiscaux) qui permettent de mobiliser l'épargne vers les énergies renouvelables.

- L'arrivée dans les prochaines années sur le marché de mégawatts d'origine éolienne, sur des installations déjà amorties, va contribuer encore fortement (et dans un contexte de surcapacité) à renforcer la baisse déjà tendancielle du prix spot du marché de l'électricité (prix lié à la production et qui ne doit pas être confondu avec le prix de vente, qui intègre transport et distribution). Cela va continuer à peser fortement sur le marché de capacité, au détriment des centrales thermiques, mais va aussi réduire les recettes du nucléaire. Cela doit aujourd'hui être intégré dans la logique économique du nucléaire.

Le rapport de notre commission devrait donc permettre de prendre la mesure de cette explosion de la production des énergies renouvelables en Europe, qui va influencer de plus en plus sur le marché français de l'électricité, et représente une opportunité industrielle sur laquelle nous ne pouvons pas faire l'impasse.

E - Les incohérences et absences d'une politique globale

Les auditions menées donnent la mesure des aberrations de la politique électrique française depuis les années 70 : tout nucléaire et développement massif du chauffage électrique.

Nous nous retrouvons ainsi avec un réseau dimensionné à la hauteur des pics de consommation, et des investissements très coûteux en équipements de capacité pour répondre à des demandes ponctuelles très soutenues. La très forte variation des besoins entre journées hivernales froides et estivales est une faiblesse française bien connue, les autres pays européens ne connaissant pas des variations aussi importantes. De même, les évolutions tout au long de la journée sont extrêmement importantes, mais devraient là aussi faire l'objet

¹ Source : Centre Commun de Recherche de la Commission européenne.

d'une approche européenne dans le cadre d'interconnexions renforcées, les heures de pic n'étant pas exactement les mêmes partout en Europe.

Force est de constater que malgré le constat sur le caractère irrationnel de ce système électrique, rien n'a été fait pour le corriger réellement, en arrêtant notamment de promouvoir le chauffage électrique, et en ayant une véritable politique d'efficacité énergétique dans les usages de l'électricité. Après la « chasse au gaspi » des années 70, la France en situation de surproduction nucléaire a rapidement réduit son effort sur cet enjeu majeur des économies d'énergie, alors qu'ailleurs en Europe, dès les années 90, nombre de pays européens organisaient des politiques importantes d'efficacité énergétique, liées déjà à la perspective de sortie du nucléaire. Ainsi, la France a accumulé des retards aujourd'hui très préjudiciables, tourné le dos à la mise en place de systèmes décentralisés proches des citoyens et appuyés sur la capacité d'initiative des collectivités locales.

Il s'agit donc, dans un temps court, de rattraper ces retards, à partir d'une analyse lucide de nos erreurs stratégiques. Nous en sommes encore loin si l'on prend l'exemple du nouveau compteur individuel « Linky », qui devrait être déployé dans les toutes prochaines années. Les nombreuses mises en garde récoltées par la commission lors des auditions n'ont pour l'instant pas été suivies d'effet, alors qu'un moratoire serait pour le moins nécessaire dans sa mise en place. Les décisions qui seront prises dans les prochains mois concernant son déploiement auront valeur de test sur la volonté de l'État et de l'exploitant historique de changer le « paradigme électrique ».

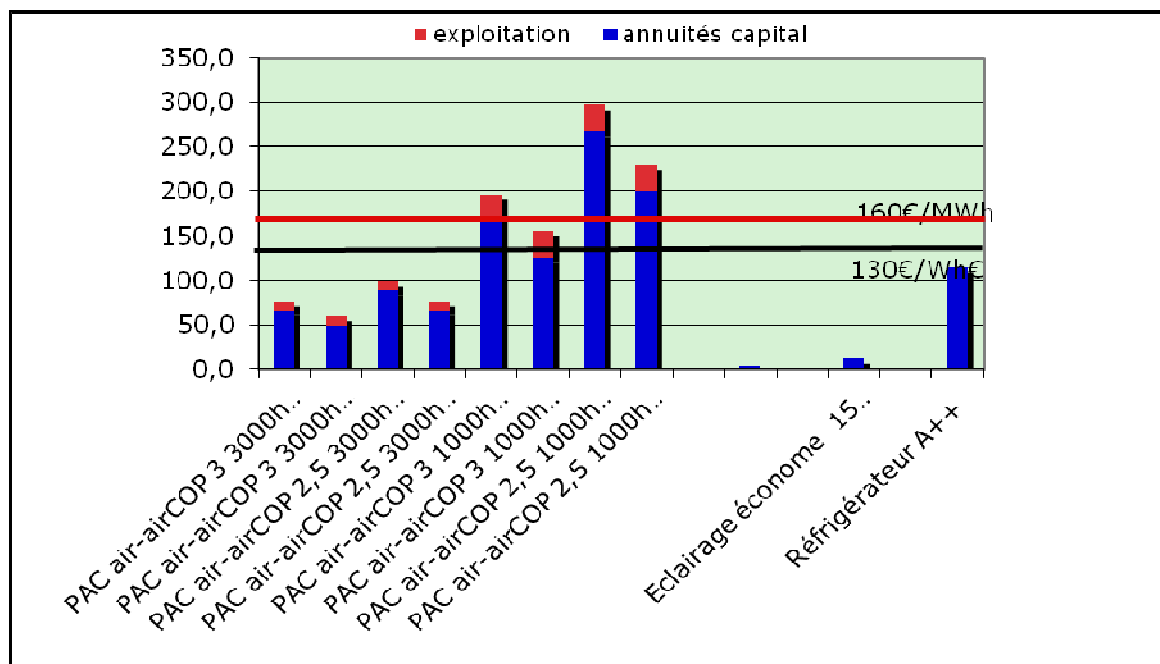
Deuxième partie : un système à réinventer

A - La priorité à l'efficacité énergétique et à la lutte contre la précarité énergétique

En restant toujours dans la logique du Coût Courant Économique, le développement massif de l'efficacité énergétique est de loin le plus rentable pour la société française.

Le tableau fourni par Benjamin Dessus, de Global Chance, est ici explicite.

Coût Courant Économique (€/MWh) Économies d'électricité :
éclairage, froid, PAC (Pompe à chaleur)



Il est donc essentiel d'agir fortement au niveau de l'État pour favoriser cet investissement, par des dispositifs financiers à préciser (aides directes, défiscalisation, dispositifs innovants de tiers investisseurs etc.).

Sortir les ménages modestes du piège du chauffage électrique est une autre priorité : réhabilitation thermique et évolution des modes de chauffage seront un chantier central pour le prochain Gouvernement, nous le savions déjà, mais les auditions de cette commission d'enquête en confirment l'urgence. Il s'agit de réduire la précarité énergétique, priorité sociale s'il en est, mais aussi d'arrêter de mobiliser une part bien trop importante des budgets de l'ensemble des ménages français sur leur consommation énergétique, et tout particulièrement électrique, au détriment d'autres secteurs économiques.

Sur ce point, les auditions ont révélé toute la complexité d'une tarification différenciée suivant la quantité de consommation et il est important que notre commission ait soutenu la proposition du Médiateur de l'énergie, Denis Merville, d'un chèque énergie adapté aux spécificités et à la situation de chaque ménage.

Notre commission aura ainsi mis en évidence qu'au-delà du chauffage électrique (dont le caractère absurde est néanmoins démontré sur l'organisation globale du système français en surdimensionnement des réseaux et des capacités de production), il convient de s'intéresser de très près aux autres consommations domestiques en fort développement (électroménager, bureautique, téléviseurs à grand écran, etc.). Plusieurs préconisations importantes se retrouvent dans le rapport tant sur le durcissement des normes au niveau européen que sur l'information du consommateur. Il convient,

notamment, de développer une information claire, intégrant le coût d'utilisation, pour que le consommateur puisse prendre conscience de l'impact financier de ses choix, au-delà du prix d'achat. Les propositions portées par les associations de consommateurs devront être étudiées avec attention.

B - L'accompagnement du développement des énergies renouvelables

La Cour des Comptes a bien souligné dans son rapport que ne pas choisir était, de fait, un choix et Gilles-Pierre Lévy, président de la deuxième chambre de la Cour des Comptes, l'a rappelé devant votre commission : *« la durée de vie effective des centrales pose véritablement question. En tout état de cause, sauf à réduire de manière significative notre consommation d'électricité, compte tenu des délais de mise en œuvre des solutions alternatives - économies d'énergie, construction d'EPR ou recours aux énergies renouvelables -, ne pas décider, c'est décider de prolonger la durée de vie des centrales »*. La prolongation du parc nucléaire actuel par l'absence de tout autre investissement serait un déni démocratique et une aberration économique.

La démonstration faite dans ce rapport d'un coût courant économique du parc nucléaire prolongé au-delà des 75 euros le MWh (chiffre déjà très raisonnable) doit donc d'ores et déjà susciter un investissement massif dans toutes les énergies renouvelables produites à ces coûts : l'éolien terrestre, certaines biomasses et probablement assez rapidement le photovoltaïque dans certaines conditions. Tarif d'achats garanti et levée de la multitude des obstacles administratifs inutiles seront les clés de ce développement qui peut être très rapide. Les acteurs auditionnés ont largement souligné les dégâts considérables en termes d'emplois des choix erratiques des gouvernements précédents, notamment avec la remise en cause des engagements pris sur la filière photovoltaïque. Le Syndicat des Energies Renouvelables et Enerplan estimaient pour leur part à plus de 10 000 le nombre d'emplois perdus suite au moratoire de décembre 2010. Nous avons aujourd'hui besoin de cohérence et de constance dans la durée. Pour les autres filières en développement, éolien *offshore*, par exemple, une logique d'appel à projets par la CRE est un système qui peut fonctionner. Cet accompagnement d'un développement rapide des énergies renouvelables, afin de rattraper le retard accumulé en France est une priorité. Il faut aussi le coupler avec une réflexion sur les besoins en capacité, en réservant prioritairement certaines productions (biomasse, hydraulique) à cet équilibre entre production et consommation.

Concernant ce développement, nous pouvons nous féliciter du fait que le travail de cette commission d'enquête ait permis de relativiser certains arguments constamment développés par les opposants au développement des énergies renouvelables. L'audition de RTE a notamment souligné que les coûts liés à la connexion sur le réseau des énergies renouvelables devaient être fortement relativisés par rapport à l'importance des sommes qui devront être

consacrées à la modernisation d'un réseau qui a souffert d'un fort sous-investissement ces dernières années, ce retard dans l'investissement étant la raison principale de l'augmentation inéluctable de la part TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité) du prix de l'électricité (point explicité dans la démonstration de Dominique Maillard, président du directoire de RTE, dans son audition du 12 mars).

De même, dans l'augmentation programmée de la CSPE, les énergies renouvelables sont loin d'être les seules responsables. Une idée intéressante a été développée lors de nos travaux sur l'élargissement de la contribution à la CSPE à toutes les énergies renouvelables amorties (hydraulique, éolien...), et pas seulement au nucléaire. Nous retiendrons aussi des auditions menées d'autres idées d'abondement de la CSPE par de nouvelles recettes, comme l'affectation d'une partie du produit de mise aux enchères des permis d'émissions de CO₂ ou d'une part de la future contribution climat-énergie. Dans tous les cas, comme il ne pourra être question d'affecter totalement aux ménages un coût de production réel aux alentours de 70 euros le mégawatt-heure, c'est bien sur les recettes nouvelles affectées à la CSPE que devra sans nul doute se faire en partie l'équilibre économique global du système électrique français.

Ce développement rapide des énergies renouvelables doit s'accompagner d'une véritable stratégie industrielle. La France n'est pas encore hors-jeu dans un certain nombre de secteurs (très grand éolien, recherche photovoltaïque, intelligence des réseaux etc.), mais il faut rapidement structurer de nouvelles filières pour ne pas être exclu d'un des principaux marchés industriels européens de la décennie (250 milliards d'euros d'investissements prévus en Europe). Ainsi, notre rapport a permis de mettre en évidence (malgré le faible enthousiasme de certains acteurs à nous communiquer le détail de leurs programmes) que, contrairement aux discours, nous étions loin de la parité en argent public investi entre renouvelables et nucléaire : selon les chiffres fournis par le Commissariat Général au Développement Durable, pour un euro investi dans les renouvelables, ce sont quatre euros qui sont engloutis dans le nucléaire, soit quatre fois plus d'argent mis dans un secteur qui représente, par ailleurs, quinze fois moins d'investissements prévus en Europe que le secteur des renouvelables dans les dix prochaines années. A ce niveau d'aberration stratégique économique et industrielle, les chiffres se suffisent à eux-mêmes.

Il existe donc une véritable priorité pour l'emploi industriel français. Nous encourrons, sinon, un risque de marginalisation économique.

C - Une nouvelle approche des réseaux

Développement de l'efficacité énergétique et de la réhabilitation thermique des bâtiments, interconnexions européennes renforcées, développement de mécanismes de capacité en lien avec certaines énergies

renouvelables sont des réponses de base au déséquilibre structurel du réseau français.

Mais il ne sera possible de changer de système de production, au profit des consommateurs et de la durabilité de l'économie française, que par une autre approche des réseaux et des consommateurs, enfin considérés comme des consomm'acteurs.

Des recherches pointues existent en France sur les réseaux intelligents, notre commission a d'ailleurs pu le constater. Elles doivent trouver une application dans le cadre d'une refonte progressive, intégrant la production décentralisée d'énergie renouvelable, l'automatisation de certains effacements de crête (par exemple sur le chauffage électrique), le déclenchement rapide de mécanismes de capacités décentralisés (notamment en biomasse), la mobilisation rapide des consomm'acteurs, sensibilisés en particulier par le signal prix.

Cette vision nouvelle, nécessaire, demande de rompre avec une logique centralisée et de faire le pari de la mise en réseau et de l'intelligence collective. Ces « *smart grids* » s'appuieront évidemment sur les technologies de l'informatique, mais plus encore sur la mobilisation des citoyens et des collectivités locales, acteurs majeurs par leur capacité de fédération, de sensibilisation et d'information des citoyens, mais aussi par leurs possibilités de production d'énergies renouvelables décentralisées. Lors des auditions, les collectivités locales ont pu exprimer leur mécontentement. Elles doivent être entendues et la loi devra garantir leur rôle d'autorité organisatrice ainsi que leur accès à toutes informations nécessaires, éclaircir leurs relations d'autorités concédantes par rapport aux distributeurs, élargir leur capacité d'action y compris la possibilité de renforcer et de développer des régies locales dont les résultats sont souvent impressionnants.

Ces réseaux et ce consomm'acteur (qui peut aussi développer une part d'autoproduction) nécessite un compteur très intelligent... Ce qui n'est pas le cas de Linky : de très nombreux acteurs auditionnés l'ont souligné. Au regard du coût de déploiement de ce nouveau compteur, il n'est pas imaginable qu'il ne réponde pas à plusieurs enjeux : information permanente du consommateur sur sa consommation et son prix d'achat, capacité de participation à l'écêtement des pointes notamment par son branchement sur le chauffage électrique et la pratique automatisée des micro-coupures, mesure de l'autoconsommation. Les auditions ont démontré l'incapacité de Linky à répondre à ces enjeux. Un moratoire sur son installation apparaît donc comme une réponse raisonnable. Il ne serait, en effet, pas tenable de gaspiller des milliards uniquement pour permettre l'automatisation de la facture !

Dans le cadre du système qui se met en place sous nos yeux au niveau européen, fondé sur les énergies renouvelables et les réseaux intelligents, la question du stockage de l'électricité est une question incontournable. Notre commission a effectué de nombreuses auditions dans ce cadre, et a pu constater que cette question mobilisait recherche et prospective.

Le premier niveau de stockage est sans conteste le grand hydraulique, comme cela est déjà le cas sur certains sites en France et bien plus en Suisse. Notre commission se déroulant en période de renouvellement de concessions de barrages, elle a rencontré des acteurs peu enclins à dévoiler leurs projets, mais il apparaît clair que cette intégration des possibilités de stockage devra être un élément clé dans le choix des concessionnaires. D'autres pistes nous ont été présentées, hydrogène et piles à combustibles, méthanation, etc. Les recherches doivent ici se poursuivre, notamment, sur le modèle économique du stockage qui demeure un élément important du futur système électrique. Dans ce cadre, inscrire le développement des futures voitures électriques dans un ensemble où elles ne seraient pas seulement un débouché supplémentaire pour une électricité toujours plus abondante (et nucléaire), mais une des possibilités de stockage pour des consommateurs, est une piste à explorer.

Enfin, cette gestion du réseau nécessite une organisation rationnelle. Faire d'ERDF et de RTE les filiales d'un producteur, même contrôlé par l'État, n'est pas logique et l'utilisation d'une part du capital de RTE pour les actifs dédiés au démantèlement illustre par l'absurde cette confusion des métiers et des missions. Nous croyons au service public et pensons qu'un grand service public de la distribution et du transport serait bien plus logique et lisible. Appuyé sur cette excellence française et intégrant une logique forte de décentralisation, il discuterait ensuite avec des producteurs (qui pourraient être aussi des sociétés à capitaux publics, étatiques ou locaux). C'est un choix politique majeur que nous devons faire ici, en tenant compte du fait qu'il n'est pas acquis que l'Europe accepte encore longtemps une exception française totalement contraire à l'esprit des directives européennes sur l'énergie.

Conclusion : la refonte de notre projet électrique, une chance pour la France ?

En conclusion de cette commission d'enquête d'ampleur, les enjeux à venir apparaissent plus clairement, autour de chiffres explicites et rassemblés dans le rapport. Le « modèle électrique français » apparaît très fragilisé. De moins en moins compétitif sur le prix du mégawatt-heure produit et de plus en plus cher pour le consommateur, peu maître de sa consommation, qui voit les coûts, et donc sa facture, s'envoler.

Nous payons aujourd'hui le choix du nucléaire des années 70-80, il pèse sur le pouvoir d'achat des ménages, renforce la précarité et nous marginalise en Europe.

Nous nous trouvons, évidemment, aujourd'hui à un tournant : décider, soit de nous enfoncer dans un déni de réalité et choisir la fuite en avant, soit de changer résolument le paradigme électrique et en faire le symbole d'une nouvelle modernité française. C'est un choix toujours difficile, des conservatismes puissants sont à l'œuvre, une certaine culture des élites françaises s'oppose à la reconnaissance de cette erreur manifeste dans les choix stratégiques.

Nous devons pourtant engager cette transition énergétique, où la baisse progressive et continue du nucléaire débouchera à terme sur un système de production totalement durable et renouvelable... Et bien moins cher que ce qui peut être entendu ici ou là.

Il nécessite une autre conception de nos sociétés, appuyée sur des citoyens responsables, des collectivités mobilisées. Derrière le choix électrique, c'est un modèle de société responsable et solidaire que nous construisons.

La France a plusieurs atouts dans cette mutation à mener sur un temps assez court, autour de décisions claires et rapides. D'abord, malgré les errements de ces dernières années qui lui ont coûté beaucoup d'emplois et qui ont désorganisé les filières émergentes, son tissu industriel en énergies renouvelables, appuyé sur une recherche de haut niveau et des savoir-faire d'excellence, peut rapidement relever le défi, être concurrentiel dans l'un des marchés mondiaux les plus actifs, devenir le premier créateur de nouveaux emplois en France.

Ensuite, l'excellence française, c'est aussi une conception très forte du service public qu'il faut non seulement préserver mais renforcer, autour d'un grand service public du transport et de la distribution intégrant le renforcement des compétences des collectivités locales et régionales. Sa maîtrise dans la gestion intelligente des réseaux peut aussi devenir demain un savoir-faire exportable.

Le risque nucléaire est pour nous, écologistes, inacceptable par une société lucide. L'enquête menée par notre commission montre que nous devons aujourd'hui avoir le courage de tourner la page du nucléaire également pour des raisons économiques. Nous devons nous inscrire résolument, comme nos voisins européens l'ont déjà fait, dans cette nouvelle modernité électrique européenne, qui se dessine sous nos yeux et que ce rapport a le mérite de révéler.

ANNEXE I

ABRÉVIATIONS

- ACRS** : Atomic committee on reactor safeguards
- ADEME** : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
- ADSL** : Asymmetric Digital Subscriber Line
- ANAH** : Agence nationale pour l'amélioration de l'habitat
- ANDRA** : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs
- ANODE** : Association nationale des opérateurs détaillants en énergie
- ANRU** : Agence nationale pour la rénovation urbaine
- ARCEP** : Autorité de régulation des communications électroniques et des postes
- ARENH** : Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
- ASN** : Autorité de sûreté nucléaire
- C₃P** : Coût comptable complet de production
- CCE** : Coût courant économique
- CCR** : Caisse centrale de réassurance
- CEA** : Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
- CEREN** : Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
- CIDD** : Crédit d'impôt développement durable
- CLER** : Comité de liaison des énergies renouvelables
- CMUC** : Couverture maladie universelle complémentaire
- CNE** : Commission nationale d'évaluation
- CNRS** : Centre national de recherche scientifique
- CODIRPA** : Comité directeur pour la gestion de la phase post-accidentelle
- CRE** : Commission de régulation de l'énergie
- CREG** : Commission de régulation de l'électricité et du gaz (Belgique)
- CRT** : Cathode ray tube
- CSPE** : Contribution au service public de l'électricité
- DGEC** : Direction générale de l'énergie et du climat

DGEMP : Direction générale de l'énergie et des matières premières
DNN : Distributeur non nationalisé (autre dénomination : entreprise locale de distribution)
EDF : Électricité de France
EDF SEI : Électricité de France – Systèmes énergétiques insulaires
EEIG : European electricity grid initiative
EJP : Effacement jour de pointe
ELD : Entreprise locale de distribution
ENR : Énergies renouvelables
EPEX Spot : European power exchange spot
EPR : European/Evolutionary Power Reactor
EPS : Études probabilistes de sûreté
ERDF : Électricité réseau distribution France
FA-VL : Faible activité à vie longue
FADE : Fonds d'amortissement de la dette électrique
FMA-VC : Faible et moyenne activité à vie courte
FNCCR : Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
GAREAT : Gestion de l'assurance et de la réassurance des risques d'attentats et actes terroristes
GDF : Gaz de France
HA : Haute activité
IFRI : Institut français des relations internationales
INB : Installation nucléaires de base
INES : Institut national de l'énergie solaire
INSEE : Institut national de la statistique et des études économiques
IRSN : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire
LCD : Liquid cristal display
LOLF : Loi organique relative aux lois de finances
M€ : Million d'euros
Md€ : Milliard d'euros
MA-VL : Moyenne activité à vie longue
MDE : Maîtrise de l'énergie
MOX : Mélange d'oxydes

MYRTE : Mission hydrogène renouvelable pour l'intégration au réseau électrique

NOME : Nouvelle organisation des marchés de l'électricité

NRC : Nuclear Regulatory Commission

OCDE : Organisation pour la coopération et le développement économiques

OPECST : Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques

PPI : Programmation pluriannuelle des investissements

PNGMDR : Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs

REMODECE : Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe

RT : Réglementation thermique

RTE : Réseau de transport d'électricité

SCEQE : Système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre

SER : Syndicat des énergies renouvelables

SOeS : Service de l'observation et des statistiques

STEP : Stockage d'énergie par pompage turbinage

STI : Stockage industriel

TaRTAM : Tarif transitoire d'ajustement au marché

TCE : Temps de coupure équivalent

TFA : Très faible activité

TPN : Tarif de première nécessité

TURPE : Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

UE : Union européenne

UFE : Union française de l'électricité

UNIDEN : Union des industries utilisatrices d'énergie

ZNI : Zones non interconnectées (Corse, outre-mer)

Unités de mesure :

GW - GWh : gigawatt - gigawatt-heure

kV - kVA : kilovolt – kilovolt-ampère

kWh – kWh/Wc – kWh_{ep} : kilowatt-heure – kilowatt-heure par watt-crête – kilowatt-heure d'énergie primaire

Mtep : méga-tonne d'équivalent pétrole

MW – MWh : mégawatt – mégawatt-heure

TWh : terawatt-heure

V : volt

1 TW = 1 000 GW

1 GW = 1 000 MW

1 MW = 1 000 kW

1 kW = 1 000 W

ANNEXE 2

LISTE DES PERSONNES ENTENDUES PAR LA COMMISSION

Mercredi 7 mars 2012

- **M. Philippe de Ladoucette**, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- **M. Jean-Yves Ollier**, directeur général de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- **M. Éric Besson**, ministre chargé de l'Industrie, de l'énergie et de l'économie numérique
- **M. Gérard Mestrallet**, président directeur général de GDF-Suez
- **M. Pierre Radanne**, expert, gérant de la société Futur facteur 4, ancien président de l'ADEME, expert des questions énergétiques et écologiques

Mardi 13 mars 2012

- **M. Dominique Maillard**, président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE)

Mercredi 14 mars 2012

- **M. Fabien Choné**, directeur général de Direct Énergie et président de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE)
- **M. Henri Progllo**, président directeur général d'EDF
- **M. Jean-Louis Bal**, président du Syndicat des énergies renouvelables

Mardi 20 mars 2012

- **M. Bernard Bigot**, administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
- **M. Gilles-Pierre Lévy**, président de la 2^e chambre de la Cour des comptes
- **Mme Michèle Pappalardo**, conseillère-maître à la Cour des comptes
- **M. Jean-Marc Jancovici**, ingénieur conseil en énergie-climat

Mercredi 21 mars 2012

- **M. Laurent Chabannes**, président de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)
- **Mme Michèle Bellon**, président du directoire d'ERDF
- **M. Luc Oursel**, président du directoire d'Areva
- **M. Alain Bazot**, président d'UFC Que choisir ?

Mercredi 28 mars 2012

- **M. Xavier Pintat**, sénateur, président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)
- **M. Pascal Sokoloff**, directeur général des services de la FNCCR
- **M. Paul Champsaur**, président de l'Autorité de la statistique publique et de la commission sur le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique
- **M. François-Michel Gonnot**, député, président du Conseil d'administration de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)
- **Mme Marie-Claude Dupuis**, directeur général de l'ANDRA

Mardi 3 avril 2012

- **M. André-Claude Lacoste**, président de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)
- **M. Franck Lacroix**, président de Dalkia
- **Mme Virginie Schwarz**, directrice exécutive des programmes de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Mercredi 4 avril 2012

- **Mme Reine-Claude Mader**, présidente de la Confédération de la consommation, du logement et du cadre de vie (CLCV)
- **M. Benoît Faraco**, porte-parole et coordinateur changement climatique et énergies de la fondation Nicolas Hulot pour la nature et pour l'homme
- **M. Jacques Percebois**, professeur et coauteur du rapport « Énergies 2050 »

Mardi 10 avril 2012

- **M. Pierre Bivas**, président de Voltalis
- **M. Benjamin Dessus**, président de Global Chance

Mercredi 11 avril 2012

- **M. Christian Bataille**, député, membre de l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques (OPECST)
- **Mme Sophia Majnoni d'Intignano**, chargée des questions nucléaires pour Greenpeace France

Mercredi 9 mai 2012

- **M. Denis Baupin**, adjoint au Maire de Paris, chargé du développement durable, de l'environnement et du plan climat
- **M. Jean-François Conil-Lacoste**, directeur général de Powernext et d'EPEX SPOT
- **M. Pierre-Franck Chevet**, directeur général de l'énergie et du climat au ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement
- **M. Pierre-Marie Abadie**, directeur de l'énergie au ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement
- **M. Denis Merville**, médiateur national de l'énergie

Mercredi 16 mai 2012

- **Mme Maryse Arditi**, pilote du réseau Énergie de France Nature Environnement
- **Mme Annegret Groebel**, responsable du département des relations internationales du Bundesnetzagentur für Elektrizität
- **M. Luc Poyer**, président du directoire d'E.ON France
- **M. Olivier Puit**, directeur général d'Alpiq France
- **M. Michel Crémieux**, président d'Enel France
- **M. Frédéric de Maneville**, président de Vattenfall France

Mercredi 20 juin 2012

- **M. Gilles-Pierre Lévy**, président de la 2^e chambre de la Cour des comptes
- **Mme Michèle Pappalardo**, conseillère-maître à la Cour des comptes
- **M. Julien Tognola**, sous-directeur « marchés de l'énergie et des affaires sociales » à la direction générale de l'énergie et climat du ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement
- **M. Nicolas Barber**, chef du bureau « systèmes électriques et énergies renouvelables » à la direction générale de l'énergie et climat
- **Mme Esther Pivet**, directrice du développement des marchés à la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

- **M. Thomas Piquemal**, directeur exécutif groupe en charge des finances à EDF
- **Mme Corinne Fau**, directeur financier à EDF
- **M. Patrice Bruel**, délégué aux régulations à EDF

ANNEXE 3

LISTE DES PERSONNES ENTENDUES PAR LE RAPPORTEUR

Mardi 13 mars 2012

- **M. Julien Noé**, directeur adjoint d'Enecoop

Jeudi 15 mars 2012

- **M. Robert Durdilly**, président de l'Union française d'électricité (UFE)
- **M. Jean-François Raux**, délégué général de l'Union française d'électricité (UFE)

Jeudi 29 mars 2012

- **M. Mathieu Fleury**, vice-président du Comité interprofessionnel du bois énergie (CIBE)
- **M. Raphaël Claustre**, directeur au Comité de liaison des énergies renouvelables (CLER)
- **M. Joël Vormus**, responsable des projets énergie et environnement au Comité de liaison des énergies renouvelables (CLER)

Jeudi 5 avril 2012

- **M. Serge Vidal**, président de la Commission économique du CCE EDF, représentant de la Fédération des mines et de l'énergie du syndicat CGT
- **M. Jean Barra**, membre du Conseil supérieur de l'énergie, représentant de la Fédération des mines et de l'énergie du syndicat CGT
- **M. Frank Roubanovitch**, président du Comité de liaison des entreprises ayant exercé leur éligibilité sur le marché libre de l'électricité (CLEEE)
- **M. Fabrice Fagès**, conseil et avocat au cabinet Latham et Watkins
- **M. Hugues Vérité**, délégué chargé des relations institutionnelles à Gimélec
- **M. Jacques Repussard**, directeur de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)
- **M. Michel Cruciani**, chargé de mission, Université Paris Dauphine, auteur du rapport « Évolution des prix de l'électricité aux clients

domestiques en Europe occidentale » pour l'Institut français des relations internationales (IFRI)

Jeudi 19 avril 2012

- **M. Thierry Mueth**, président d'Enerplan et président directeur général de Coruscant,
- **M. Romain Prevost**, directeur général de Coruscant
- **Mme Isabelle Mas**, directrice conseil de Vae Solis Corporate
- **M. Thomas Matagne**, membre de la Commission énergie à Europe Écologie Les Verts
- **M. Gérard Magnin**, délégué général de l'Association européenne Energy Cities
- **M. Eric Prades**, directeur hydrogène – énergie à Air Liquide
- **Mme Françoise Barbier**, directrice de programme hydrogène - énergie à la direction recherche et développement à Air Liquide
- **M. Denis Cieutat**, directeur groupe des projets de démonstration à Air Liquide
- **Mme Alette Quint**, directrice adjointe aux affaires européennes et internationales à Air liquide
- **M. Jean-Paul Rignault**, président d'Assuratome
- **M. Alain Stanislas**, directeur général d'Assuratome

Mercredi 25 avril 2012

- **M. Bernard Laponche**, ingénieur

Jeudi 26 avril 2012

- **M. Xavier Caïtucoli**, président directeur général de Direct énergie

Mercredi 9 mai 2012

- **M. Pierre Ducret**, président directeur général de la Caisse des dépôts et consignations - climat

Jeudi 10 mai 2012

- **M. Bertrand Barré**, ancien directeur des réacteurs nucléaires au Commissariat à l'énergie atomique (CEA)
- **M. Guillaume Tabourdeau**, délégué général de l'Association nationale des régies de services publics et des organismes constitués par les collectivités locales ou avec leur participation (ANROC)
- **M. Christophe Chauvet**, administrateur de la Fédération nationale des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (FNSICAE) et

directeur général de la Société d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE) de la Somme et du Cambrésis

- **M. Oliver Sala**, président du Syndicat des entreprises locales d'énergie (ELE), et directeur général de Gaz Electricité de Grenoble
- **M. Marc Loisel**, directeur général de SOREGIES, administrateur du Syndicat des entreprises locales d'énergie (ELE)
- **Mme Catherine Dumas**, directeur général adjoint du Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC)
- **M. Laurent Georges**, directeur général administratif chargé du suivi des concessions électricité
- **M. Jean Paul Tran Thiet** de l'Institut Montaigne
- **M. Alexandre Grillat**, administrateur salarié d'EDF CFE-CGC
- **M. Christian Taxil**, secrétaire général de la CFE CGC Énergies

Lundi 14 mai 2012

- **M. Marcel Boiteux**, président d'honneur d'EDF
- **M. Raphaël Claustre**, directeur du Comité de liaison énergies renouvelables (CLER)
- **M. Joël Vormus**, responsable de projets énergie et environnement du Comité de liaison énergies renouvelables (CLER)
- **M. Yves Marignac**, directeur de World Information Service on Energy (WISE) Paris

Mardi 15 mai 2012

- **M. Yves Giraud**, directeur de la stratégie production et ingénierie à EDF
- **Mme Corinne Fau**, directrice financière France à EDF
- **M. Bertrand Le Thiec**, directeur adjoint affaires publiques à EDF
- **M. Christian Blandin**, directeur chargé de la déconstruction à EDF
- **M. Patrice Bruel**, délégué aux régulations à EDF
- **M. Philippe Bernet**, directeur adjoint chargé de la déconstruction à EDF
- **M. Marc Jedliczka** de l'association Négawatt
- **M. Nicolas Imbert**, directeur exécutif de Green Cross France et Territoires

Mercredi 23 mai 2012

- **M. Franck-Pierre Chevet**, directeur général de l'énergie et du climat au ministère de l'Écologie, du développement durable, des transports et du logement

- **M. Pierre-Marie Abadie**, directeur de l'énergie au ministère de l'Écologie, du développement durable, des transports et du logement
- **M. Philippe de Ladoucette**, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- **M. Jean-Yves Ollier**, directeur général de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- **M. Guy Dufraisse**, président de Schneider Electric France et membre du comité de direction générale de Gimélec
- **M. Antoine de Fleurieu**, délégué général de Gimélec
- **M. Hugues Vérité**, délégué chargé des relations institutionnelles Gimélec

ANNEXE 4

DÉPLACEMENTS RÉALISÉS PAR LA COMMISSION

Jeudi 22 mars 2012 : Déplacement à Brennilis

- De 10 h 00 à 12 h 00 : Conférence à la Maison du Lac – site de la centrale nucléaire en cours de démantèlement de Brennilis :

. La déconstruction des centrales nucléaires, par M. Alain Ensuque, directeur du Centre d'ingénierie déconstruction et environnement nucléaire ;

. La déconstruction de Brennilis, par M. Couty, directeur de la centrale de Brennilis ;

. Les actions d'EDF en Bretagne, par M. Denby Wilkes, délégué régional EDF en Bretagne ;

- Déjeuner de travail avec la commission locale d'information ;

- De 14 h 00 à 15 h 30 : Visite de la centrale en déconstruction :

. Point sur les travaux réalisés et à venir vus de l'extérieur ;

. Visite des travaux – faits et à faire – à l'intérieur de la centrale ;

- De 15 h 45 à 16 h 15 : Point presse.

Vendredi 6 avril 2012 : Déplacement à Chooz et à Revin

- De 10 h 45 à 11 h 15 : Accueil au Centre d'information du public et présentation du site de la centrale nucléaire en cours de démantèlement de Chooz, par son directeur, M. Olivier Lamarre ;

- De 11 h 15 à 12 h 45 : Visite du réacteur en déconstruction Chooz A ;

- De 12 h 45 à 13 h 45 : Déjeuner à la centrale (en présence de M. Marc Laménie, Président de la commission locale d'information) ;

- 14 heures : Transfert sur Revin ;

- 15 heures : Présentation de la problématique intermittence et stockage, cas des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ;

- De 15 h 45 à 16 h 45 : Visite de la STEP de Revin (présence de M. Benoit Huré, Président du Conseil général des Ardennes) ;

- 17 heures : Point presse.

Mardi 17 avril 2012 : Déplacement à Bure

- 10 h 30 : Accueil à l'Espace technologique de Saudron par M. Jean-Paul Baillet, directeur général adjoint de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) et directeur du Centre Meuse/Haute-Marne, et M. Thibault Labalette, directeur des programmes ;

- 11 heures : Entrevue avec M. Denis Cordonnier, vice-président du Conseil général de la Meuse ;

- 11 h 45 : Présentation des activités de l'Andra puis visite de la halle des démonstrateurs ;

- 12 h 45 : Déjeuner sous forme de buffet ;

- 13 h 45 : Départ de l'Espace technologique vers le laboratoire de recherche à Bure ;

- 13 h 50 : Formation « Accueil sécurité » ;

- 14 h 15 : Descente dans les installations situées à – 490 mètres ;

- 16 heures : Remontée ;

- Point Presse.

Mardi 20 mars 2012 : Déplacement à Bruxelles

- De 10 h 00 à 11h30 : Entretien avec M. Ten Berge, secrétaire général d'Eurelectric ;

- De 11 h 45 à 12 h 45 : Entretien avec M. Yannick Jadot, vice-président du Parlement européen et rapporteur du troisième paquet marché intérieur du gaz et de l'électricité à la commission ITRE du Parlement européen ;

- De 13 h 00 à 14 h 45 : Déjeuner de travail avec M. Philippe Leglise Costa et les conseillers de la Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne ;

- De 15 h 00 à 16 h 00 : Entretien avec M. Philip Lowe, directeur général de l'énergie et ancien directeur général de la concurrence à la Commission européenne ;

- De 17 h 00 à 18 h 00 : Entretien avec M. Claude Turmes, vice-président groupe des verts du Parlement et rapporteur du troisième paquet marché intérieur du gaz et de l'électricité à la commission ITRE du Parlement européen.

Mercredi 25 avril 2012 : Déplacement à Saint-Denis

- De 14 h 30 à 16 h 30 : Visite du Centre national d'exploitation du système géré par RTE.

Jeudi 26 avril 2012 : Déplacement à Montdidier

- De 13 h 00 à 14 h 30 : Déjeuner de travail avec Mme Catherine Le Tyrant, Maire de MontDidier, et M. Laurent Morelle, directeur de la régie communale de Montdidier ;

- De 14 h 30 à 18 h 00 : Visite du parc éolien de la commune, de différents équipements de production d'énergie et de la régie communale de Montdidier.

Lundi 21 mai 2012 : Déplacement au Bourget-du-Lac

- De 8 h 30 à 9 h 30 : Présentation des enjeux de l'effacement et de l'efficacité énergétique / Energy Pool - accueil par le Président M. Olivier Baud (Savoie Technolac) ;

- De 9 h 30 à 12 h 00 : Présentation des enjeux de l'énergie hydraulique au Centre d'Ingénierie Hydraulique d'EDF ;

- De 12 h 00 à 13 h 45 : Déjeuner ;

- De 14 h 00 à 17 h 15 : Énergie solaire, enjeux technologiques, la filière industrielle française, l'évolution du cout de l'énergie à Institut National de l'Énergie Solaire (INES) ;

- 17 h 15 : Point presse.

Jeudi 24 mai 2012 : Déplacement à Paris

- De 10 h 45 à 13 h 15 : Visite de la salle des marchés de l'électricité de Powernext.

ANNEXE 5

**COMMUNICATION DE LA COUR DES COMPTES :
LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE
L'ÉLECTRICITÉ – SUITES DONNÉES AUX OBSERVATIONS
DE LA COUR DANS LE RAPPORT PUBLIC 2011**



**COMMUNICATION A LA COMMISSION D'ENQUETE DU SENAT
sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux
différents agents économiques**

Article L. 132-4 du code des juridictions financières

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) :

**Suites données aux observations de
la Cour dans le rapport public 2011**

Juin 2012

Sommaire

AVERTISSEMENT	5
RESUME	7
CHAPITRE I - EVOLUTION DES REGLES CONCERNANT LA CSPE	13
I - La CSPE avant le 1er janvier 2011.....	13
A - Rappel historique.....	13
B - La CSPE dans le rapport public 2011	16
II - Evolution des règles concernant la CSPE depuis le 1er janvier 2011	19
A - Evolution des modalités de fixation du montant annuel de la CSPE..	20
B - Evolution des tarifs et des règles de calcul des charges couvertes par la CSPE.....	24
CHAPITRE II EVOLUTIONS CONSTATEES DE LA CSPE EN 2010	49
I - Evolution globale des charges et des recettes en 2010.....	49
II - Evolution des différents types de charges en 2010 par rapport à 2009	51
A - Les charges dues aux contrats d'achat en métropole	51
B - Les charges dues à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées	54
C - Les charges dues aux dispositions sociales.....	56
III - Comparaisons des prévisions de la commission de régulation de l'énergie et des réalisations en 2010.....	56
CHAPITRE III PREVISIONS D'EVOLUTION DE LA CSPE 2011-2020	59
I - Les prévisions par type de production	59
A - Les charges liées aux énergies renouvelables.....	60
B - Les charges liées à la cogénération.....	66

C - Les charges liées à la péréquation tarifaire en dans les zones non interconnectées	67
D - Les charges dues aux dispositions sociales.....	69
E - Divers.....	70
II - Les prévisions globales de recettes et de dépenses	72
III - La situation d'EDF	75
A - Les charges de CSPE d'EDF	75
B - La CSPE dans les comptes d'EDF	76
C - Les demandes d'EDF en matière de CSPE	77
CONCLUSION GENERALE	83
ANNEXES	87

Avertissement

Le présent rapport a été élaboré pour répondre à une demande de la commission d'enquête du Sénat « sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques », dont la réunion constitutive a eu lieu le 21 février 2012.

Le président de la commission d'enquête, le sénateur Ladislas Poniatowski, et le rapporteur, le sénateur Jean Desessard, ont demandé, par un courrier en date du 21 mars, que « *la Cour complète l'information du Sénat* » en application de l'article L. 132-4 du code des juridictions financières. La Cour est invitée à adresser à la commission « *une contribution tendant à actualiser les analyses et effectuer le suivi des recommandations qui ont été faites par la Cour à l'occasion de son rapport annuel 2011 en ce qui concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE)* ». La commission ayant prévu d'adopter son rapport le 20 juin 2012, elle a souhaité que la contribution de la Cour leur parvienne avant le 6 juin. A titre exceptionnel, le Premier Président a donné son accord à la réalisation de ce rapport dans ce délai particulièrement bref.

Le contrôle a été notifié à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), à EDF et à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) par des courriers datés du 30 mars.

L'enquête de la Cour a reposé sur des questionnaires adressés à ces entités et des entretiens avec leurs représentants. Malgré des délais très contraints, ces derniers ont pu être respectés grâce aux diligences des institutions auxquelles le contrôle a été notifié et à la brièveté des délais de contradiction des constatations provisoires (15 jours) qu'elles ont respectée.

Le présent rapport a été délibéré, le 1^{er} juin 2012, par la deuxième chambre de la Cour des comptes, présidée par M. Levy, président de chambre, et composée de MM. Camoin, Paul, de Gaulle, Claude Martin, Mousson, conseillers maîtres, ainsi que de Mme Pappalardo, conseillère maître, rapporteur, et de M. Dupuy, conseiller maître, contre-rapporteur.

Il a ensuite été examiné et approuvé le 5 juin 2012 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de MM. Migaud, premier président, Bénard, procureur général, Descheemaeker, Bayle, Bertrand, rapporteur général du comité, Mme Froment-Meurice, MM. Durreleman, Levy, Lefas et Briet, présidents de chambre.

Résumé

La CSPE est un supplément de prix du kilowatt-heure payé par le consommateur d'électricité qui vise à compenser trois types de charges imposées aux producteurs d'électricité, c'est-à-dire, pour l'essentiel, à EDF :

- les surcoûts dus à l'obligation d'achat de l'électricité issue de la cogénération et des énergies renouvelables, sur l'ensemble du territoire ;
- les surcoûts de production dûs à la péréquation tarifaire dans les « zones non interconnectées » (ZNI), c'est-à-dire essentiellement les DOM-TOM et la Corse ;
- les coûts des dispositifs sociaux en faveur des personnes en situation de précarité.

Trois points sont examinés dans le présent rapport :

- les recommandations formulées par la Cour dans son rapport public annuel de janvier 2011 ;
- l'évolution des règles relatives à la CSPE depuis l'insertion de janvier 2011, c'est-à-dire les suites données à cette insertion ;
- les prévisions d'évolution de la CSPE d'ici 2020.

I - Les recommandations formulées par la Cour dans son rapport de 2011

La Cour constatait que le fait que le taux de la CSPE soit resté inchangé depuis 2004, à 4,5 €/MWh, ne permettait plus de couvrir les surcoûts imposés aux producteurs d'électricité. A fin 2010, le déficit cumulé atteignait 2,8 Md€ et pesait sur le fonds de roulement d'EDF.

Tout en constatant que la LFI pour 2011 permettait de relever significativement le taux de la CSPE, la Cour formulait quatre recommandations :

- *Maîtriser les facteurs de croissance des charges de service public de l'électricité, au premier rang desquelles figure le système de l'obligation d'achat, à des tarifs trop attractifs, fonctionnant « à guichet ouvert », notamment pour la filière photovoltaïque ;*
- *S'interroger sur l'opportunité de continuer à soutenir des filières qui ne figurent pas parmi les priorités*

gouvernementales en matière de politique énergétique, comme la cogénération ;

- *Remettre à plat le dispositif d'ensemble afin d'en rendre le fonctionnement plus lisible et d'en clarifier le statut fiscal ; la Cour considérerait en particulier que la CSPE, qualifiée par le Conseil d'Etat « d'imposition innommée » (décisions du 13 mars 2006), est un quasi-impôt dont le taux, et, au-delà, les conditions de prélèvement, devraient faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement ;*
- *Réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges du service public de l'électricité, par le consommateur d'énergie (et non par le consommateur d'électricité uniquement).*

II - Evolution des règles relatives à la CSPE depuis l'insertion de la Cour

Cette évolution a concerné à la fois les règles et les méthodes :

- de fixation des recettes, c'est-à-dire du taux de la CSPE supporté par les consommateurs d'électricité,
- de calcul des dépenses, c'est-à-dire des charges à couvrir par la CSPE.

a) Evolution des règles concernant les recettes

En ce qui concerne les recettes, deux modifications législatives¹ ont permis l'augmentation de la contribution supportée par le consommateur, en laissant la commission de régulation de l'énergie proposer un taux sur une base objective de couverture des charges et en prévoyant qu'en l'absence de décision du ministre, cette proposition s'appliquerait « par délégation » du législateur mais avec un plafond d'augmentation de 3 €/MWh et par an.

Le supplément de prix que constitue la CSPE passe ainsi de 4,5 €/MWh en 2010, chiffre inchangé depuis 2004, à 10,5 € en juillet 2012 soit une hausse de 133 % en 18 mois.

¹ Dont l'une prise à l'occasion de la loi de finances du 29 décembre 2010, autrement dit avant la publication du rapport de la Cour mais pendant sa phase de contradiction.

Compte tenu du plafonnement des hausses et de la croissance très rapide des dépenses, il faudra sans doute cependant attendre 2017 pour que les déficits cumulés par EDF soient résorbés.

A titre indicatif, il est intéressant de noter que le chiffre de 10,5 €/MWh qui sera atteint en juillet 2012 se compare à un chiffre de 35,9 €/MWh, supporté par les ménages allemands, pour un but équivalent.

b) Evolution des règles concernant les dépenses

En matière de dépenses, les principales évolutions des règles ont affecté les obligations d'achat imposées aux producteurs d'électricité en métropole :

1 - La principale mesure a conduit à limiter le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque

- en ne l'appliquant plus à guichet ouvert aux installations qui dépassent 100 kW,
- en révisant à la baisse les tarifs d'achat pour les installations de puissance inférieure à 100 kW.

En revanche, les engagements pris antérieurement envers les producteurs d'électricité photovoltaïque seront honorés et se traduisent par un accroissement des dépenses au fur et à mesure de l'entrée en fonctionnement des installations agréées précédemment.

2 - En dépit des réserves de la Cour sur l'intérêt limité du soutien apporté à la cogénération, les textes concernés n'ont pas été modifiés.

Dans la mesure toutefois où ils restreignent le bénéfice de l'obligation d'achat aux nouvelles installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW ou aux installations anciennes ayant fait l'objet d'une rénovation significative, l'arrivée à terme de nombreux contrats d'achats devrait conduire à une division par trois de la puissance concernée entre 2010 et 2014.

3 - Les charges liées aux tarifs sociaux sont orientées à la hausse du fait d'un meilleur niveau de prestations couvertes et de l'automatisme du versement du tarif de première nécessité (décret du 6 mars 2012). En volume, elles restent de second ordre par rapport aux autres types de charges.

4 - La commission de régulation de l'énergie a mis en place une nouvelle méthode de calcul du coût évité pour les obligations d'achat à

compenser par la CSPE, qui atténue fortement le poids de la volatilité des prix du marché.

5 - Enfin, sans modifier le tarif d'achat mais en lui préférant la méthode des appels d'offres qui permet de s'en éloigner, 2011 a été marqué par le lancement d'un appel à projets pour 3000 MW d'éolien en mer ; 1928 MW ont été retenus pour un prix d'achat très supérieur aux tarifs antérieurs (20 c€/KWh contre 13 c€/KWh) qui n'avaient pas permis jusque là de développer cette forme de production d'électricité.

c) les recommandations qui n'ont pas eu de suite

Si les recommandations de la Cour ont été suivies en ce qui concerne les conditions d'achat de l'énergie photovoltaïque et le taux de la CSPE, il n'en a pas été de même sur deux points :

- le statut de la CSPE n'a pas été modifié alors que la Cour y voyait un « quasi impôt » ;

- les charges financées par la CSPE continuent de peser sur le consommateur d'électricité seulement ; ce sujet ne semble pas avoir fait l'objet d'une réflexion spécifique.

III - Les prévisions d'évolution des charges à couvrir d'ici 2020

1°) Les scénarios d'évolution des charges à couvrir par la CSPE, élaborés par les principaux acteurs, anticipent, à réglementation constante, des dépenses à couvrir en 2020 comprises entre 8,8 Md€ (EDF) et 10,9 Md€ (CRE) en 2020 contre 2,7 Md€ en 2010, soit une multiplication par 3,5 environ par rapport à 2010 et par un peu plus de 2 par rapport à la prévision actuelle de la CRE pour 2012 (4,3 Md€).

Le scénario le plus bas est celui d'EDF pour deux raisons :

- EDF fait une estimation plus limitée du développement de l'éolien en mer alors que la DGEC et la CRE font leurs estimations sur la base des objectifs fixés par le gouvernement ;
- EDF anticipe une hausse plus forte que les autres du prix du marché par rapport auquel est calculé le coût évité des obligations d'achat, donc de moindres charges couvertes par la CSPE.

2°) Les principales augmentations des dépenses à couvrir concernent :

- les énergies renouvelables en métropole, avec des dépenses multipliées par plus de 10, passant de 707 M€ en 2010 à quelque 7,5 Md€ en 2020 dans les prévisions de la CRE ;
- les charges de péréquation au profit des zones non interconnectées, hors énergies renouvelables, avec un doublement qui les fait passer de 802M€ en 2010 à 1,9 Md€ en 2020 dans les estimations de la CRE ;
- le soutien au développement de l'électricité produite à partir de la bagasse dans les mêmes zones, qui passe de 168 M€ en 2010 à plus de 600 M€ en 2020 pour la CRE.

En ce qui concerne les dispositifs à vocation sociale, les charges à couvrir tripleraient mais resteraient, à réglementation constante, à un niveau relativement modeste de l'ordre de 189 M€.

3°) Si les augmentations se poursuivent au rythme actuel, le déficit cumulé supporté par EDF devrait disparaître vers 2017, après s'être stabilisé à plus de 4 Md€ entre 2012 et 2014.

Avec ces hypothèses, la contribution demandée au consommateur d'électricité devrait doubler par rapport au niveau de 2012 pour dépasser sensiblement 20 €/MWh en 2020.

IV - Conclusion

Plusieurs pistes de réflexions pourraient être explorées pour limiter l'impact, sur les consommateurs d'électricité, de cette forte progression de la CSPE dans les années à venir :

- l'élargissement du financement des énergies renouvelables par les consommateurs d'énergie, et pas seulement par les consommateurs d'électricité, à travers la fiscalité par exemple ;
- l'utilisation d'autres sources de recettes ayant pour origine la production d'électricité (par exemple le produit de la future vente aux enchères des quotas d'émissions) ;
- la révision des règles d'exonération actuelles.

Des pistes de travail sont également ouvertes et devraient être approfondies pour limiter certains inconvénients du système actuel d'obligation d'achat, en incitant à optimiser la production des énergies renouvelables et en augmentant la liquidité et la transparence du marché.

Chapitre I

Evolution des règles concernant la

CSPE

I - La CSPE avant le 1er janvier 2011

A - Rappel historique

La contribution au service public de l'électricité (CSPE), mise à la charge des consommateurs d'électricité, a été instituée par **l'article 38 de la loi du 3 janvier 2003** relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Elle vise à assurer, comme le prévoit la loi organisant le service public de l'électricité, une compensation publique spécifique des charges correspondant aux missions de service public assurées dans un cadre non monopolistique. Pour ce type de charges, le **décret du 28 janvier 2004** identifie trois catégories distinctes de surcoûts compensables dans les domaines de la production et de la fourniture d'électricité :

- les surcoûts des fournisseurs historiques (EDF et les ELD²) liés à une obligation d'achat ou aux appels d'offres en métropole continentale, qui font l'objet d'une compensation intégrale ;

² ELD : entreprise locale de distribution

- les surcoûts des producteurs et des fournisseurs EDF SEI et Electricité de Mayotte (EDM) liés à la péréquation tarifaire et aux surcoûts des obligations d'achat dans les zones non interconnectées (ZNI), également intégralement compensés ;
- les surcoûts des fournisseurs historiques liés aux dispositifs sociaux, compensés intégralement pour la tarification de première nécessité, mais seulement partiellement - à hauteur de 20 % des charges liées à cette tarification - pour la participation des fournisseurs au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

En résumé, le montant de la CSPE, arrêté annuellement par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la commission de régulation de l'énergie (CRE), est calculé de sorte qu'il couvre en principe l'ensemble des charges de service public ainsi que les frais de gestion exposés par l'organisme gestionnaire, la Caisse des dépôts et consignations.

Dès **2003**, la CSPE a été encadrée par une limitation d'assiette et par deux plafonds :

- l'électricité produite par un producteur pour son propre usage n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'au delà de 240 millions de kilowattheures par an ;
- le montant de CSPE ne peut excéder 500 000 € par site de consommation ;
- la contribution applicable à chaque kilowattheure ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kWh³, soit, au tarif en vigueur en août 2010, 5,58 € par MWh.

La loi de finances rectificative pour **2004** a apporté deux modifications significatives au nouveau mécanisme :

- les surcoûts relatifs aux mécanismes d'appels d'offres ou d'obligation d'achat ont cessé d'être appréciés par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF ou aux distributeurs non nationalisés⁴ (DNN). Ils sont désormais calculés « par référence aux prix de marché de l'électricité » ;
- les entreprises de transport ferroviaire ou de transports collectifs urbains interconnectés (SNCF, RATP notamment) bénéficient désormais du plafonnement à 500 000 €, à l'origine

³ Tarif correspondant à une puissance de 6kVA sans effacement ni horosaisonnalité

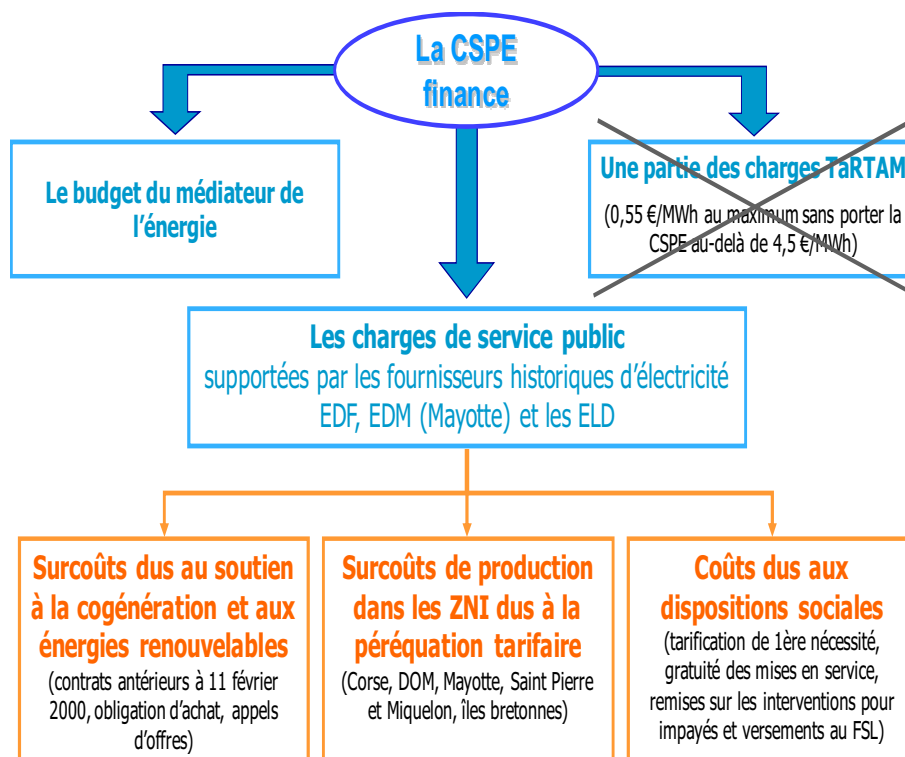
⁴ En général appelés actuellement « entreprises locales de distribution » (ELD)

prévu par site de consommation et destiné aux entreprises industrielles fortement dépendantes de l'énergie électrique.

La loi du 13 juillet **2005** a ajouté un nouveau plafonnement, à hauteur de 0,5 % de la valeur ajoutée, pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh d'électricité. Par ailleurs, les modalités d'évaluation des coûts évités pour les distributeurs non nationalisés (DNN) ont été à nouveau modifiées : la référence aux prix de marché est remplacée par celle des tarifs de cession réglementés appliqués par EDF, à due proportion de l'électricité acquise dans ces conditions.

Enfin, la loi du 7 décembre **2006** a alourdi les charges financées par la CSPE : le budget du médiateur de l'énergie entre désormais dans son périmètre ; elle a également prévu que la CSPE pouvait contribuer à financer le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) institué par cette même loi.

Un mécanisme complexe de compensation mixte faisait porter in fine le coût de ce tarif sur les principaux producteurs d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique (EDF et GDF-Suez) et, dans une moindre mesure, sur les consommateurs d'électricité, via la CSPE, dans la limite de 0,55 €/MWh, sans que le niveau de la CSPE puisse dépasser 4,5 €/MWh. Ce dispositif a disparu en 2011 avec la fin du TaRTAM, sachant qu'en outre le montant de la CSPE nécessaire pour la couverture des charges, hors financement du TaRTAM, dépasse 4,5 €/MWh depuis 2009 ; la CSPE n'a donc contribué au financement du TaRTAM qu'en 2007 et 2008.



B - La CSPE dans le rapport public 2011

Le chapitre du rapport public de 2011 consacré à la CSPE était la première analyse approfondie de la Cour portant sur ce dispositif institué par l'article 38 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Pour leurs travaux, les rapporteurs de la Cour disposaient donc des comptes de 2003 à 2009 et des estimations pour 2010 et les exercices suivants.

En résumé, la **principale conclusion** de la Cour consistait à relever que **le taux annuel de la CSPE, resté inchangé depuis 2004, n'était plus suffisant** pour couvrir les charges de service public de l'électricité. Elle constatait que le déficit structurel de compensation qui en résultait (estimé à 1,6 Md€ en 2009) pesait sur le fonds de roulement d'EDF.

Tout en constatant que la loi de finances pour 2011 (article 37) avait modifié les modalités de fixation de la CSPE, facilitant son augmentation et conduisant à un relèvement significatif de cette contribution au 1^{er} janvier 2011, la Cour faisait **quatre recommandations** :

- *maîtriser les facteurs de croissance des charges de service public de l'électricité, au premier rang desquelles figure le système de l'obligation d'achat, à des tarifs trop attractifs, fonctionnant « à guichet ouvert », notamment pour la filière photovoltaïque ;*
- *s'interroger sur l'opportunité de continuer à soutenir des filières qui ne figurent pas parmi les priorités gouvernementales en matière de politique énergétique, comme la cogénération ;*
- *remettre à plat le dispositif d'ensemble afin d'en rendre le fonctionnement plus lisible et d'en clarifier le statut fiscal ; la Cour considèrerait en particulier que la CSPE, qualifiée par le Conseil d'Etat « d'imposition innommée » (décisions du 13 mars 2006), est un quasi-impôt dont le taux et, au-delà, les conditions de prélèvement, devraient faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement ;*
- *réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges du service public de l'électricité, par le consommateur d'énergie (et non par le consommateur d'électricité uniquement).*

Dans leurs réponses, les ministres chargés de l'énergie, de l'économie et du budget ne contestaient pas le constat fait par la Cour sur l'évolution des charges et la nécessité de faire disparaître le déficit supporté par EDF. En revanche, leurs réponses sont moins favorables à certaines recommandations de la Cour :

- concernant les **formules d'achat à « guichet ouvert »**, les ministres de l'économie et de l'énergie distinguent *les filières déjà matures et proches des prix de marché (hydraulique et éolien) des filières moins matures (photovoltaïque) pour lesquelles le guichet ouvert sans régulation dynamique n'est effectivement pas la solution la plus pertinente en raison du niveau élevé des tarifs et de l'évolution rapide des coûts de production* ; cela explique les décisions prises en 2010 concernant l'achat de l'électricité photovoltaïque qui repose désormais sur un système d'appel d'offres sur des volumes prédéterminés, le dispositif d'obligation d'achat à guichet ouvert n'étant plus réservé qu'aux installations de puissance inférieure à 100 kWc ;
- au-delà de la volatilité des prix des éléments utilisés dans les calculs (prix de marché de l'électricité, du pétrole et du gaz) et malgré les mesures de maîtrise des charges (prises en 2010 en matière de photovoltaïque), *il existe des tendances de fond à la croissance des charges de service public* : d'une part, le développement des énergies renouvelables pour atteindre les objectifs du Grenelle de l'environnement ; d'autre part, les facteurs démographiques et l'accroissement tendanciel des investissements dans les zones non interconnectées (ZNI). Concernant ce dernier point, les ministres indiquent qu'une mission a été confiée à l'inspection générale des finances et au conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEIET) visant à juguler les charges correspondantes et à les inscrire dans une démarche d'excellence environnementale ;
- aucune réponse ne traite le sujet de la **cogénération** ;
- seul le ministre du budget s'exprime sur la **nature juridique et la gouvernance** de la CSPE, précisant qu'il partage l'analyse de la Cour : « *au vu des enjeux budgétaires et financiers, le Parlement devrait être en mesure de contrôler le dispositif et son équilibre* » ;
- enfin, le **financement par le consommateur des charges du service public de l'électricité**, particulièrement celles liées aux

énergies renouvelables, est revendiqué comme un progrès de la réforme de 2003, apportant « *une garantie d'automaticité, de lisibilité et de simplicité* ». Le ministère chargé de l'écologie indique qu'il « *doit être préservé afin que l'ensemble des coûts complets de la production d'électricité soient internalisés dans les prix de vente, principe également en vigueur pour les autres énergies* ». Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ajoutent que, de leur point de vue, « *il est vertueux et équitable que le coût complet de production de l'électricité, y compris le coût lié au développement des énergies renouvelables, soit internalisé dans le prix de vente* ». Enfin le ministre du budget, constatant que l'alternative à ce mode de financement par le consommateur serait un financement par l'impôt, se dit défavorable à cette recommandation et cite une étude du Trésor qui aurait montré que « *la CSPE a un impact moins négatif sur l'économie que la majorité des impôts car [elle] pèse sur un type de bien (...) pour lequel il existe des possibilités de substitution* ».

A l'inverse EDF fait remarquer que le rattrapage du déficit passé de la CSPE va avoir lieu alors que le coût de l'augmentation du soutien aux énergies renouvelables va lui-même croître du fait de leur montée en puissance et que *ces hausses qui sont extrinsèques au fonctionnement d'EDF devront s'ajouter aux hausses tarifaires nécessaires pour permettre le financement du bon fonctionnement et de la pérennisation de l'outil industriel d'EDF*. Aussi, d'après elle, l'ensemble ne pourra qu'avoir un effet préjudiciable à l'image d'EDF auprès du consommateur final. Il serait donc équitable que le financement du soutien au développement des énergies renouvelables fasse l'objet d'un réexamen pour que l'effort ne soit pas supporté par les seuls consommateurs d'électricité, mais partagé par l'ensemble des consommateurs d'énergie.

II - Evolution des règles concernant la CSPE depuis le 1^{er} janvier 2011

Plusieurs évolutions législatives intervenues depuis le 1^{er} janvier 2011 ont modifié les modalités de fixation du montant unitaire annuel de la CSPE. La réglementation a fait évoluer certains tarifs d'achat de la production issue des énergies renouvelables, ainsi que les dispositifs sociaux. Enfin, la commission de régulation de l'énergie a fait évoluer ses méthodes de calcul du coût évité par les énergies renouvelables.

A - Evolution des modalités de fixation du montant annuel de la CSPE

1 - Les principes jusqu'à fin 2010

Chaque année N, le montant prévisionnel des charges de service public au titre de l'année suivante (N+1) est évalué par la commission de régulation de l'énergie à partir des éléments déclarés par les fournisseurs historiques pour l'année N-1 (transmission d'une comptabilité appropriée dont les règles sont fixées par la commission de régulation de l'énergie) avant le 31 mars N, et à partir des indications d'évolution prévisionnelle de ces éléments pour l'année N+1 (voir annexe 3).

Les charges prévisionnelles au titre de l'année N+1 sont ensuite augmentées (ou diminuées) de la différence entre le montant des charges effectivement constatées au cours des années antérieures (N-1 et avant) et le montant des contributions recouvrées au titre de ces mêmes années ; s'y ajoutent les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) au titre de l'année à venir (N+1); est enfin déduit le montant des produits financiers que la CDC a réalisés dans sa gestion (N-1).

La CSPE théorique évaluée par la commission de régulation de l'énergie pour l'année N+1 doit permettre de couvrir le total des charges N+1 obtenu. L'assiette prévisionnelle des kWh contributeurs est évaluée par la commission de régulation de l'énergie à partir des données de consommation prévisionnelles fournies par RTE, EDF SEI et Electricité de Mayotte, en tenant compte des exonérations et plafonnements en vigueur.

Avant le 15 octobre de l'année N, la commission de régulation de l'énergie adresse ses propositions au ministre, à qui il revient d'arrêter les charges et la contribution pour l'année N+1 avant le 31 décembre de l'année N. La commission de régulation de l'énergie notifie ensuite à chaque opérateur les charges retenues le concernant pour l'année N+1.

Les propositions de la commission de régulation de l'énergie se présentent sous deux formes :

- le montant total des charges à couvrir par la CSPE au titre de N+1 et du rattrapage des déficits des années N-1 et précédentes ;
- le taux unitaire de la CSPE pour l'année N+1, calculé en divisant le montant des charges par le montant prévisionnel de kWh consommés soumis à contribution.

A défaut d'arrêté fixant la CSPE de l'année N+1 avant le 31 décembre de l'année N, l'article 5 de la loi du 10 février 2000 prévoyait que c'était le montant de la CSPE de l'année précédente qui était automatiquement reconduit.

2 - La pratique

Dans la pratique, le ministre chargé de l'énergie n'a pas pris l'arrêté fixant la CSPE de 2006 à 2010. Le taux unitaire de la CSPE, fixé en 2004 et 2005 à 4,5 €/MWh, a donc été reconduit depuis 2006 jusqu'à 2010 inclus. Il était alors inférieur au plafond légal de 7 % du tarif de vente du kWh (5,58 € par MWh pour le tarif en vigueur en août 2010).

Le taux de la contribution unitaire fixé par défaut à 4,5 €/MWh depuis 2004 n'a plus permis, à partir de 2009, de couvrir intégralement les charges réellement supportées par les opérateurs, provoquant l'apparition d'un déficit à la charge d'EDF, les autres opérateurs étant intégralement compensés⁵.

3 - Les évolutions législatives

L'article 37 de la **loi de finances pour 2011**⁶ a modifié les modalités de fixation de la CSPE :

- en supprimant le plafond de 7 % du prix de l'énergie du tarif 6kVA Base (soit 5,58 €/MWh fin 2010) ;
- en prévoyant qu'en l'absence de décision du ministre avant le 31 décembre de l'année N, la proposition de la commission de régulation de l'énergie s'appliquerait par délégation du législateur ;
- en limitant, dans le cas ci-dessus, l'augmentation possible de la contribution unitaire d'une année sur l'autre à 3 €/MWh ;
- en fixant à 550 000 € (au lieu de 500 000 €) le montant du plafond de la CSPE due par site et en prévoyant l'actualisation annuelle de ce montant⁷.

⁵ En effet, le déficit de compensation constaté en 2007 et 2008 s'explique par un écart important entre les prévisions et le résultat constaté et non par un défaut d'arrêté puisque la contribution unitaire proposée par la CRE pour ces deux années était inférieure à 4,5 €/MWh.

⁶ Loi de finances pour 2011, n° 2010-1657, du 29 décembre 2010.

⁷ Ce plafond est actualisé chaque année dans une proportion égale au taux prévisionnel de croissance de l'indice des prix à la consommation hors tabac associé

Une nouvelle modification législative a été introduite par l'article 56 de la **loi de finances rectificative pour 2011 du 29 juillet 2011**⁸ qui prévoit que « *l'augmentation du montant de la contribution peut être échelonnée sur un an* », lorsque le montant est fixé par arrêté du ministre .

En outre, par dérogation aux dispositions du code de l'énergie, cet article a fixé le niveau de la contribution applicable à chaque kWh à 0,009 € jusqu'au 30 juin 2012, puis 0,0105 € du 1^{er} juillet au 31 décembre 2012.

Fixation de la contribution unitaire

Depuis le 1^{er} août 2011, l'article L. 121-13 du code de l'énergie, relatif à la fixation de la contribution unitaire de CSPE, est rédigé de la manière suivante :

« Le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année ce montant par un arrêté pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. L'augmentation du montant de la contribution peut être échelonnée sur un an.

A défaut d'arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la commission de régulation de l'énergie en application de l'alinéa précédent entre en vigueur le 1^{er} janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date ».

4 - Conséquences

Ces évolutions législatives ont permis de débloquer la situation antérieure en contournant la nécessité d'une décision explicite du ministre pour faire augmenter le montant de la contribution unitaire.

En conséquence, la CSPE a évolué significativement depuis ces modifications, puisqu'elle a subi un doublement en 8 mois et une progression de 133 % en 18 mois.

au projet de loi de finances de l'année. Par délibération du 2 février 2012, la CRE a fixé ce plafond à 559 350 € pour 2012.

⁸ Loi de finances rectificative pour 2011 n° 2011-900 du 29 juillet 2011

Tableau n° 1 : Historique des valeurs de la contribution unitaire de la CSPE

Année	Contribution unitaire proposée par la CRE (€/MWh)	Contribution unitaire appliquée au 1 ^{er} janvier (€/MWh)
2002 *	3	3
2003	3,3	3,3
2004	4,5	4,5
2005	4,5	4,5
2006	4,5	4,5 ¹
2007**	3,4	4,5 ¹
2008**	4,26	4,5 ¹
2009	5,8	4,5 ¹
2010	6,5	4,5 ¹
2011	12,9	7,5 puis 9 à partir du 31 juillet ²
2012	13,7	9 puis 10,5 à partir du 1 ^{er} juillet ³

Source : commission de régulation de l'énergie

* contribution unitaire du FSPPE (fonds du service public de la production d'électricité créé en 2000)

** Pour 2007 et 2008, la contribution unitaire inclut une part liée au financement des charges TaRTAM de 0,55€ en 2007 et de 0,23€ en 2008

1 : par reconduction de la contribution unitaire de l'année précédente en application du 12^{ème} alinéa de l'article 5 de la loi du 10 février 2000

2 : par l'augmentation de 3 €/MWh conformément à l'article L. 121-13 du code de l'énergie, augmentation à 9 €/MWh le 31 juillet 2011 conformément à l'article 56 de la loi de finance rectificative pour 2011 (loi de finances rectificative 2011).

3 : augmentation à 10,5 €/MWh le 1^{er} juillet 2012 conformément à la loi de finances rectificative 2011.

Cette augmentation a pris deux formes différentes :

- au 1^{er} janvier 2011, on a appliqué le deuxième alinéa de l'article L.121-13, en l'absence d'arrêté du ministre. L'augmentation a été plafonnée à 3 €/MWh comme le prévoient les textes, la contribution unitaire passant donc de 4,5 à 7,5 €/MWh, montant qui reste inférieur à la proposition de la commission de régulation de l'énergie de 12,9 €/MWh ;
- au 1^{er} août 2011, la décision a été prise sous une forme dérogatoire aux textes en vigueur, puisque c'est une décision législative qui a anticipé l'augmentation qui aurait dû avoir lieu au 1^{er} janvier 2012, mais en l'échelonnant en deux temps

(comme le permettent désormais les textes quand la décision est ministérielle) : de 7,5 €/MWh à 9 €/MWh au 31^{er} juillet 2011 et de 9 €/MWh à 10,5 €/MWh au 1^{er} juillet 2012.

A titre de comparaison, on peut noter qu'en 2011, le surcoût lié uniquement aux énergies renouvelables, en Allemagne, s'élevait à 3,59c€/kWh (soit 35,9 €/MWh) pour le consommateur final, soit 15 % du prix de l'électricité payé par les ménages allemands.

Les deux évolutions législatives successives entrées en vigueur en 2011 ont facilité l'augmentation de la contribution unitaire de la CSPE à partir de cet exercice. Toutefois, malgré une croissance rapide, la contribution unitaire est restée inférieure à celle qui aurait permis de combler complètement, avant la fin 2012, le déficit accumulé pendant les années antérieures, du fait du plafonnement prévu par les textes *pour éviter les chocs préjudiciables au système et affectant le pouvoir d'achat des français*⁹.

Le prolongement de cette augmentation dans le temps devrait permettre de rétablir à terme l'équilibre entre les recettes et les charges de CSPE, en limitant, dans un premier temps, la croissance du déficit supporté par EDF et, dans un second temps, en le résorbant, comme le souhaitait la Cour dans son insertion au rapport public de 2011.

B - Evolution des tarifs et des règles de calcul des charges couvertes par la CSPE

L'évolution des conditions de fixation des recettes de CSPE a été accompagnée de plusieurs modifications des tarifs d'achats et des règles de calcul de certaines charges à couvrir; certaines vont dans le sens d'une augmentation, d'autres d'une diminution des coûts.

⁹ Réponse, en date du 21 janvier 2011, du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et du ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique à l'insertion de la Cour consacrée à la CSPE dans le rapport public de 2011.

1 - Les conditions d'achat de la production d'électricité renouvelable

a) Le cas de l'électricité photovoltaïque (PV)

Les modifications qui ont l'effet le plus significatif sur l'évolution des charges de service public concernent les conditions d'achat de la production d'électricité photovoltaïque¹⁰.

Face à l'évolution très rapide des projets d'installations photovoltaïques, le niveau des tarifs a été revu à la baisse à deux reprises **en 2010** et l'obligation d'achat a été suspendue par décret le 10 décembre 2010, à l'exception des plus petits projets (moins de 3kWh) et des projets les plus avancés.

Tableau n° 2 : Evolution du tarif de l'électricité photovoltaïque en 2010

c€/kWh	Installations Intégrées au bâti	Installations intégrées simplifiées au bâti	Autres installations
Arrêté 10 juillet 2006	55 c€ indexé/inflation*	métropole : 30 c€ indexé/inflation* Corse, départements d'outre-mer : 40 c€ indexé/inflation	
Arrêtés 12 et 15 janvier 2010	58 ou 50 c€ selon l'usage du bâtiment si <250kWc	42 c€ si <250kWc	métropole : 31,4 c€ + modulation 0 à 20 % selon l'ensoleillement local Corse, départements d'outre-mer : 40c€
Arrêté 31 août 2010	58 c€, 51 c€ et 44 c€ selon l'usage du bâtiment si <250kWc	37 c€ si <250kWc	métropole : 27,6 c€ + modulation 0 à 20 % selon l'ensoleillement local Corse, départements d'outre-mer : 35,2 c€

Source : site Internet du ministère chargé de l'énergie (DGEC)

* en 2009, en métropole, ces tarifs s'élevaient à 60,1c€ pour l'intégré au bâti et 32,8c€ dans les autres cas

¹⁰ L'objet de ce rapport n'étant pas d'analyser la politique de soutien à la production d'électricité photovoltaïque, il ne comporte aucun commentaire sur les conditions dans lesquelles ont été mises en place les mesures de soutien et la nouvelle régulation, ni sur leurs conséquences économiques, financières et industrielles.

Par **arrêté du 4 mars 2011**, un nouveau cadre de régulation a été défini et mis en place :

- **les installations de moins de 100 kW** continuent à bénéficier du tarif d'achat régulé, en vigueur à la date de dépôt de la demande de raccordement, mais ces tarifs sont globalement revus à la baisse. Le dispositif est résumé dans le tableau ci-dessous ;

Les tarifs sont globalement revus à la baisse, plus significativement pour les plus grandes installations que pour les plus petites (seuils de 9 et 36 kW), pour les entreprises que pour les particuliers, l'intégration au bâti continuant à être privilégiée.

La notion de « guichet ouvert » est tempérée par l'adaptation trimestrielle des tarifs en fonction du volume de demandes de raccordement déposées le trimestre précédent. Si les demandes dépassent les objectifs fixés (25 MW par trimestre pour chacune des deux catégories, résidentiel/non résidentiel), le tarif est revu à baisse (de 2,5 % jusqu'à 9,5 % par trimestre)¹¹.

¹¹ Si l'objectif de 25 MW par trimestre n'est pas atteint, le tarif fait tout de même l'objet d'une décote qui est annulée dans le cas où moins de 5MW serait raccordés.

Tableau n° 4 : Régulation des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque des petits projets depuis le 4 mars 2011 (métropole + zones non interconnectées)

Catégorie	Cible	Type installation			Tarif achat au 4/3/11 €/MWh	Evolution trimestrielle des tarifs
Toitures résidentielles	100 MW/an (25 MW/trimestre)	Résidentiel	Intégré au bâti	0-9 kW	464	Le tarif d'achat évolue chaque trimestre en fonction du volume de projets déposés
				9-36 kW	402	
			Intégration simplifiée au bâti	0-36 kW	303.5	
				36-100 kW	288.5	
Toitures non résidentielles	80-100 MW/an (25 MW/trimestre)	Enseignement ou santé < 100 KW	Intégré au bâti	0-9 kW	402	
				9-36 kW	402	
			Intégration simplifiée au bâti	0-36 kW	303.5	
				36-100 kW	288.5	
		Autres bâtiments <100 kW	Intégré au bâti	0-9 kW	352	
				Intégration simplifiée au bâti	0-36 kW	303.5
		36-100 kW	288.5			

Source : commission de régulation de l'énergie

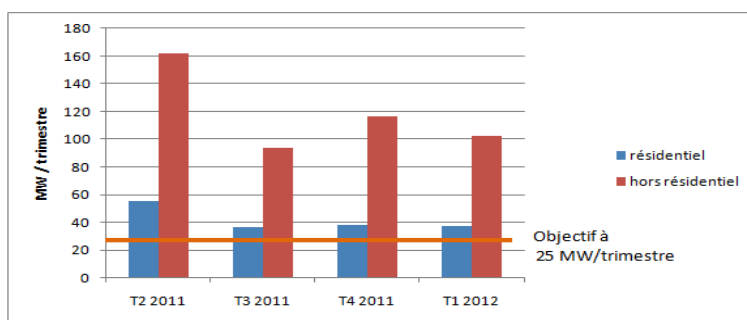
- pour les installations de puissance comprise **entre 100 kW et 250 kW**, les projets sont sélectionnés par appel d'offres simplifié (sélection uniquement sur le critère prix) ;
- pour les installations de **puissance supérieure à 250 kW**, on applique une procédure d'appel d'offres classique (sélection sur la base de plusieurs critères de choix : prix, impact environnemental, contribution à la R&D, faisabilité et délai de réalisation).

Pour les appels d'offres simplifiés, le délai de mise en service est de 18 mois. Pour les installations de puissance supérieures à 250 kW, le délai de mise en service est de 24 mois.

La sélection des appels d'offres est faite dans la limite d'un total annuel de 500 MW de électricité photovoltaïque installé (métropole + zones non interconnectées), dont 200 MW a priori réservés aux « petits » projets qui ont droit au tarif. L'objectif visé est de suivre le rythme de développement de 500 MW par an qui était sous-jacent à l'objectif initial de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour 2020.

Pour les projets de moins de 100kW, la **mise en œuvre du dispositif** de tarifs dégressifs a ralenti leur rythme de développement, qui est toutefois resté relativement élevé par rapport aux objectifs, les tarifs étant encore attractifs, semble-t-il. L'objectif des 25 MW/trimestre pour les bâtiments résidentiels et surtout pour les bâtiments hors résidentiel a été dépassé sur les 4 premiers trimestres d'application, ce qui a conduit à réduire les tarifs d'achats tous les trimestres, comme le montrent le graphique et le tableau ci-dessous.

Tableau n° 5 : Installations <100kW : suivi de la nouvelle régulation de l'électricité photovoltaïque



Source : EDF

* La baisse que l'on constate entre T2 2011 et T3 2011 est en partie due au fait que les installations ayant subi le moratoire en décembre 2010 ont fait leur demande de raccordement en masse au T2 2011.

Tableau n° 6 : Deux exemples d'évolution des tarifs de l'électricité photovoltaïque pour les projets <100 kW

Tarif achat en €/MWh	T2-2011	T3-2011	T4-2011	T1-2012	T2-2012
pour un particulier <9KW	464	425.5	406.3	388	370.6
Installation intégration simplifiée hors résidentiel <36 kW	303.5	274.6	248.5	224.9	203.5

Source : commission de régulation de l'énergie

- pour les projets de puissance comprise **entre 100 kW et 250 kW**, un appel d'offres a été lancé, constitué de sept périodes successives de candidature, dont les dates limites de dépôt des offres sont réparties entre le 20 janvier 2012 et le 30 juin 2013, pour une puissance cumulée de 300 MWc. Sont closes les deux premières périodes : la première, close le 20 janvier 2012, qui portait sur 120 MWc, et la deuxième, close le 31 mars 2012, avec un objectif de 30 MWc ;
- seuls les résultats de la première période de candidature sont connus : pour un objectif de 120 MW, 345 dossiers (représentant une puissance de 68 MW) ont été déposés et la commission de régulation de l'énergie a proposé de retenir 218 dossiers, représentant une puissance de 45 MW pour un prix d'achat moyen de 229 €/MWh (lauréats désignés par le ministre le 22 mars 2011). Est ouverte la troisième période (dépôt des offres avant le 30/06/2012) avec un objectif de 30 MWc ;
- pour les installations de **puissance supérieure à 250 kW**, un appel d'offres a été lancé à l'été 2011, avec une date limite de remise des offres fixée au 8 février 2012. L'objectif de puissance recherchée était de 450 MWc. 425 dossiers ont été reçus dans les délais ; 316 ont été déclarés complets. L'instruction des dossiers par la commission de régulation de l'énergie est en cours. La commission de régulation de l'énergie devrait rendre son avis au ministre avant le 23 juin 2012.

L'ensemble de ce dispositif vise à sensiblement ralentir le développement des capacités photovoltaïques raccordées au réseau. En 2011, en effet, la mission de concertation confiée aux inspecteurs des finances Charpin et Trink estimait que la « trajectoire tendancielle », en l'absence d'intervention, était de + 1,5 GW/an entre 2010 et 2020, soit une capacité installée totale de 17 GW en 2020, alors que la « trajectoire PPI » visait seulement une capacité installée de 5,4 GW en 2020.

Les mesures prises en 2011 ont eu deux effets distincts :

- le **moratoire** et la gestion qui en a été faite ont eu pour conséquence de faire perdre le bénéfice de l'obligation d'achat aux anciennes conditions tarifaires à 3400 MW de projets parmi les 6400 MW alors en file d'attente. Sur les 3 000 MW restants, environ la moitié (1 350 MW) étaient encore en file d'attente de raccordement en fin d'année 2011. Les projets qui ont quitté la file d'attente en 2011 ont été très majoritairement raccordés au réseau (1 300 MW), et quelques uns abandonnés (380 MW). Les installations devront toutes être achevées au plus tard le 10 juin 2012 pour ne pas perdre le bénéfice de l'obligation d'achat aux anciennes conditions tarifaires. Comme la plupart des projets restants sont relativement bien avancés dans la file d'attente, ils seront en grande majorité réalisés dans les temps. Au total, les projets relevant de la réglementation antérieure sont réalisés avec un pourcentage de « perte » beaucoup plus faible que prévu ;
- les **conditions tarifaires moins favorables et dégressives** ralentissent le développement des nouveaux projets. Toutefois, l'hypothèse de projets engagés pour 2012 retenue par EDF dans ses estimations s'élève encore à 1 GW, soit le double de l'objectif cible de 500 MW.

Les augmentations de puissances installées en électricité photovoltaïque en 2011 et 2012 sont le cumul de ces deux évolutions et restent donc élevées. A partir de 2013, les différents acteurs estiment que l'objectif de 500 MW supplémentaire par an devrait être respecté.

Par ailleurs, le **calcul du coût évité par les installations photovoltaïques** fait l'objet, pour la première fois en 2012, d'un traitement particulier. A la suite des préconisations inscrites dans le rapport Charpin-Trink, la commission de régulation de l'énergie a mis en place une nouvelle méthode de calcul des coûts évités pour l'acheteur obligé :

- les coûts évités par l'électricité photovoltaïque étaient jusqu'alors calculés à partir d'une moyenne arithmétique mensuelle du prix spot sur le marché de gros de l'électricité multipliée par la production d'électricité photovoltaïque achetée pendant le mois correspondant. Cette méthode ne permettait pas de prendre en compte les spécificités de la production photovoltaïque, à savoir : un profil particulier de la production journalière (discontinuité jour/nuit) ; un effet saisonnier (volumes de production supérieurs en été). Par ailleurs, le prix de marché appliqué pour le calcul du coût évité était celui du mois de la facturation, or la production facturée pouvait concerner les 12 mois précédents ;
- la commission de régulation de l'énergie utilise dorénavant¹³, pour le calcul des coûts évités de l'année N, un prix moyen mensuel de l'électricité calculé sur la base des prix spot horaires constatés sur le marché de gros pondérés par les profils de production photovoltaïque, qui sont horo-saisonniers.

Cette nouvelle méthode de calcul permet de déterminer un niveau de coût évité par l'électricité photovoltaïque en accord avec les périodes de production théorique, le photovoltaïque permettant de produire uniquement le jour, lorsque les prix spot sont les plus élevés sur le marché de gros.

La prise en compte de prix spot horaires associés à un profil de production horaire induit une augmentation du coût unitaire évité car les prix de marché sont en moyenne plus faibles la nuit que le jour, et donc une réduction du coût des charges liées à l'électricité photovoltaïque. Ainsi, pour 2009, par rapport à la méthode précédente, le coût unitaire évité calculé sur une base horaire aurait été en moyenne de 49,1 €/MWh sur l'année 2009, au lieu de 43 €/MWh, et il aurait induit une baisse des charges dues au photovoltaïque de l'ordre de 1,5 %.

¹³ A compter des charges constatées 2011

L'objet de ce rapport n'étant pas d'analyser la politique de soutien au PV, il ne comporte aucun commentaire sur les conditions dans lesquelles ont été mises en place les mesures de soutien et la nouvelle régulation, ni sur leurs conséquences économiques, financières et industrielles.

On constate simplement que, comme la Cour le recommandait dans son insertion, le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque n'est plus appliqué à « guichet ouvert » pour les installations qui dépassent 100 kW et que, pour les autres projets, les tarifs ont sensiblement diminué et continueront à le faire tant que les objectifs fixés ne seront pas respectés trimestriellement ; son développement est donc désormais mieux régulé, même si le rythme de développement des projets relevant du « guichet ouvert » reste soutenu et supérieur aux objectifs sur les 4 premiers trimestres d'application du nouveau dispositif.

Toutefois, les capacités engagées avant le moratoire, installées dans les années 2009 à 2012, et bénéficiant donc des tarifs d'achat élevés antérieurement en vigueur, continueront à peser sur les charges financées par la CSPE pendant la durée de leurs contrats, c'est-à-dire 20 ans.

b) Les autres énergies renouvelables ¹⁴

Le cas de la biomasse et du biogaz

Les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de la biomasse ont évolué de manière différente selon le mode de production utilisé :

- le tarif de l'électricité produite par **combustion de biomasse** (d'origine végétale ou animale) a légèrement diminué entre 2009 et 2011 ;
- toutefois, l'appel d'offres de 2010 et les arrêtés tarifaires du 28 décembre 2009 et du 27 janvier 2011 n'auront pas d'effet avant l'année 2013 compte tenu des délais de réalisation et de mise en service des installations (estimés entre deux et trois ans) ;

¹⁴ Voir tableau de l'évolution des tarifs en annexe 4

Tableau n° 7 : Evolution du tarif de l'électricité produite par combustion de la biomasse

Arrêtés	Tarif	Prime
Tarif 2002	Biomasse végétale : 4,9 c€/kWh biomasse animale : 4,5 à 5 c€/kWh	Prime à l'efficacité énergétique : 0 à 1,2 c€ prime à l'efficacité énergétique : 0 à 0,3 c€
28 décembre 2009	4,5 c€/kWh	Prime selon critères de puissance, ressources utilisées, efficacité énergétique : 8 à 13 c€
27 janvier 2011	4,34 c€/kWh	Prime selon critères de puissance, ressources utilisées, efficacité énergétique : 7,71 à 12,53 c€

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

- le tarif de l'électricité produite à partir du **biogaz**, qui avait déjà sensiblement augmenté en 2006, a été légèrement relevé en 2011 ;

Evolution du tarif de l'électricité produite à partir de biogaz

Date des arrêtés	Tarif selon la puissance	Prime à l'efficacité énergétique
10 juillet 2006	7,5 à 9 c€/kWh	entre 0 et 3 c€/kWh
19 mai 2011	8,121 à 9,745 c€/kWh	entre 0 et 4 c€/kWh

Source : site Internet du ministère chargé de l'énergie (DGEC)

- le tarif de l'électricité produite à partir de la **méthanisation** a très sensiblement augmenté en 2011.

Tableau n° 8 : Evolution du tarif de l'électricité produite par méthanisation

Date des arrêtés	Tarif selon la puissance	Prime à l'efficacité énergétique
10 juillet 2006	7,5 à 9 c€/kWh	entre 2 et 5 c€/kWh
19 mai 2011	11,19 à 13,37 c€/kWh	entre 0 et 4 c€/kWh + prime pour traitement d'effluents d'élevage : entre 0 et 2,6 c€/kWh

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

L'ensemble de ces évolutions a pour objectif de faciliter le développement de la production d'énergie à partir de biomasse, notamment par méthanisation, qui reste relativement faible en France, surtout en comparaison avec la situation en Allemagne, alors que cette activité peut être intéressante pour les agriculteurs et aider à régler d'autres problèmes, notamment en matière de pollution par les élevages. Elle présente également un intérêt pour la valorisation des déchets et des ordures ménagères.

Le cas de la petite hydraulique

Seule la petite production hydraulique (installation d'une puissance inférieure à 12MW) bénéficie de l'obligation d'achat. Il n'y a pas eu d'évolution récente du tarif d'achat de la petite production hydraulique depuis l'arrêté du 1^{er} mars 2007 qui a augmenté le tarif d'achat, dans des proportions variables selon les installations.

En revanche, l'arrêté du 14 mars 2011 a précisé les conditions auxquelles les contrats venant à expiration pourraient être renouvelés¹⁵. Le mois d'octobre 2012 voit l'arrivée à échéance des contrats d'achats signés en 1997 pour une durée de quinze ans (contrats dits H97). Les exploitants ont donc le choix entre deux possibilités :

- obtenir un nouveau contrat d'achat dans le cadre d'une rénovation ; si celle-ci respecte les montants d'investissements fixés par l'arrêté du 14 mars 2011, l'installation est réputée mise en service pour la première fois et peut donc bénéficier du

¹⁵ Investissements cumulés sur une période de 5 ans de 1000€/kW installé pour une puissance installée >300kW ; de 800€/kW pour une puissance installée <100kW ; entre ces deux seuils interpolations linéaires.

tarif d'achat en vigueur au moment du renouvellement (actuellement celui du 1^{er} mars 2007). Toutefois, un nouvel arrêté tarifaire semble attendu depuis quelques mois pour préciser notamment le traitement des contrats actuels qui viennent à expiration ;

- vendre leur production sur le marché, directement ou via une plate-forme d'agrégation.

On note que la commission de régulation de l'énergie n'est pas saisie pour avis¹⁶ des arrêtés relatifs à la rénovation et ne peut donc pas s'assurer que le tarif d'achat en vigueur entraîne une rémunération normale au regard de l'investissement de rénovation consenti.

Tableau n° 9 : Evolution du tarif de l'électricité produite par la petite hydraulique

Date des arrêtés	Tarif durée contrat : 20 ans	Prime
25 juin 2001	5,49 à 6,1 c€/kWh selon la puissance	prime entre 0 et 1,52c€/kWh en hiver selon la régularité de la production
1 ^{er} mars 2007	6,07 c€/kW	prime entre 0,5 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

Le cas de l'éolien

Les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne n'ont pas été modifiés depuis l'arrêté du 17 novembre 2008¹⁷, qui avait lui-même repris ceux du 10 juillet 2006 :

- éolien terrestre : en 2012, le tarif s'élève à 8,5 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,9 et 8,5 c€/kWh pendant 5 ans selon les

¹⁶ La commission de régulation de l'énergie est toutefois invitée à participer aux groupes de travail avec l'ensemble des parties prenantes préalablement à la rédaction des arrêtés tarifaires.

¹⁷ 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites.

sites, compte tenu de l'indexation annuelle du tarif prévue par l'arrêté ;

- éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites

Toutefois, en matière d'éolien en mer, l'année 2011 a été marquée par le lancement d'un appel à projet, pour un total de 3 000 MW (mais seulement 1 928 MW ont été retenus), dont le prix d'achat (environ 23 c€/kWh en 2020 sur la base de la délibération de la commission de régulation de l'énergie du 5 avril 2012¹⁸) sera sensiblement supérieur au tarif d'achat existant, qui n'avait pas permis jusqu'à présent de développer cette forme de production d'électricité en France.

Le cas de la géothermie

Il y a pas eu d'évolution depuis la forte augmentation des tarifs d'achat de l'électricité produite par la géothermie et objet de l'arrêté du 23 juillet 2010, tant en métropole que dans les départements d'outre-mer (DOM).

Tableau n° 10 : Evolution du tarif de l'électricité d'origine géothermique

Date des arrêtés	Tarif	Prime à l'efficacité énergétique
10 juillet 2006	métropole : 12 c€/kWh départements d'outre-mer : 10 c€/kWh	métropole + départements d'outre-mer : entre 0 et 3 c€/kWh
23 juillet 2010	métropole : 20 c€/kWh départements d'outre-mer : 13 c€/kWh	métropole : entre 0 et 8 c€/kWh département d'outre-mer : entre 0 et 3 c€/kWh

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

¹⁸ D'après la délibération de la CRE du 5 avril 2012, le surcoût de l'éolien en mer sera de 160 €/MWh par rapport au prix de marché de 66,5 €/MWh. Le prix d'achat sera donc de 226,5 €/MWh en 2020, soit un prix d'achat moyen de 202 €/MWh en 2011.

En 2010-2011, les tarifs d'achat des différentes formes d'électricité renouvelable ont fait l'objet d'une analyse générale qui a conduit à des ajustements plus ou moins importants, souvent à la hausse (biogaz et méthanisation notamment) mais parfois aussi à la baisse (PV, combustion de la biomasse). Ces modifications sont faites en fonction de l'évolution des coûts de production et des priorités gouvernementales qui peuvent également intégrer des objectifs relevant d'autres politiques que la politique énergétique (politique industrielle, politique agricole, politique de protection de l'environnement...). Compte tenu des puissances prévues pour les différentes formes d'électricité renouvelable et du niveau des tarifs qui ont été relevés, l'ensemble tant globalement vers un objectif de maîtrise de la croissance des coûts.

Ces modifications, dont les conséquences sont encore peu visibles dans les charges de 2010 et 2011, seront plus sensibles à l'avenir et doivent être prises en compte dans les estimations à moyen terme.

2 - Les conditions d'achat de l'électricité produite en cogénération

Les charges résultant des contrats d'achat de l'électricité produite par cogénération constituent depuis l'origine et jusqu'en 2011 le premier poste des charges de service public de l'électricité liées à l'obligation d'achat en métropole (6,4 Md€ entre 2003 et 2010, soit 43 % des charges de CSPE).

Le tarif d'achat de cette électricité produite en cogénération n'a pas évolué depuis l'arrêté du 31 juillet 2001 : il est partagé entre une prime fixe et une rémunération variable, proportionnelle au nombre de kWh produits.

La prime fixe rémunère notamment la sécurité d'approvisionnement et impose à l'installation de fonctionner en continu à sa puissance maximale au cours de l'hiver.

La rémunération variable est bâtie sur une logique de coût de combustible évité, en faisant l'hypothèse que la cogénération se substitue à une centrale à cycle combiné au gaz ; elle est donc indexée sur le prix du gaz naturel (tarif GDF-Suez). Suivant les prix du gaz, ce mode de calcul conduit à une rémunération unitaire comprise entre 8 et 13 c€/kWh (prime fixe incluse), très élevée en comparaison des prix de marché de

l'électricité. L'intérêt de ces centrales est de coupler la production d'électricité à un débouché pour la chaleur coproduite, permettant ainsi d'atteindre des efficacités énergétiques voisines de 80 % alors qu'une centrale thermique classique ne dépasse pas les 60 % d'efficacité.

Les conditions économiques de ces contrats se sont révélées très avantageuses et la filière s'est développée au-delà des prévisions initiales. Les conditions d'achat de l'électricité ont été si favorables que, souvent, les producteurs, désireux d'étendre leur parc pour en profiter, ont consenti un fort rabais sur le prix de vente de la chaleur au consommateur, détournant donc l'intérêt du dispositif qui ne visait à l'origine qu'à éviter le gaspillage de l'énergie « fatale », sous-produit de la production d'électricité.

Aussi **plusieurs dispositions législatives ont-elles cherché à restreindre l'application de l'obligation d'achat à la cogénération** : d'une part la loi du 10 février 2000¹⁹ a restreint le bénéfice de l'obligation d'achat aux nouvelles installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW ; d'autre part, l'article 33 de la loi du 9 août 2004²⁰ a limité à « *une seule fois* » la possibilité pour une installation de bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat en matière de cogénération. La très grande majorité des contrats, conclus entre 1997 et 1999 pour une durée de 12 ans, sont arrivés à échéance entre 2009 et 2011 et ne devraient donc pas être reconduits.

Le coût de la cogénération aurait donc dû diminuer rapidement.

Cependant un **décret pris en 2005**²¹ a instauré un dispositif au terme duquel « *est considéré comme mise en service pour la première fois une installation existante ayant fait l'objet d'investissements de rénovation dont le montant et la nature correspondent, pour la filière considérée, aux critères fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie* », ce qui permet donc de bénéficier d'un **renouvellement des contrats d'achat** et de contourner les dispositions introduites par voie législative un an plus tôt.

L'arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur a fixé les conditions d'application du décret de 2005, pour la cogénération, à un

¹⁹ Article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

²⁰ Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

²¹ Décret n° 2005-1149 du 7 décembre 2005 relatif à la rénovation des installations de production d'électricité sous obligation d'achat et modifiant le décret n°2001-410 du 10 mai 2001

niveau relativement faible, puisqu'il suffit d'un niveau d'investissement égal à la moitié, voire le tiers de l'investissement initial²², pour obtenir le renouvellement d'un contrat aux mêmes conditions tarifaires que pour une nouvelle installation, créant donc un effet d'aubaine.

Dans ces conditions, d'après la commission de régulation de l'énergie, un peu plus de la moitié des installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW arrivées au terme de leur contrat d'achat optent pour la rénovation. Compte-tenu de la sortie des installations de plus de 12 MW (2,4 GW sur les 4,7 GW sous obligation d'achat avant 2010) et du très faible flux de nouvelles installations entrant dans le dispositif (3 à 5 par an), la capacité de production du parc devrait être de 2 700 MW en fin 2012, et tendre vers 1500 MW fin 2014.

La recommandation de la Cour qui s'interrogeait sur l'opportunité de continuer à soutenir l'électricité produite par cogénération, filière qui ne figure pas parmi les priorités gouvernementales, n'a fait l'objet d'aucun commentaire des ministres dans leurs réponses et n'a donné lieu à aucune modification des conditions d'achat de cette filière qui continue donc à peser sur les comptes de la CSPE alors que les contrats d'achat auraient dû pratiquement tous disparaître en 2013.

Toutefois le dispositif actuel qui s'applique à la cogénération devrait conduire à une division par 3 de la puissance installée bénéficiant des tarifs d'achat entre 2010 et 2014.

3 - Obligation d'achat en métropole : modification de la méthode de calcul du coût évité

Comme on le verra ultérieurement, une part importante des écarts entre prévisions et réalisations en matière de CSPE est due à la volatilité des prix de référence, c'est-à-dire des prix du marché, qui sont utilisés pour faire les calculs de charges liées à l'obligation d'achat (contrat d'achat en application d'un tarif d'achat ou résultant d'un appel d'offres) en métropole.

²² Il faut que le cumul des investissements sur 3 ans soit au moins égal à 350 €/kW installé au début de la période de rénovation, avec une formule d'actualisation de ce montant.

Ces charges sont le résultat de la différence entre :

- le coût d’achat, correspondant aux versements effectués par les acheteurs obligés (essentiellement EDF) en faveur des producteurs (d’énergies renouvelables ou de cogénération) conformément aux tarifs d’achat en vigueur ou aux prix de vente issus d’un appel d’offres ;
- le coût évité à ces acheteurs, c'est-à-dire le coût de l’électricité qu’ils auraient achetée s’ils n’avaient pas été soumis à l’obligation d’achat.

En application des dispositions de la loi du 10 février 2000²³, le coût évité est déterminé en **référence au prix de marché**²⁴, mais la détermination de ce dernier n’est pas évidente.

Jusqu’à une délibération de la commission de régulation de l’énergie du 25 juin 2009, les charges prévisionnelles au titre de l’année N+1 étaient calculées, l’année N, en référence aux prix observés l’année N sur les marchés à terme pour une livraison l’année N+1, alors que les charges constatées de l’année N+1, calculées en N+2, l’étaient en référence aux prix du marché *spot day-ahead*²⁵ constatés a posteriori.

Cette différence de méthodes entre le calcul des charges prévisionnelles au titre d’une année et celui des charges constatées au titre de la même année, associée à la forte volatilité des prix spot, a eu un impact sur la trésorerie d’EDF et a provoqué de fortes variations de la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges, avec un impact sur les consommateurs.

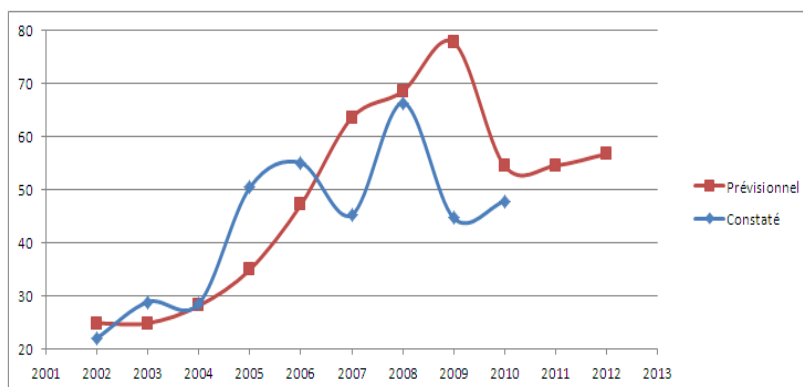
²³ Article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000²³ relative à la modernisation et au développement du service public de l’électricité

²⁴ Sauf pour les ELD (entreprises locales de distribution), pour lesquels il est calculé par référence aux tarifs de cession et aux prix de marché, à proportion de leurs achats respectifs à ces conditions.

²⁵ Le prix *day-ahead* est le prix des produits spot ou au comptant livrés au maximum le lendemain de leur achat (prix fixé en J pour J+1) ; fixé tous les jours sur EPEX Spot (bourse d’échange), il reflète l’équilibre de court terme entre l’offre et la demande. C’est un prix horaire qui possède une forte volatilité en raison des variations imprévues concernant aussi bien l’offre (arrêt intempestif d’une centrale, par exemple) que la demande (température plus basse que prévu, par exemple).

Tableau n° 11 : Prix moyen pondéré par les volumes d'achat utilisé pour le calcul du coût évité par les obligations d'achat d'EDF en métropole

€/MWh	Prévisionnel	Constaté
2002	24,9	22,1
2003	24,9	28,9
2004	28,2	28,6
2005	35,0	50,5
2006	47,2	55,1
2007	63,6	45,3
2008	68,6	66,4
2009	77,8	44,7
2010	54,5	47,9
2011	54,6	
2012	56,8	



Source : commission de régulation de l'énergie

Ainsi, les charges constatées au titre de 2007 se sont révélées supérieures de plus de 480 M€ aux charges prévisionnelles au titre de l'obligation d'achat en métropole du fait de l'écart entre le prix de référence utilisé pour les prévisions et celui constaté pour le calcul des réalisations. A l'inverse, pour les mêmes raisons, les charges constatées

au titre de 2006 ont été inférieures de plus de 150 M€ à celles qui avaient été prévues, pour la part correspondant à l'obligation d'achat.

Par une délibération du 25 juin 2009, la commission de régulation de l'énergie a donc modifié les références de prix de marché utilisées pour le calcul du coût évité des contrats sans différenciation horosaisonnaire²⁶ (92 % des contrats d'obligation d'achat) conclus par EDF en métropole, en distinguant :

- le coût évité par la production considérée comme « quasi certaine », pour laquelle les estimations prévisionnelles comme les résultats constatés seront calculés en utilisant les prix des produits à terme. En pratique cela signifie que les résultats constatés sont calculés avec le même « prix de marché » que celui qui a été utilisé pour les estimations, quel que soit ce qui s'est passé sur les marchés pendant l'année considérée ;
- le coût évité par la production qui n'est pas certaine (aléatoire) : il continue d'être calculé en utilisant les prix *spot* réellement constatés pendant l'année (prix *day-ahead* « France » sur *EPEX SPOT*).

Pour chaque filière, les coefficients de puissance quasi-certaine, puissance disponible à tout instant sur la période de temps considérée avec une probabilité de l'ordre de 90 %, ont été arrêtés par la commission de régulation de l'énergie pour les années 2010, 2011 et 2012 (voir tableau ci-dessous). Ils devront ensuite être régulièrement actualisés. En 2010, le volume de production quasi-certaine (environ 11 TWh) représente environ un tiers de la production sous obligation d'achat.

²⁶ Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnaire, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Il s'agit essentiellement de production hydraulique et de cogénération. Pour ces contrats, le mode de calcul du coût évité, en référence aux prix du marché, n'a pas changé.

Tableau n° 12 : Coefficient de puissance quasi certaine de 2010 à 2012

	Cogénération	Biogaz/biomasse/ incinération	Eolien	Hydraulique	Autres*
Hiver	80 %	80 %	15 %	20 %	0 %
Eté	0 %	50 %	5 %	10 %	0 %

Source : délibération de la commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009

** Photovoltaïque, géothermie et autres (divers et petites installations)*

Ce nouveau calcul du coût évité pour les obligations d'achat en métropole continentale change l'exposition au risque d'EDF qui demandait son application : si EDF n'avait pas été soumise à l'obligation d'achat et à ses tarifs réglementés, elle aurait acheté autant que possible l'électricité correspondante à l'avance, donc « à terme » sur le marché de gros. Elle n'aurait en effet pas pris le risque de l'acheter au dernier moment à un prix « spot » très volatil.

La nouvelle hypothèse reflète donc mieux le coût évité. Elle réduit l'exposition au risque de l'acheteur comme celle des consommateurs. EDF n'a plus désormais à se couvrir contre ce risque d'évolution du prix du marché spot, sachant que, de toute façon, le montant définitif de la CSPE sera calculé à partir du montant pris en compte dans les prévisions.

A titre d'illustration, la simulation de l'application de cette méthode à l'année 2007 aurait fait apparaître un écart entre coût évité prévisionnel et coût évité constaté dix fois moins élevé que la méthode précédente.

Tableau n° 13 : Coût évité : simulation des méthodes pour 2007

M€	Méthode avant la délibération du 25/06/2009	Nouvelle méthode
Coût évité prévisionnel 2007	1 575,0	1 448,5
Coût évité constaté 2007	1 157,8	1 405,8
Différence	- 417,2	- 42,7

Source : commission de régulation de l'énergie

Cette nouvelle méthode de calcul du coût évité pour les obligations d'achat en métropole continentale, qui réduit donc sensiblement la part de volatilité attachée à l'évolution des prix du marché, sera appliquée pour la première fois pour le calcul des charges constatées au titre de 2012, après une période de transition en 2010 et 2011.

4 - Les charges de service public dans les zones non interconnectées

Les tarifs d'achat dans les zones non interconnectées (ZNI) ont peu évolué depuis 2010, à l'exception de :

- la **géothermie** : l'arrêté tarifaire du 23 juillet 2010 a augmenté de 30 € le prix du MWh (130 €/MWh vs 100 €/MWh dans l'arrêté du 10 juillet 2006) et maintient la prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 30 €/MWh. L'installation Bouillante 1 en Guadeloupe a été rénovée et bénéficie désormais du nouveau tarif d'achat²⁷ ;
- le **photovoltaïque** : l'arrêté du 4 mars 2011 unifie les tarifs applicables dans les départements d'outre-mer et en métropole, à la différence des arrêtés antérieurs. Il provoque une diminution significative des tarifs applicables et donc une

²⁷ En métropole, l'installation géothermique de Soultz-sous-Forêts a conclu un contrat d'achat et bénéficie de ce tarif. L'impact sur la CSPE est toutefois minime.

baisse des charges de CSPE générés par les nouveaux MW installés.

Il n'y a eu aucune modification concernant la **bagasse** au cours des trois dernières années. Le dernier arrêté tarifaire en date est celui du 20 novembre 2009 qui, afin d'encourager l'utilisation de la bagasse, énergie compétitive dans les zones non interconnectées, a créé une prime variable complémentaire de 13 €/tonne de canne pour les installations existantes et a arrêté le tarif d'achat de l'énergie fournie à partir de la bagasse dans les installations nouvelles en fonction de leur taille mais **son impact financier ne s'est répercuté qu'en 2011**. La commission de régulation de l'énergie a évalué l'impact financier de la « prime-bagasse » pour les installations existantes à environ 33.8 M€, qui s'ajoutent aux surcoûts liés aux contrats d'achat de production d'électricité à partir de cette source d'énergie²⁸. Les évolutions futures seront liées aux éventuelles mises en service de nouveaux moyens de production pouvant fonctionner à la bagasse. Ainsi, sont actuellement prévus 15 MW en Guadeloupe, 34 MW à La Martinique et 46 MW à la Réunion.

On rappelle que dans les zones non interconnectées, les surcoûts de l'obligation d'achat sont calculés par rapport à la part de la production dans les tarifs réglementés de vente.

En ZNI, l'application de la nouvelle régulation sur le PV va provoquer une baisse de la croissance des charges générées par les nouvelles installations, limitant de fait la hausse des charges de CSPE.

En revanche, les modifications concernant la production d'électricité utilisant la bagasse, qui résultent de l'arrêté du 20 novembre 2009, ont commencé à se faire sentir dès les résultats constatés en 2010 et ont un impact notable sur les charges en ZNI.

5 - Les tarifs sociaux

Le tarif de première nécessité (TPN) est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2005²⁹. Il devrait bénéficier à toute personne titulaire d'un

²⁸ Annexe 1 de la délibération de la CRE en date du 7 octobre 2010 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2011.

²⁹ Décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité

contrat de fourniture d'électricité dont le foyer a des ressources annuelles inférieures ou égales au plafond ouvrant droit à la couverture maladie universelle (CMU) complémentaire³⁰. Ce tarif consiste en une réduction de 40 à 60 % par rapport au tarif réglementé de vente en fonction de la composition du foyer, dans la limite de 100 kWh par mois (soit en moyenne 95 € TTC de réduction annuelle, environ 15 % de la facture en moyenne). En outre, il donne droit (décret du 26 juillet 2006) à la gratuité de la mise en service et à un abattement de 80 % sur les interventions pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires font l'objet d'une compensation financée par la CSPE, au profit des opérateurs concernés (2,3 % de la CSPE en 2010).

En outre, les charges supportées du fait du tarif de première nécessité donnent la possibilité aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005).

Plusieurs évolutions récentes vont avoir un impact sur le montant de la compensation versé à ce titre :

- le **décret 2012-309 du 6 mars 2012** *relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel* a pour objectif de simplifier l'attribution de ces tarifs. Il a étendu le bénéfice du tarif de première nécessité de manière automatique, sauf refus, à tous les ayant droit à la CMU-complémentaire alors qu'auparavant les bénéficiaires devaient en faire la demande exprès en complétant une attestation qui leur était envoyée. Le nombre de bénéficiaires, qui était de 642 000 fin 2010, devrait donc sensiblement augmenter puisque les ayants droit sont estimés entre 1,5 et 2 millions de foyers. La commission de régulation de l'énergie considère toutefois que la procédure, bien que simplifiée par rapport à la situation précédente, reste encore trop complexe, *en raison du nombre d'acteurs qu'elle fait intervenir et des nombreux flux d'information qui transitent entre eux*³¹. Elle ne

³⁰ 648 €/mois pour un célibataire, 1 360 €/mois pour un couple avec 2 enfants

³¹ La commission de régulation de l'énergie considère que cette procédure génère des surcoûts de gestion importants au regard du montant des réductions consenties (de l'ordre de 8 % des charges prévisionnelles du tarif de première nécessité (TPN)). A minima, pour simplifier la procédure, améliorer l'accessibilité de ce tarif et contribuer à l'ouverture des marchés, la CRE considère que la mise en œuvre de ce tarif devrait être ouverte aux fournisseurs alternatifs, comme pour le tarif social du gaz. En effet,

prévoit donc pas que tous les ayants droit seront concernés dès 2012 (prévisions commission de régulation de l'énergie pour 2012 : environ 70 % des ayants droits estimés à 1,5 M, soit 1 076 000 clients concernés) comme EDF qui retient un nombre de bénéficiaires en 2012 égal à 1,1 million ;

- **l'arrêté du 23 décembre 2010** a revu à la **hausse de 10 points le niveau des réductions de factures** que l'arrêté précédent du 5 août 2008 avait fixé à :
 - 30 % pour 1 unité de consommation dans le foyer bénéficiaire (UC) ;
 - 40 % pour un nombre d'UC compris entre 1 et 2 ;
 - 50 % pour un nombre d'UC supérieur ou égal à 2.
- L'arrêté du 23 décembre 2010 a augmenté ces taux de réduction de 10 points pour les faire passer à 40 à 60 % en fonction du nombre d'unité de consommation, soit une majoration de la réduction moyenne d'environ 16 € par an hors taxes. Dans son avis, daté du 23 décembre 2010, la commission de régulation de l'énergie avait évalué à 10 M€ les charges supplémentaires induites par la revalorisation, soit +0,03€/MWh, à nombre de bénéficiaires constants (650 000).

En outre, l'effet cumulé de ces deux types d'évolution, qui augmente le montant des charges au titre du tarif de première nécessité, augmente aussi le montant possible de **compensation des concours financiers versés par les opérateurs**, notamment au fonds de solidarité pour le logement (FSL). Ainsi, dans le cas d'EDF, pour un versement au FSL de 22,3 M€ en 2009, seuls 11 M€ étaient compensés par la CSPE (soit 20 % des 53 M€ de charges liées au TPN en 2009) ; si les charges du TPN doubleraient, la quasi-totalité du versement au fond de solidarité pour le logement d'EDF serait compensée (pour un montant versé au fond de solidarité pour le logement identique).

aujourd'hui, un client d'un fournisseur alternatif doit revenir chez le fournisseur historique (EDF ou ELD) pour bénéficier du tarif de première nécessité.

CONCLUSIONS

Si l'on fait la synthèse des évolutions récentes des textes concernant la CSPE et que l'on se réfère aux recommandations de la Cour dans son Rapport public 2011, on constate que :

- des progrès ont été faits pour maîtriser certains facteurs de croissance des charges de service public de l'électricité, notamment pour la filière photovoltaïque ;

- en revanche, aucune évolution des textes n'a été constatée concernant la cogénération ;

- aucune modification n'est venue clarifier le statut fiscal de la CSPE. Certes, pour 2012, l'augmentation de la contribution unitaire a été votée directement par le Parlement, pour en permettre une application anticipée dès la mi-2011 pour la moitié de cette augmentation. Mais cette décision exceptionnelle n'a pas vocation à se reproduire systématiquement ;

- comme l'indiquaient les réponses des ministres, aucune évolution ne va dans le sens d'un réexamen du financement du soutien aux énergies renouvelables et des autres charges de service public de l'électricité, par le consommateur d'énergie ;

- en revanche, des modifications permettant des calculs plus cohérents et allégeant le poids de la volatilité des prix de marché ont été décidées par la commission de régulation de l'énergie en 2009 ;

- enfin, certaines évolutions vont dans le sens d'une augmentation des charges, mais de manière limitée, notamment en matière de tarifs sociaux.

Chapitre II

Evolutions constatées de la CSPE

en 2010

En termes de résultats constatés, nous disposons aujourd'hui d'une année supplémentaire, l'exercice 2010, par rapport aux données disponibles et utilisées pour la rédaction du rapport public de 2011.

I - Evolution globale des charges et des recettes en 2010

En 2010, les charges constatées au titre de l'année sont quasiment stables (- 1,2 %) par rapport à celles de l'année précédente, qui étaient, pour leur part, en très sensible augmentation par rapport à celles de l'année précédente (+ 45 %).

Tableau n° 14 : CSPE : Evolutions constatées 2003 -2010

En M€	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009***	2010	2010/ 2009
Contrats d'achats*	1 004,8	1 102,1	815,2	878,4	1 183,4	882,5	1 563,6	1 574,4	+ 0,7 %
<i>dont cogénération*</i>	803,8	838,4	676,6	713,2	803,4	828,8	950,6	823,1	- 13,4 %
<i>dont EnR*</i>	142,0	201,3	89,1	110,7	322,5	-4,9	561,1	706,7	+ 25,9 %
<i>dont autres*</i>	59,0	62,4	49,5	54,6	57,5	58,6	51,9	44,6	- 14,0 %
Péréquation tarifaire**	409,9	431,2	564,2	661,5	762,3	897,1	1 056,6	1 018,3	- 3,6%
Dispositions sociales	0	2,0	23,7	34,4	43,9	59,2	66,3	61,7	- 6,9 %
Total des charges constatées au titre de l'année (a)	1 414,7	1 535,3	1 403,1	1 574,3	1 989,5	1 838,8	2 686,5	2 654,5	- 1,2 %
Assiette prévisionnelle (en TWh)	442,2	380	378	369	383	384,1	391,0	375,1	- 4,1 %
Contribution unitaire appliquée (€/MWh)	3,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Recettes constatées de l'exercice(b)	1 219,1	1 654,6	1694,1	1 670,5	1 466,2	1694,2	1 655,5	1 935,8	+ 16,9%
Déficit de l'année (c = a-b)	196	-119	-291	-96	523	145	1 031	719	- 30 %

Source : commission de régulation de l'énergie

* en métropole continentale, donc hors zones non interconnectées (ZNI)

** surcoûts de production + surcoûts dus aux contrats d'achat dans les zones non interconnectées et à Mayotte

*** La commission de régulation de l'énergie a ajouté les reliquats de charges 2009 qui ont été déclarés par EDF en 2011 et non 2010

****hors frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations

Cette stabilité des charges de l'année 2010 par rapport à celles de l'année 2009 est essentiellement le résultat de deux évolutions de sens inverse :

- une diminution de 13,4 % des charges liées aux contrats d'achat de cogénération (- 127,3 M€), complétée par une faible évolution à la baisse des coûts liés à la péréquation tarifaire

dans les zones non interconnectées (-1,4 %, soit 14,9 M€) ;

- une forte augmentation de 26,6 % des charges liées aux contrats d'achat d'énergies renouvelables en métropole (+ 146,8 M€).

En matière de recettes, le maintien de la contribution unitaire à 4,5 €/MWh, au lieu du montant de 6,5 €/MWh proposé par la commission de régulation de l'énergie, conduit à un nouveau déficit de 968 M€, Pour calculer le déficit à la fin de l'exercice 2010, il faut sommer les déficits et y ajouter le déficit 2002 de 200 M€. **Le déficit cumulé est de 2 308 € fin 2010.**

II - Evolution des différents types de charges en 2010 par rapport à 2009

A - Les charges dues aux contrats d'achat en métropole

1 - La cogénération

Comme prévu, du fait de la sortie progressive des installations de cogénération du dispositif tarifaire initial, les charges dues à la cogénération ont recommencé à baisser (- 13,4 % soit - 127,3 M€) après une année 2009 très « couteuse » du fait notamment de la prise en compte, avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2006, de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) dans la composante de rémunération du gaz du tarif d'achat de cogénération³².

On constate que, pour les raisons rappelées précédemment, les coûts liés à la cogénération restent très élevés et représentent encore plus de 30 % des charges totales.

2 - Les énergies renouvelables

Le **prix de marché** pris en compte pour calculer le coût évité « réel » en 2010 (47,9 €/MWh) étant **supérieur à celui de 2009** (44,7 €/MWh), cette situation a réduit, dans les comparaisons 2009/2010, l'impact de l'augmentation en 2010 des volumes achetés ainsi que celle des prix unitaires d'achat pour certaines énergies renouvelables.

³² En application de l'article 135 de la loi de finances rectificative pour 2008 du 30 décembre 2008

Tableau n° 15 : Evolution des charges dues aux contrats d'achat d'énergies renouvelables en métropole

En M€*	2007	2008	2009	2010	2010/2009
Eolien	158,8	80,9	319,2	344,1	+ 8 %
Photovoltaïque	1,1	7,8	54,3	208,9	+ 285 %
Hydraulique	111,3	-70	115,5	80,7	- 30 %
Géothermie	0	0	0	0	
Biomasse	16,6	9,2	20,9	29,5	+ 41 %
Biogaz	10,1	4,3	25,1	30,0	+ 20%
Incinération ordures ménagères	24,6	-37	26,0	13,5	- 48 %
Total	322,5	-4,9	561,1	706,7	+ 26 %

Source : commission de régulation de l'énergie

*les charges intègrent des reliquats constatés 2 ou 3 ans après l'année considérée

L'essentiel de la progression des charges (+ 145,6 M€) est dû au développement de l'**électricité photovoltaïque** dont le volume de production augmente (multiplication par un facteur 4 environ) mais aussi le coût d'achat unitaire du MWh (+ 5,1 %, de 515,8 €/MWh en 2009 à 542,4 €/MWh en 2010), en raison de l'accroissement du volume d'installations intégrées au bâti, qui bénéficient un tarif supérieur aux autres types d'installation. En 2010, la majorité des projets raccordés étaient des projets en file d'attente éligibles à l'arrêté de 2006 ; la mise en service de très nombreuses installations au tarif de 60c€/kWh sans limitation de puissance masque l'effet des décisions prises au cours de l'exercice visant à diminuer fortement le tarif d'achat et à réserver les tarifs les plus élevés aux installations de plus faibles puissances.

**Tableau n° 16 : Achats d'énergies renouvelables en métropole :
évolution des volumes et des prix entre 2009 et 2010**

En M€	2009		2010		Evolution des charges 2010/2009
	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	
Eolien	7,7	84,7	9,7	84,2	+ 8 %
Photovoltaïque	0,1	515,8	0,4	542,4	+ 285 %
Hydraulique	6,0	60,8	6,6	60,2	- 30 %
Géothermie					
Biomasse	0,4	94,4	0,6	98,4	+ 41 %
Biogaz	0,6	83,5	0,8	85,7	+ 20%
Incinération ordures ménagères	2,7	52,1	2,8	52,5	- 48 %
Prix de marché moyen	44,7 €/MWh		47,9 €/MWh		

Source : commission de régulation de l'énergie

Les charges relatives à l'**éolien** augmentent de 24,9 M€ (+ 8 %) par rapport à 2009 mais ce chiffre est un peu trompeur, le montant de l'année 2009 ayant été augmenté par le report de 2008 sur 2009 de la mise en service de plusieurs installations dans l'attente de la publication d'un arrêté tarifaire intervenu en novembre 2008. Les résultats de l'année 2010 sont donc marqués par une sensible augmentation de la production électrique éolienne (+ 26%, 7,7 TWh en 2009 ; 9,7 TWh en 2010) du fait de la mise en service de nouvelles installations et parce que l'année 2010 a été particulièrement ventée.

La diminution de 30 % des charges de la **petite hydraulique** entre 2009 et 2010, malgré une progression de 10 % des volumes achetés (grâce aux travaux de rénovation et à une hydraulicité favorable),

s'explique essentiellement par l'évolution du prix de marché de référence plus faible en 2009.

Pour la **biomasse et le biogaz**, leurs taux de progression sont dû essentiellement à la forte progression des volumes achetés (+ 46 % pour la biomasse, + 25 % pour le biogaz), même si ces derniers restent faibles (0,6 TWh pour la biomasse ; 0,7 TWh pour le biogaz), confortée par l'augmentation des coûts unitaires d'achat (+ 4 % pour la biomasse ; + 2,6 % pour le biogaz).

Enfin, la diminution des charges liées à **l'incinération d'ordures ménagères** est uniquement due à l'augmentation du prix du marché entre 2009 et 2010, qui a plus que compensé l'augmentation de la production.

B - Les charges dues à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

Les charges liées à la péréquation tarifaire en zones non interconnectées restent globalement relativement stables (-1,4 %) mais avec une répartition qui évolue : la part liée aux surcoûts de production décroît (- 14,4 %) ; les coûts liés aux contrats d'achat augmentent (+ 57,3 %).

Tableau n° 17 : Péréquation applicable aux zones non interconnectées : évolution des volumes et des prix entre 2009 et 2010

En M€	2009**			2010			2010/2009
	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	charges totales (M€)	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	Charges totales (M€)	
Total péréquation			1 033,2			1 018,3	- 1,4 %
Surcoût production			846,4			724,4	- 14,4 %
Contrats d'achat dt			186,8			293,9	+ 57,3 %
<i>Eolien</i>	<i>0,1</i>	<i>98,7</i>	<i>5,2</i>	<i>0,09</i>	<i>88,8</i>	<i>3,8</i>	<i>- 27 %</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>0,03</i>	<i>406,5</i>	<i>12,5</i>	<i>0,10</i>	<i>439,9</i>	<i>40,9</i>	<i>+ 227 %</i>
<i>Hydraulique</i>	<i>0,08</i>	<i>71,4</i>	<i>2,2</i>	<i>0,07</i>	<i>75,4</i>	<i>2,2</i>	<i>0 %</i>
<i>Géothermie</i>	<i>0,05</i>	<i>78,1</i>	<i>1,6</i>	<i>0,01</i>	<i>68,3</i>	<i>0,3</i>	<i>- 81 %</i>
<i>Biomasse</i>	<i>0,0</i>		<i>0</i>	<i>0</i>		<i>0</i>	
<i>Biogaz</i>	<i>0,01</i>	<i>82,75</i>	<i>0,5</i>	<i>0,02</i>	<i>93,2</i>	<i>0,8</i>	<i>+ 60 %</i>
<i>Incinération ordures ménagères</i>	<i>0,03</i>	<i>63,2</i>	<i>0,5</i>	<i>0,02</i>	<i>64,8</i>	<i>0,4</i>	<i>- 20 %</i>
<i>Interconnexion</i>	<i>0,28</i>	<i>79,4</i>	<i>10,4</i>	<i>0,34</i>	<i>72,6</i>	<i>10,5</i>	<i>+ 1 %</i>
<i>Bagasse/charbon</i>	<i>1,81</i>	<i>111,4</i>	<i>115,7</i>	<i>1,93</i>	<i>134,4</i>	<i>168,2</i>	<i>+ 45 %</i>
<i>Thermique</i>	<i>0,32</i>	<i>167,3</i>	<i>38,3</i>	<i>0,36</i>	<i>232,4</i>	<i>66,6</i>	<i>+ 74 %</i>
Prix moyen de la PPTV*	46,5 €/MWh			46 €/MWh			

Source : commission de régulation de l'énergie

* Part production dans les tarifs de vente d'électricité

** Hors reliquats

Pour les différents contrats d'achat, les évolutions les plus notables concernent :

- la **bagasse charbon** dont le coût progresse de 45 % (115,7 M€ en 2009 ; 168,2 M€ en 2010) et qui représente 57 % des coûts liés aux contrats d'achat en 2010 (62 % en 2009) du fait des nouveaux investissements mais aussi de l'augmentation du prix d'achat consécutive à l'introduction de la « prime bagasse » et à la hausse des prix du charbon ;
- l'électricité **photovoltaïque** dont le coût progresse de 227 %, mais qui reste à une échelle encore modeste en volume comme en coût (12,5 M€ en 2009 ; 40,9 M€ en 2010) ;
- l'évolution constatée en 2010 de la répartition entre surcoûts de production et contrats d'achat va s'accroître à l'avenir avec le changement de statut des installations d'EDF dans les zones non interconnectées, qui ont été filialisées, ce qui provoque un changement du type de coût supporté par EDF³³, mais sans conséquence sur le montant total.

C - Les charges dues aux dispositions sociales

En 2010, les charges liées à la mise en œuvre des dispositions sociales, notamment du tarif de première nécessité, ont diminué de 7 %. Cette baisse est principalement due à la baisse du nombre des bénéficiaires. Au 31 décembre 2010, 615 000 clients bénéficiaient de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité, ce qui représente une baisse de 35 % par rapport au 31 décembre 2009. Il semble que beaucoup de nouveaux ayants-droits n'aient pas exercé leur droit d'éligibilité. Par ailleurs, cette baisse fait suite à une augmentation importante en 2009.

III - Comparaisons des prévisions de la commission de régulation de l'énergie et des réalisations en 2010

Si les résultats de l'année 2010 sont très proches de ceux de 2009, les écarts entre résultats et prévisions sont sensibles (+ 19 %, 422 M€).

³³ Les surcoûts de production d'EDF se transforment en surcoûts liés aux contrats d'achat entre EDF et sa filiale

Les principaux écarts entre les prévisions de la commission de régulation de l'énergie et les réalisations en 2010 portent sur **les contrats d'achat en métropole** (335 M€ sur un écart total de 422 M€), avec deux explications complémentaires portant sur les deux principaux types de contrats d'achat :

- en matière de **cogénération**, les fortes variations du prix du gaz, sur la base duquel le prix d'achat de l'énergie de la cogénération est indexé, ont affecté les résultats de l'exercice ; mais on retrouve également une persistance de la production de la cogénération plus forte que prévue ;
- en matière d'énergies renouvelables, l'essentiel de l'écart (139 M€ sur 179 M€) s'explique par la **volatilité des prix de marché** et son effet sur le calcul du coût évité. Le prix moyen pondéré avait été estimé à 54,5 €/MWh, alors que le prix constaté utilisé pour le calcul des réalisations n'est que de 47,9 €, ce qui augmente automatiquement les charges à compenser par rapport à la prévision. Comme on l'a vu précédemment, cet élément d'incertitude dans les prévisions va bientôt disparaître pour la production quasi certaine.

Par ailleurs, d'autres hypothèses qui fondaient les estimations se sont révélées inappropriées : elles portent surtout sur le **coût unitaire d'achat moyen** plus que sur les volumes d'achat eux-mêmes, en particulier pour l'électricité photovoltaïque (coût unitaire d'achat prévu à 574 €/MWh contre 542 €/MWh réalisé) et pour la biomasse³⁴ (coût unitaire d'achat prévu à 113 €/MWh contre 98 €/MWh réalisé)

En ce qui concerne **les charges dues à la péréquation** dans les zones non interconnectées, l'écart d'une centaine de millions entre les prévisions (917,8 M€) et les réalisations (1 018,3 M€) s'explique pour les deux tiers (+ 69 M€) par un écart sur les surcoûts de production du fait de l'évolution des coûts des combustibles et pour un tiers (31 M€), par un écart sur les contrats d'achat, notamment du fait d'un coût d'achat de l'électricité produite par la bagasse/charbon supérieur aux prévisions.

³⁴ Les prévisions des charges de biomasse sont faites par la commission de régulation de l'énergie en tenant compte des appels d'offres lancés par le gouvernement. Il s'avère in fine que le taux de réalisation actuel des appels d'offre dit CRE1, CRE2 et CRE3 a été très faible (de l'ordre de 30 %). Les charges prévisionnelles s'appuyaient sur des hypothèses plus optimistes.

CONCLUSIONS

L'année 2010, dont les résultats sont globalement proches de ceux de 2009 (2 686 M€ en 2009 ; 2 654 M€ en 2010) avec un prix de marché de l'électricité constaté relativement proche également de celui de l'année précédente (46,5 €/MWh en 2009 ; 47,9 €/MWh en 2010), laisse apparaître, toutefois, les évolutions suivantes, qui vont se prolonger dans les années qui viennent :

- l'augmentation du coût lié à l'électricité photovoltaïque, particulièrement en métropole (54 M€ en 2009 ; 209 M€ en 2010) ;

- les progrès, certes plus lents, des coûts liés à la biomasse (de 20,9 M€ à 29,5 M€) et au biogaz (de 25,1 M€ à 30 M€) ;

- l'augmentation des coûts liés aux contrats d'achat dans les zones non interconnectées, en particulier du fait du développement de la production d'électricité à partir de la bagasse/charbon (116 M€ en 2009 ; 168 M€ en 2010) ainsi que de celui, plus modéré, de l'électricité photovoltaïque (12 M€ en 2009 ; 41 M€ en 2010).

L'essentiel des écarts entre prévisions et réalisations s'explique par l'évolution du prix de marché, qui a été plus faible que prévu (54,5 €/MWh) ; les nouvelles règles de calcul du coût évité arrêtées en 2009 vont faire en partie disparaître, à partir de 2012, ce facteur d'écart entre charges prévisionnelles et constatées.

Chapitre III

Prévisions d'évolution de la CSPE

2011-2020

Prévoir l'évolution de la CSPE jusqu'en 2020 suppose que l'on fasse tout d'abord des prévisions par type de charges couvertes par la contribution, chacun ayant sa propre logique de développement.

L'agrégation de ces prévisions permet ensuite d'avoir une vue d'ensemble de l'évolution et, combinée à des prévisions sur les recettes, d'examiner comment pourrait évoluer le déficit actuel supporté par EDF et le coût total de la CSPE.

I - Les prévisions par type de production

La direction générale de l'énergie et du climat, la commission de régulation de l'énergie et EDF ont chacune leur propre modèle de prévision dont les périmètres sont légèrement différents pour certains items, ce qui complique les comparaisons.

Ainsi :

- le modèle prévisionnel de la direction générale de l'énergie et du climat ne modélise pas les coûts associés à l'incinération, la géothermie et la bagasse ; il ne distingue pas non plus les charges énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées ;

- la commission de régulation de l'énergie distingue les énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées; elle ne classe pas la bagasse dans les énergies renouvelables
- EDF, comme la commission de régulation de l'énergie, distingue les énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées ; en revanche, elle classe la bagasse dans les énergies renouvelables.

Par ailleurs, la prévision de l'évolution des charges couvertes par la CSPE est un exercice difficile, les estimations étant, par nature, très sensibles aux hypothèses retenues, notamment sur les quantités d'électricité donnant lieu à obligation d'achat, sur les tarifs d'achat eux-mêmes mais aussi sur l'écart entre ces tarifs et les prix du marché.

Ainsi, l'évolution du montant de la CSPE est très liée à l'évolution des prix de marché de l'électricité qui sont eux-mêmes très volatils ; or il n'existe aucune référence de marché à l'échéance 2020, les produits dits « à terme » ne portant que sur 3 ou 4 ans au maximum.

A - Les charges liées aux énergies renouvelables

A l'horizon 2020, les estimations des charges liées aux énergies renouvelables faites par la direction générale de l'énergie et du climat, la commission de régulation de l'énergie et EDF mettent toutes en évidence une hausse sensible de ces charges qui résulte de trois causes principales : l'éolien en mer, la biomasse et l'électricité photovoltaïque. Cependant, plusieurs différences dans les hypothèses retenues conduisent à des écarts non négligeables entre les trois sources d'estimations.

Les écarts entre les résultats des trois estimations ont deux causes principales : des différences de prévisions sur les quantités d'électricité produites pour chaque forme d'énergies renouvelables ; des hypothèses différentes sur l'évolution des prix du marché. En revanche, les trois exercices de prévisions utilisent les tarifs d'achat prévus dans les textes actuellement, c'est-à-dire qui baissent annuellement pour l'électricité photovoltaïque et qui sont indexés à la hausse pour les autres tarifs³⁵.

³⁵ Indexation du tarif en fonction de l'évolution de l'indice du coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques et de l'indice des prix à la production de l'industrie française depuis la parution des arrêtés tarifaires (les coefficients d'indexation à appliquer sont définis dans les arrêtés tarifaires pour chaque filière).

**Tableau n° 18 : Comparaisons des estimations des charges liées
aux énergies renouvelables dans la CSPE**

M€ courants	2010	2012			2020		
	CRE	DGEC*	CRE	EDF	DGEC*	CRE	EDF
PV	209	1 630	1 373	1 334	2 778	2 080	2 664
Biomasse	30	80	81	145	1 055	1 263	1 196
Biogaz	30	52	41		364	404	
éolien terrestre	344	526	495	503	1 291	1 158	926
éolien en mer	0	0	0		2 340	2 572	1 172
Hydraulique	81	50	62	49	52	59	- 38
Géothermie	0		1			2	
Incinération déchets	13		- 2	- 4		- 20	- 31
Total métropole	707		2 051	2 027		7 518	5 889
Energies renouvelables et zones non interconnectées	48		172	215**		271	627**
Total EnR hors bagasse	755	2 338	2 223		7 880	7 789	
Bagasse	168		209			613	
Total yc bagasse	923		2 432	2 168		8 402	6 516

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie, EDF

*ministère chargé de l'énergie : les chiffres de la direction générale de l'énergie et du climat agrègent les données métropole+ZNI par filière alors que ceux de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF distinguent les résultats des deux types de zones.

** EDF : ces montants comprennent les charges liées à la bagasse/charbon

NB : Les estimations annuelles entre 2010 et 2020 sont présentées dans les annexes 5, 6 et 7

1 - Les hypothèses d'évolution des prix du marché

Une part importante des écarts entre les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat et de la commission de régulation de l'énergie, d'une part, et d'EDF, d'autre part, s'explique par des hypothèses différentes sur l'évolution des prix du marché, qui permet de calculer le **coût évité**.

La direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie font leurs calculs sur la base d'une hypothèse de **prix du marché** de 54€/MWh en 2013, qui était le prix de marché de 2013 en mars 2012, avec une progression de 3 % par an jusqu'en 2020 (incluant une inflation de 2 % par an). Soit un prix de 66.4€/MWh en 2020. Cette hypothèse, déterminante pour la prévision des charges de la CSPE, est entachée de fortes incertitudes, en l'absence de références de prix à cet horizon.

EDF, pour sa part, utilise ses travaux de gestion prévisionnelle qui servent de base à ses scénarios de trajectoires financières : ils reposent sur des perspectives d'évolution de l'offre et de la demande et du « prix de gros » du marché de l'électricité, ensuite décliné par filière et par an. Cela conduit EDF à retenir un coût évité, supérieur à celui de la direction générale de l'énergie et du climat et de la commission de régulation de l'énergie et réduit donc les coûts des charges des énergies renouvelables par rapport aux estimations de la commission de régulation de l'énergie et de la direction générale de l'énergie et du climat, à volume d'achat identique.

Les charges liées aux énergies renouvelables sont très sensibles à ce paramètre : ainsi, une augmentation de 12 €/MWh du prix de marché en 2020 induit une baisse des charges d'environ 1 milliard d'euros, avec l'hypothèse théorique que les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements sont atteints.

Le prix de marché pour 2013 s'élève mi-mai à environ 49 €/MWh. Sur la base de ce prix, les charges liées aux énergies renouvelables calculées par la commission de régulation de l'énergie et la direction générale de l'énergie et du climat augmentent d'environ 500 M€ en 2020.

2 - Les écarts sur les quantités d'électricité produites

Aujourd'hui, le développement des énergies renouvelables en matière d'électricité pour 2020 a pour objectif de permettre d'atteindre une part de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation

d'énergie finale fixée à la France dans le cadre du « 3x20 » européen³⁶. A partir de cet objectif, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production de l'énergie (en métropole) prévue par le code de l'énergie décline les objectifs de développement par filière. Concernant l'électricité, le Plan National d'Action en faveur des énergies renouvelables pour 2009-2020 a fixé pour objectif que 27 % de la consommation finale brute d'électricité soit produite à partir d'énergies renouvelables. Pour atteindre ce pourcentage, les objectifs de développement à l'horizon 2020 des énergies renouvelables électriques dans la programmation pluriannuelle des investissements sont :

- 25 000 MW d'éolien dont 19 000 MW d'éolien terrestre et 6 000 MW d'éolien en mer ;
- 5 400 MW d'électricité photovoltaïque ;
- + 2 300 MW d'électricité produite à partir de la biomasse ;
- + 3TWh et + 3 000 MW d'hydroélectricité.

La direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie ont établi un scénario théorique fondé sur l'hypothèse structurante de l'atteinte des objectifs de la PPI fixés pour 2020, même si cette hypothèse semble peu réaliste pour certaines filières, comme l'éolien terrestre et offshore. L'intérêt de cet exercice théorique est qu'il donne un ordre de grandeur du coût de l'atteinte des objectifs pour le consommateur d'électricité, même si celle-ci n'intervient qu'après 2020. En revanche les estimations d'EDF sont plus « prudentes » pour certaines formes d'énergies renouvelables. Les principales différences portent sur l'éolien en mer.

a) Les estimations en matière d'éolien en mer

Les plus gros écarts entre les trois estimations concernent l'éolien en mer.

En effet, les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat comme de la commission de régulation de l'énergie sont faites sur la base du respect de l'objectif de 6 000 MW prévu par le Grenelle de l'environnement d'ici 2020, par le biais d'appels d'offres. Les charges

³⁶ Le « paquet énergie climat » voté par les pays européens en décembre 2008 comprend 3 objectifs à horizon 2020 : faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 % ; réduire les émissions de CO2 des pays de l'Union de 20 % ; accroître l'efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020.

sont estimées à partir d'un tarif d'achat d'environ 202 €/MWh³⁷ et l'hypothèse est faite que les premières éoliennes du premier appel d'offres seront mises en service à compter de janvier 2017.

EDF, en revanche, fait une estimation plus limitée du développement de l'éolien en mer, de **3 928 MW** en 2020. En effet, EDF fait ses calculs sur la base de 2 appels d'offres : 1 928 MW retenus pour le premier appel d'offres dont les lauréats ont été désignés le 6 avril 2012, avec une entrée en service en 2018 ; 2 000 MW pour le second appel d'offres et une mise en service à partir de 2020. En revanche, EDF fait ses calculs avec un tarif moyen légèrement inférieur à celui utilisé par la direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie.

Au total, du fait de ces écarts sur les hypothèses de volume d'électricité produite qui sont, en outre, amplifiés par les hypothèses différentes sur le coût évité, l'écart entre les prévisions de la commission de régulation de l'énergie (2,6 Md€) et celles d'EDF (1,2 Md€) s'élève à 1,4 milliards en 2020.

b) Les estimations en matière d'électricité photovoltaïque

Le Grenelle de l'environnement avait fixé pour objectif d'atteindre 1 100 MW de capacité installée en 2012 et 5 400 MW en 2020. Or, l'objectif de 1 100 MW était déjà atteint fin 2010 et fin 2011, près de 2 800 MW étaient raccordés. L'hypothèse retenue par la **direction générale de l'énergie et du climat** est que **8 100 MW** seront raccordés en 2020, conformément à la trajectoire-cible fixée en 2011 d'un raccordement de 500 MW par an. L'année 2012 sera toutefois impactée par les projets en file d'attente, avec des perspectives de raccordement évaluées entre 1 000 et 1 500 MW par an.

Pour sa part, **EDF** table sur une capacité installée d'électricité photovoltaïque de **8 080 MW**, dont 3 100 MW relevant des tarifs en vigueur avant le moratoire.

Quant aux estimations de la **commission de régulation de l'énergie**, elles sont inférieures à celles de la direction générale de l'énergie et du climat et d'EDF, puisqu'elle considère que si les objectifs

³⁷ Ce prix d'achat résulte de la somme du prix de l'offre éolienne des projets retenus et du prix du raccordement. Ces prix ne seront figés qu'à la date de signature du contrat. Les modalités de leur évolution sont décrites dans le cahier des charges. Ensuite, au cours de la vie du contrat, ils évolueront chaque année en fonction de l'évolution de deux indices INSEE reflétant le coût de travail dans les entreprises du secteur de l'énergie et les prix à la production de l'industrie française.

de la programmation pluriannuelle des investissements seront bien dépassés, la puissance facturée n'atteindra « que » **7 750 MW** dont 560 MW dans les zones non interconnectées.

Au total, les différences cumulées sur les volumes produits et le coût évité par rapport au prix du marché conduisent à un écart d'environ un tiers entre l'estimation la plus basse, celle de la commission de régulation de l'énergie (2,1 Md€), et l'estimation la plus haute, celle de la direction générale de l'énergie et du climat (2,8 Md€).

Au total, les estimations des charges liées à l'électricité photovoltaïque de la direction générale de l'énergie et du climat et d'EDF, en 2020, sont relativement proches, aux alentours de 2,7 milliards, dont l'essentiel (1,6 Md€ par an) concerne des contrats qui relèvent des anciennes réglementations (avant 2011).

Tableau n° 19 : Comparaisons des estimations en matière d'électricité photovoltaïque en 2020

En 2020	DGEC	CRE	EDF
Puissances installées*	8 147 MW	7 750 MW	8 080 MW
Charges liées au PV	2 778 M€	2 080 M€	2 664 M€

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie, EDF

** Pour la CRE, il s'agit de puissances facturées*

3 - Perspectives générales d'évolution des charges liées aux énergies renouvelables

Compte tenu des périmètres différents des trois estimations, seules celles de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF sont parfaitement comparables, quand on intègre les coûts liés à la bagasse/charbon.

Dans les deux cas, on constate une progression très marquée de ces charges : plus qu'un doublement entre 2010 et 2012, essentiellement dû à l'électricité photovoltaïque ; une multiplication par 9 (pour EDF) ou par 7 (pour la commission de régulation de l'énergie) entre 2010 et 2020, provoquée à la fois par les progrès de l'électricité photovoltaïque, l'apparition de l'éolien en mer et le développement de la biomasse (yc.

biogaz et bagasse), complété par la poursuite du développement de l'éolien terrestre.

On constate une très sensible évolution de la répartition du poids des différentes filières entre 2012 et 2020, avec une réduction du poids relatif à l'électricité photovoltaïque entre 2012 et 2020 et une forte progression de la biomasse-biogaz, ainsi que de l'éolien en mer, tandis que le poids de l'éolien terrestre diminue progressivement.

Tableau n° 20 : Estimations énergies renouvelables commission de régulation de l'énergie et EDF : évolution du poids des filières (métropole)

	2010	2012	2020	
	réalisations	CRE estimations	CRE estimations	EDF estimations
PV	29 %	67 %	28 %	45 %
Biomasse*	4 %	4 %	17 %	20 %
Biogaz	4 %	2 %	5 %	
Eolien terrestre	49 %	24 %	15 %	16 %
Eolien en mer	0	0	34%	20 %
Hydraulique	12 %	3 %	1 %	- 1 %
Divers	2 %			
Total	100 %	100 %	100 %	100 %

Source : commission de régulation de l'énergie et EDF

B - Les charges liées à la cogénération

Les écarts de prévision en matière de cogénération sont relativement importants.

Les prévisions de la commission de régulation de l'énergie pour 2020 sont sensiblement en retrait par rapport à la situation actuelle, de l'ordre de 50 % entre les estimations de 2012 et celles de 2020. Ces estimations prolongent la tendance constatée et prévue depuis trois ans en l'amplifiant. Elles reposent sur l'hypothèse que les contrats existants vont à leur terme et qu'environ la moitié des contrats concernant des installations de taille inférieure à 12 MW seront renouvelés après

réalisation de travaux de rénovation (application des textes de 2006). Les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat sont du même ordre de grandeur que celles de la commission de régulation de l'énergie.

La direction générale de l'énergie et du climat prend pour hypothèse qu'au moins 60 % des installations de moins de 12 M choisiront de renouveler leur contrat, ce qui n'est pas très éloigné des estimations de la commission de régulation de l'énergie.

Les estimations d'EDF sont sensiblement supérieures, avec un écart de 35 % (114 M€) en 2020, basée sur l'hypothèse de travail d'un renouvellement important des contrats après investissements de rénovation.

Tableau n° 21 : Cogénération : estimations en M€ courants

2009	2010	2011 estimations		2012 estimations			2020 estimations		
		DGEC	CRE	DGEC	CRE	EDF	DGEC	CRE	EDF
Réel	Réel								
950	823	856	705	737	709	772	289	326	440

Source : commission de régulation de l'énergie, EDF

Toutes ces estimations supposent qu'il n'y ait pas d'évolution de la réglementation concernant la cogénération et qu'en particulier, il n'y ait pas de décision de prolongation pour les installations supérieures à 12 MW dont les contrats s'éteignent peu à peu, comme prévu à l'origine.

C - Les charges liées à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

On constate un écart non négligeable entre les estimations de la commission de régulation de l'énergie et celles d'EDF en 2020, à la fois pour les énergies renouvelables et pour les autres formes d'électricité, mais ces chiffres ne recouvrent pas exactement les mêmes périmètres pour les deux institutions. En outre, ils ne sont pas fondés sur des hypothèses identiques de développement des moyens de production dans ces zones.

Tableau n° 22 : Charges dues à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

M€ courants	2009	2010	2012 estimations			2020 estimations		
	réel	réel	DGEC *	CRE	EDF	DGEC*	CRE	EDF
Energies renouvelables en zones non interconnectées	138							
	12 116	216		381	215**		886	627**
<i>dont l'électricité photovoltaïque bagasse/charbon</i>		41 168		154 209			228 613	
Hors énergies renouvelables	896							
	38 846	802	1 041	1002	1 130	1 538	1 938	1 208
<i>dont thermique surcoût production</i>		67 724		84 703	292 838		1 199 703	778 430
Mayotte***					env 200			env 400
Total	1 033	1 018		1 382	1 545***		2 824	2 235***

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie et EDF

* la direction générale de l'énergie et du climat classe la bagasse dans la catégorie « hors énergies renouvelables »

** EDF : y compris bagasse

*** sauf pour EDF, les chiffres énergies renouvelables et « hors énergies renouvelables » intègrent les chiffres de Mayotte

Les estimations de la commission de régulation de l'énergie sont supérieures, globalement, à celles d'EDF en 2020 tant en ce qui concerne les charges liées aux énergies renouvelables que pour les autres types d'énergies.

- énergies renouvelables : les estimations d'EDF en 2020 sont inférieures d'environ 30 % à celles de la commission de régulation de l'énergie, qui prévoit une augmentation très sensible des charges dont les deux causes essentielles sont la **progression de l'électricité photovoltaïque** (multiplication par 5,5 entre 2010 et les estimations pour 2020) **et celle de la bagasse**, associée au charbon, (multiplication par 3,6). L'essentiel de ce type de charge reste très nettement lié à l'utilisation de la bagasse en 2020 ;
- les autres énergies : l'écart est encore plus important (38 %) concernant les autres formes d'énergies dont la progression

estimée par la commission de régulation de l'énergie est très forte (+ 142 % entre 2010 et les prévisions de 2020). Pour la commission de régulation de l'énergie, la totalité de l'augmentation des coûts relève du **développement de l'électricité d'origine thermique**. Il en est de même pour EDF, mais dans de moindres proportions ; par ailleurs EDF prévoit une quasi division par 2 des surcoûts de production.

Quels que soient les chiffres retenus, de la commission de régulation de l'énergie ou d'EDF, les estimations convergent pour prévoir une **très sensible progression des charges liées aux dans les zones non interconnectées**, qui s'explique à la fois par une forte augmentation prévisible de la demande d'électricité et par les incitations mises pour encourager les investissements dans la production d'électricité dans ces zones, notamment la prise en compte d'un taux de rémunération nominal avant impôt de 11 % du capital investi dans des nouvelles installations ou dans des rénovations³⁸, alors que le taux de 7,25 % continue à s'appliquer pour les investissements réalisés avant le 4 avril 2006, date de la publication de l'arrêté du 23 mars 2006 fixant le taux de 11 %. L'appétence des investisseurs depuis 2006 reste, malgré ce taux, limitée. EDF réalise dans ce contexte la quasi-totalité des investissements³⁹.

D - Les charges dues aux dispositions sociales

Les estimations faites sur la base des textes actuellement en vigueur et d'un nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité en 2020 de 1,5 million conduisent à un doublement des charges dues aux dispositions sociales. Leur montant reste donc très limité par rapport au total des charges de la CSPE.

³⁸ Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

³⁹ En termes de puissance, les autres producteurs réalisant en général des installations de plus petites puissances.

Tableau n° 23 : Estimations des charges liées aux dispositions sociales (M€ courants)

2009	2010	2011 estimations		2012 estimations		2020 estimations	
Réel	Réel	DGEC	CRE	DGEC	CRE	DGEC	CRE
66	62	75	48	92	98	184	189

Source : commission de régulation de l'énergie

Ces estimations pourraient être sous-estimées. En effet, compte tenu des efforts pour lutter contre la précarité énergétique et de l'augmentation prévisible du prix de l'électricité, les charges dues aux dispositions sociales vont probablement sensiblement augmenter ; toutefois, il n'est pas possible aujourd'hui d'estimer cette augmentation ni ses conséquences sur la CSPE, qui seront fonction des décisions qui seront prises en la matière et des modalités de financement retenues.

E - Divers⁴⁰

Les prévisions d'EDF font apparaître quelques items que l'on ne retrouve pas dans les estimations de la commission de régulation de l'énergie concernant :

- le coût de la mise en œuvre des installations retenues en réponse à l'appel d'offres lancé en 2011 pour **l'alimentation en électricité de la région Bretagne** : le surcoût de la production de cette installation sera financé par la CSPE pour un montant qu'EDF estime à 70 M€ à partir d'une mise en service en 2017. La commission de régulation de l'énergie, pour sa part, estime ce coût à 40 M€ (valeur juin 2012), avec une mise en service en fin 2016. En outre, lorsque le marché de capacité sera opérationnel, les recettes que le producteur tirera de la

⁴⁰ Les tableaux de prévisions de la DGEC (voir annexe 6) font apparaître une ligne « autres obligations d'achat » en métropole, dont le montant est le même en 2010 et 2020 (45 M€) malgré une diminution sensible en 2011 et 2012. Cette catégorie inclut les contrats d'achat pour les centrales fonctionnant en mode dit « dispatchable », les centrales thermiques à fourniture partiellement garantie ainsi que l'incinération.

valorisation des certificats attachés au cycle combiné à gaz viendront réduire la compensation financée par la CSPE ;

- le **coût de gestion de l'obligation d'achat**, c'est-à-dire le coût de gestion des différents contrats donnant droit à cette obligation d'achat, dont le nombre a sensiblement augmenté avec le développement de l'électricité photovoltaïque (200 000 contrats actuellement).

Tableau n° 24 : Nombre de contrats gérés par EDF dans le cadre de l'obligation d'achat

Nombre de contrats	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Photovoltaïque	865	1 041	2 962	8 433	27 310	73 088	200 000
Autres filières	2 756	2 824	2 971	3 020	3 260	3 358	3 600
Total	3 621	3 865	5 933	11 453	30 570	76 446	203 600
Coût de gestion annuel en M€	10,4	11,4	14,2	16,5	18,4	21,9	25,2

Source : EDF

A l'occasion de sa déclaration de charges de CSPE de 2011, EDF a estimé ses coûts de gestion de l'activité des obligations d'achats à 118 M€ entre 2005 et 2011. Ces coûts comprennent principalement des coûts de main d'œuvre et de système d'information. En 2011, 144 personnes sont dédiées pour gérer l'ensemble des contrats d'obligation d'achat, dont le nombre a fortement augmenté avec le développement du photovoltaïque⁴¹.

EDF considère que le coût de gestion qui s'élève actuellement à environ 25 millions pourrait atteindre 40 à 50 millions en 2020. Ce dernier type de dépense n'est pas pris en compte actuellement dans le cadre de la CSPE mais EDF souhaite qu'il le soit. La prise en compte de ces frais de

⁴¹ : En 2011, les coûts de gestion se décomposent de la manière suivante : 12,2 M€ de charges de personnels ; 3,7 M€ de coûts directs d'achats externes liés à l'administration des contrats ; 5,6 M€ de coûts indirects ; 3,7 M€ de coûts informatiques.

gestion, a priori fondé, pourrait toutefois s'avérer complexe et coûteuse en termes de régulation. En effet, elle concernerait également les entreprises locales de distribution (ELD) (environ 150) et supposerait probablement la mise en place d'un dispositif de vérification des comptes par la commission de régulation de l'énergie.

De même, les prévisions d'EDF examinées dans les paragraphes précédents ne tiennent pas compte du coût du **portage du déficit** (voir ci-dessous) dont EDF demande également la prise en charge par la CSPE. Même si cette charge, contrairement à la gestion des contrats d'achat, ne devrait pas être pérenne (elle disparaîtra lorsque le déficit sera comblé), elle affecterait cependant les charges jusqu'en 2016 ou 2017.

II - Les prévisions globales de recettes et de dépenses

Tableau n° 25 : Comparaisons des estimations de la direction générale de l'énergie et du climat, de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF en 2020

En M€	DGEC	CRE	EDF
Contrats d'achats*	8 214	7 844	6 329
<i>dont cogénération</i>	<i>289</i>	<i>326</i>	<i>440</i>
<i>dont énergies renouvelables</i>	<i>7 880*</i>	<i>7 518*</i>	<i>5 889*</i>
<i>dont autres</i>	<i>45</i>		
Péréquation tarifaire**	1 538	2 824	2 235
Dispositions sociales	184	189	189
Total des charges de l'année	9 936	10 857	8 753

Source : DGEC, commission de régulation de l'énergie et EDF- pour plus de détails voir les annexes 5, 6 et 7

* métropole hors zones non interconnectées, sauf pour les estimations des énergies renouvelables de la direction générale de l'énergie et du climat

** surcoûts de production + surcoûts dû aux contrats d'achat dans les zones non interconnectées et Mayotte, sauf pour la direction générale de l'énergie et du climat (estimations ZNI hors énergies renouvelables, yc bagasse)

Au total, les estimations de charges globales faites par la direction générale de l'énergie et du climat, la commission de régulation de l'énergie et EDF d'ici **2020** présentent donc quelques différences notables et un **écart de 2,1 Md€** (16 %) entre le montant le plus élevé, celui de la commission de régulation de l'énergie (10,9 Md€), et le plus faible, celui d'EDF (8,8 Md€).

Les trois estimations reposent sur l'hypothèse que les textes actuels concernant l'évolution de la contribution unitaire de CSPE continueront à être appliqués à l'avenir. Par conséquent, la contribution augmenterait rapidement dans un premier temps pour combler le déficit accumulé depuis 2007 puis, plus lentement, pour suivre le rythme d'accroissement des charges annuelles.

Du fait des différences entre les montants des charges prévues en 2020 par EDF, la direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie, si la première partie de l'évolution est identique, jusqu'en 2015, date à laquelle le déficit cumulé devrait commencer à se réduire, elle diffère ensuite, la commission de régulation de l'énergie prévoyant une contribution unitaire de 26,4 € en 2020 alors que le montant de CSPE estimé par EDF conduit à une contribution inférieure de 4 à 5 euros.

Tableau n° 26 : Estimations des charges et des recettes de CSPE

€ courants	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CRE												
Charges de l'année	2 686*	2 654	3 465	4 261	5 111	5 415	5 967	6 631	7 632	8 735	9 892	10 857
Contribution	4,5	4,5	8,1	9,7	13,5	16,5	19,5	19,5	19,5	20,4	23,4	26,4
Recettes de l'année	1 656	1 936	3 074	3 707	5 130	6 358	7 614	7 707	7 787	8 226	9 532	10 857
Déficit de l'année	1 031	719	391	547	-19	-943	-1647	-1076	-155	509	360	0
DGEC												
Charges de l'année	2 661	2 654	3 741	4 237	4 740	4 903	5 262	5 656	6 249	7 121	8 398	9 935
Contribution	4,5	4,5	8,1	9,7	13,5	16,5	18,6	15,3	16	18,2	21,2	24,2

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie

* y compris les reliquats

- tous les chiffres sont en M€ courants sauf les lignes « contribution » qui sont en €/MWh
- les chiffres en italique sont des estimations, les autres sont des réalisations
- charges de l'année : il s'agit des charges liées à la production d'électricité de l'année considérée
- le montant de la contribution est indiqué au 1^{er} janvier de chaque année, sauf en 2011 et 2012 où il s'agit du montant moyen, compte tenu de l'augmentation de la contribution à 9€ au 1^{er} juillet 2011 et à 10,5 € au 1^{er} juillet 2012.

En fin de période, il semble que la commission de régulation de l'énergie fasse l'hypothèse que l'on maintiendra le montant de la contribution unitaire, même lorsqu'il sera un peu supérieur au besoin prévu par ses estimations (en 2016).

Ces prévisions ne tiennent compte ni des coûts de gestion des contrats d'achat ni du coût du portage du déficit. EDF estime que l'intégration des coûts de portage du déficit et des coûts de gestion des contrats d'obligation d'achat nécessiterait un surplus de contribution compris entre 3 et 4€/MWh en 2016 et 2017. En 2020, l'augmentation de la contribution ne serait que d'une dizaine de c€/MWh, due au coût de gestion des contrats d'achat.

Très grossièrement, on peut considérer que le déficit du dispositif atteint son maximum en 2012, autour de 4 milliards, et reste stable à ce

niveau pendant 3 ans (2012, 2013, 2014), avant de disparaître en deux ans (2015 et 2016).

III - La situation d'EDF

A - Les charges de CSPE d'EDF

La répartition des charges de CSPE qui pèsent sur EDF est résumée dans le tableau ci-après. La part des charges liées aux obligations d'achat en métropole est la plus importante (61 % en 2010) et a tendance à augmenter régulièrement ces dernières années, notamment du fait du développement récent de l'électricité photovoltaïque.

Tableau n° 27 : principales composantes de la CSPE pour EDF SA

En millions d'€	2009		2010		2011	
Surcoûts des Obligations d'achat en métropole	1 541	58 %	1 599	61 %	2 244	63 %
Autres (zones non interconnectées et solidarité)	1 123	42 %	1 006	39 %	1 312	37 %
Total CSPE EDF	2 664		2 605		3 556	

Source : EDF – valeurs indiquées dans les comptes d'EDF

Les charges comptables sont connues lors de la clôture des comptes. Ces charges à compenser sont certifiées par les commissaires aux comptes. Pour 2010, leur montant est de 2605 M€.

Toutefois, dans sa délibération du 13 octobre 2011, la commission de régulation de l'énergie a reconnu à EDF des charges à compenser pour un montant de 2 539 M€. La différence provient, d'une part, d'écarts méthodologiques de calcul des charges et, d'autre part, d'ajustements réalisés par la commission de régulation de l'énergie. Une fois les charges définitivement constatées par la commission de régulation de l'énergie, EDF intègre dans sa comptabilité le montant correspondant.

En 2010, les charges supportées par EDF (2 539 M€) ont donc représenté 95,7 % du montant total des charges 2010 de la CSPE (2 654,5 M€), les autres charges étant supportées par les entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte.

Pour 2011, le montant des charges prévisionnelles calculées par la commission de régulation de l'énergie est de 3 465 M€ (EDF, ELD et Mayotte). Pour EDF seule, le montant prévisionnel calculé par la commission de régulation de l'énergie est de 3 226 M€ (93 %). Le montant comptable des charges d'EDF pour 2011 est de 3 556 M€.

B - La CSPE dans les comptes d'EDF

Les éléments de la CSPE, en recettes et en dépenses, se retrouvent dans les comptes de l'entreprise. La situation à la fin de l'année 2011 est la suivante :

- dans le compte de résultat :
 - les charges de service public exposées sont comptabilisées selon leur nature (achats d'énergie, achats de combustibles pour les dans les zones non interconnectées, etc.) ;
 - le montant total de la compensation des surcoûts exposés, attendue au titre du mécanisme de la CSPE, est comptabilisé en recette, sous forme de subvention d'exploitation, dans le poste « autres produits et charges opérationnels », pour 3 556 M€ en 2011 ;
 - l'impact des charges de service public est neutre au niveau de l'EBITDA, puisque la subvention doit compenser le surcoût des missions de service public concernées. »
- dans le tableau des flux de trésorerie :
 - les recettes perçues ne s'élèvent qu'à 2 547 M€
 - ce qui provoque une augmentation du besoin en fonds de roulement de 1 009 M€ (soit 3 556 M€ - 2 547 M€) ;
- au bilan
 - les charges supportées par EDF SA et non encore remboursées par la CSPE sont enregistrées dans le fonds de roulement sous «autres créances» pour 3 821 M€, cumul des montants de charges supportées les années

antérieures et non couvertes par des ressources de CSPE (2 812 M€) et du « déficit » de 2011 (1 009 M€) ;

- l'endettement financier net augmente à due concurrence ;
- à fin 2012, le déficit prévisionnel enregistré dans le fond de roulement serait compris entre 4,4 et 4,6 Md€.

Tableau n° 28 : Impact de la CSPE sur les états financiers d'EDF SA

En millions d'€ courant	2009	2010	2011 prévisions	2012 prévisions
Compte de Résultat				
Surcoûts/Manque à gagner constatés	(2 664)	(2 605)	(3 556)	
Subvention d'exploitation "autres produits et charges opérationnels"	2 664	2 605	3 556	
EBITDA	Neutre	Neutre	Neutre	
Flux de trésorerie				
Recettes perçues	1 585	1 637	2 547	
Augmentation de BFR (variation créance)	1 079	968	1 009	762
Bilan « autres débiteurs »				
Créance (Charges – CSPE facturée)	1 844	2 812	3 821	4 583
Dette (CSPE sur énergie livrée non encore facturée)	(303)	(344)	(579)	

Source : EDF

C - Les demandes d'EDF en matière de CSPE

Compte tenu de l'évolution des charges de service public de l'électricité et des conditions de leur financement depuis la création de la CSPE, EDF formule plusieurs demandes :

- EDF demande **la couverture totale, sans décalage dans le temps, des charges de service public** qu'elle supporte ;
- la modification intervenue en 2011 sur le mode de décision et de fixation du montant de la cotisation unitaire de CSPE lui donne donc satisfaction, même si le rattrapage se fait

progressivement. Le déficit cumulé devrait donc cesser d'augmenter en 2013 pour se résorber alors progressivement ;

- EDF souhaite également le **remboursement rapide du déficit cumulé** ;
- cet objectif devrait être atteint en 2017, grâce à la même modification intervenue en loi de finances rectificatives 2010. EDF attire en particulier l'attention sur le fait que ce déficit crée une pression significative sur les ratios utilisés par les agences de notation financière. En effet, le déficit actuel représente environ 0,25 point de son ratio clé (dette nette/excédent brut d'exploitation) qu'elle a annoncé vouloir maintenir à un niveau inférieur à 2,5. Compte tenu de ses forts besoins d'emprunt, pour financer ses investissements notamment, le maintien de sa note est un objectif majeur pour EDF ;
- EDF calcule le **coût de portage du déficit cumulé** qu'elle supporte et en demande également le remboursement cette créance pesant sur la trésorerie d'EDF. Au 31 décembre 2011, le coût du portage du déficit calculé, avec un taux d'intérêt de 9,3 % (Wacc EDF nominal avant impôt), comme la somme des intérêts capitalisés de chaque variation annuelle de la créance depuis 2002, s'élevait à **957 M€** au 31 décembre 2011. EDF considère que ces coûts de portage sont inhérents au dispositif et ont donc vocation à être compensés en application du principe de compensation intégrale des charges de service public de l'électricité posé par l'article L. 121-6 du code de l'énergie, même si l'article qui liste les charges couvertes par la CSPE ne le cite pas explicitement. EDF a donc inscrit le montant des coûts de portage supportés depuis l'origine du dispositif dans sa déclaration de charges 2011 transmise au régulateur le 31 mars 2012 ;

Si la demande d'EDF d'une prise en charge de ses frais financiers ne paraît pas économiquement infondée, cependant le taux d'intérêt retenu par EDF est discutable. En effet, ce taux intègre le risque lié à l'activité du groupe ; il serait donc plus pertinent de retenir comme plafond, le taux d'intérêt auquel emprunte EDF, à savoir de l'ordre de 5 % ;

- enfin, EDF souhaite que les **coûts de gestion des contrats d'achat**, dont le nombre progresse régulièrement et qui a très fortement augmenté avec le développement de l'électricité photovoltaïque (environ 200 000 contrats aujourd'hui), soit

également compensé, avec le même raisonnement que pour le remboursement du coût de portage du déficit. Ce coût de gestion actuellement estimé à 20 M€ devrait atteindre 40 à 45 M€ par an d'ici 2020 d'après EDF.

Au-delà du problème du calcul exact des charges et de leur remboursement, EDF considère que la croissance de la CSPE *n'est pas soutenable pour le consommateur final d'électricité*. La conjonction de la croissance de la CSPE et des autres composantes de la facture (coût de production, coût d'acheminement) rendrait la hausse totale importante pour le consommateur final. EDF souhaite donc que l'on trouve d'autres mécanismes de financement de la CSPE.

CONCLUSIONS

Malgré les écarts entre les prévisions de la DGEC, de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF, les principales évolutions des charges couvertes par la CSPE sont faciles à identifier. Entre 2010 et 2020 :

- en métropole, les dépenses liées à la cogénération devraient être divisées au moins par 2, mais celles liées aux énergies renouvelables devraient être multipliées par 10 si les objectifs fixés actuellement sont respectés, les postes les plus importants étant ceux de l'éolien en mer, du PV et de la biomasse. Concernant l'objectif de l'éolien en mer, toutefois, même s'il est encore techniquement atteignable, l'hypothèse faite par EDF que les deux tiers seront réalisés d'ici 2020 paraît plausible et réduit sensiblement la charge à supporter par la CSPE sur ce sujet (écart de 1,4 Md€ avec la commission de régulation de l'énergie). Concernant le PV, les écarts entre les prévisions de surcoûts sont sensibles (entre 700 et 600 M€), de même que pour l'éolien terrestre (écart de 500 M€ entre DGEC et EDF).

- dans les zones non interconnectées, les estimations de la commission de régulation de l'énergie sont également sensiblement plus fortes que celles d'EDF (1 milliard), mais dans les deux cas la croissance des charges est soutenue, notamment pour la bagasse-charbon et la production thermique ;

- le prolongement des dispositifs actuels en matière de dispositions sociales conduit à un doublement des charges d'ici 2020 mais leur montant reste très modeste ; compte tenu de l'évolution à venir du coût de l'électricité, il est probable que ce type de charges a vocation à augmenter plus fortement.

Globalement, les hypothèses faites sur l'évolution du prix du marché, et donc du coût évité, ont un impact très important sur les montants estimés de CSPE dans les années à venir. Les hypothèses différentes retenues par la DGEC et la commission de régulation de l'énergie, d'une part, et par EDF, d'autre part, expliquent environ la moitié (1 milliard) de l'écart total entre leurs estimations, les hypothèses de prix du marché de la commission de régulation de l'énergie et de la DGEC étant inférieures à celles d'EDF, ce qui augmente les surcoûts à financer par la CSPE en métropole par rapport aux calculs d'EDF.

La DGEC, la commission de régulation de l'énergie et EDF ont élaboré des scénarios basés sur des hypothèses différentes : celui de la DGEC et d'EDF est fondé sur l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par la PPI pour 2020 (modifiés par la prise en compte des cibles annuelles de développement du parc

photovoltaïque), le scénario d'EDF est fondé sur l'anticipation d'un développement de l'éolien en mer en deçà des objectifs. En outre, le prix de marché considéré par EDF pour valoriser le coût évité par les énergies renouvelables en 2020 est sensiblement plus élevé que celui pris en compte par la commission de régulation de l'énergie et la DGEC, ce qui induit un montant de charges dues aux énergies renouvelables nettement plus faible, toutes choses égales par ailleurs.

Malgré ces hypothèses différentes, on peut considérer qu'en 2020, en application des textes actuellement en vigueur, des contrats déjà passés et des estimations faites sur le développement des différents types de charges de service public, les charges de service public de l'électricité devraient être multipliées par 3,5 environ entre 2010 (réalisation) et 2020 et par un peu plus de 2 entre les prévisions de 2012 et celles de 2020. La contribution unitaire devrait par conséquent au moins doubler entre juillet 2012 (10,5 €/MWh) et 2020. Le déficit actuel supporté par EDF devrait disparaître en 2017.

Cette évolution incite à ouvrir différentes pistes de réflexion sur les possibilités de modification du mode de financement des charges couvertes par la CSPE ainsi que d'évolution du dispositif d'obligation d'achat, dans le cadre d'une réflexion globale sur l'évolution souhaitable du prix de l'électricité et des différentes formes d'énergie.

Conclusion générale

Au-delà du constat de la situation présente de la CSPE et des évolutions envisagées à réglementation inchangée, deux séries de réflexions mériteraient d'être approfondies.

1) Pistes de réflexion sur le coût et le financement des charges de service public de l'électricité

La Cour recommandait dans son insertion au rapport public de 2011 de « *réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges de service public de l'électricité, par le consommateur d'énergie* », et non le seul consommateur d'électricité. S'il n'y a pas eu de modification sur ce point depuis la publication du rapport, il y a cependant un certain nombre de travaux sur le sujet, alimentés notamment par EDF dont on a signalé précédemment le souci de ne pas trop charger la facture payée par le consommateur, déjà alourdie par l'augmentation d'autres coûts.

Deux arguments sont notamment mis en avant :

- la politique de développement des EnR n'a pas uniquement des objectifs énergétiques, mais a aussi des objectifs de politique industrielle, de protection de l'environnement et de soutien à l'agriculture notamment ;
- les consommateurs d'électricité sont d'ores et déjà plus taxés que les consommateurs d'autres formes d'énergies par des taxes spécifiques (environ 20 % pour l'électricité, 9 % pour le fuel et 0 % pour le gaz pour les ménages).

Aussi, certains réfléchissent-ils à la possibilité de répartir tout ou partie de la charge sur l'ensemble des consommateurs d'énergie et pas seulement sur les consommateurs d'électricité, par exemple sous forme d'une **fiscalité nouvelle** spécifique qui pourrait porter également sur les carburants.

Il faut toutefois noter que l'augmentation du prix des combustibles fossiles ne facilite pas l'acceptabilité de ce type de mesure. Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables ne concerne pas seulement l'électricité et les consommateurs participent également au financement du développement de la production de chaleur (biogaz) et des biocarburants.

D'autres formes de financement, moins directement sensibles et visibles pour le consommateur, pourraient également être envisagées, par exemple l'affectation de tout ou partie des nouvelles recettes tirées du secteur électrique comme celles provenant de la prochaine vente aux enchères des quotas d'émission de gaz à effet de serre, de la mise en concurrence de l'attribution des concessions hydrauliques ou de l'augmentation potentielle des recettes de TVA issue de hausses des prix de l'électricité ; une autre possibilité serait d'augmenter le dividende versé à l'Etat par EDF. Ces propositions auraient l'avantage d'affecter des ressources complémentaires au financement des énergies renouvelables ; elles auraient l'inconvénient, en ces temps de rigueur budgétaire, de réduire les ressources potentielles de l'Etat pour maîtriser la dette publique.

Enfin, on constate que **les exonérations de CSPE**, qui profitent actuellement uniquement aux gros consommateurs, donc aux entreprises, représentent presque 20 % de la consommation d'électricité et ont tendance à progresser tant en volume qu'en pourcentage. Sans que l'on puisse, semble-t-il, mesurer dans quelle proportion, cette tendance va se prolonger, l'augmentation de la contribution unitaire de CSPE rend plus facile à atteindre le plafond de 550 k€ par site de consommation, même si ce plafond est réévalué chaque année du montant de l'inflation, de même que le plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée des électro-intensifs. Même sans faire d'hypothèse sur l'augmentation du nombre de TWh exonérés, le doublement de la cotisation unitaire dans les années à venir va provoquer au minimum un doublement du montant des exonérations, qui vont passer d'environ 1 milliard à 2 milliards d'euros ; la charge correspondante sera simultanément de fait reportée sur ceux qui ne bénéficient pas de ces exonérations, autrement dit les ménages. Un rééquilibrage entre les différents types de consommateurs pourrait être examiné.

Toutes ces hypothèses présentent des avantages et des inconvénients qui doivent être appréciés dans un cadre plus global que celui du financement de la CSPE et dans un contexte particulier marqué notamment par :

- la nécessité de réduire l'endettement public et une politique de rigueur budgétaire qui passe en particulier par une augmentation de la pression fiscale ;
- la situation de l'industrie française ;

- le faible prix de l'électricité en France par rapport à ses voisins, en particulier pour les ménages, et la forte consommation d'électricité qui y est liée.

2) Pistes de réflexion sur le dispositif d'obligation d'achat des énergies renouvelables

En ce qui concerne le dispositif d'obligation d'achat des EnR à un tarif fixé par les textes, diverses réflexions portent sur ses inconvénients et sur les possibilités d'y remédier.

Les décisions prises par la commission de régulation de l'énergie en juin 2009, modifiant le mode de calcul du coût évité, en limitant la volatilité du montant de la CSPE associée aux obligations d'achat en métropole ont déjà corrigé partiellement un défaut majeur. Toutefois, ce système de contrats d'achat à tarifs fixes, copié sur celui de l'Allemagne, provoque plusieurs distorsions :

- une incitation à produire qui est déconnectée de la valeur de la production (valable surtout pour les énergies renouvelables contrôlables à coûts marginaux de production non nuls) ;
- une implantation des centrales sur le territoire en fonction de la quantité de production espérée, sans tenir compte du profil de production ;
- une absence d'incitation à optimiser le profil de production (par développement de stockage ou optimisation de la maintenance, par exemple)

Par ailleurs, certains considèrent que le système de financement actuel reposant sur l'achat de la production par EDF diminue la liquidité et la transparence du marché, du fait du rôle prépondérant d'EDF, et qu'il limite les possibilités de valorisation du caractère renouvelable de la production directement auprès des consommateurs consentants.

Plusieurs pistes d'évolution pourraient être explorées pour répondre à toute ou partie de ces défauts. On peut citer par exemple (voir annexe 8) :

- le passage d'un mécanisme de tarif d'achat à un mécanisme de prime calculée ex post, sur le modèle des Pays-Bas qui encourage le producteur d'EnR à valoriser au mieux son électricité sur le marché et à produire au moment où c'est le plus efficace, mais en lui assurant un revenu défini à l'avance (voir annexe 9). Dans ce schéma, la rémunération du producteur est duale : la prime vient compléter les revenus tirés

de la vente sur le marché. Ce système prépare l'intégration de la production dans le marché (la « parité réseau ») ;

- la vente de l'électricité verte sur le marché, avec le maintien d'un acheteur obligé pour répondre aux besoins des petits producteurs, ce qui assurerait une plus grande liquidité et transparence du marché et une meilleure identification des charges de production et de commercialisation liées aux EnR ;
- le transfert de l'activité d'acheteur obligé au gestionnaire du réseau de transport (GRT) qui est hors du champ concurrentiel.

Ces différentes pistes, dont les conséquences en termes d'évolution du coût de la CSPE, ne sont pas faciles à chiffrer et qui ne portent que sur une partie des charges de service public couvertes par la CSPE, méritent un examen attentif de leurs bénéfices et de leurs inconvénients dans une vision prospective de progression du volume des EnR produites et une réflexion d'ensemble du rôle des différents acteurs.

Annexes

Annexe 1 : lettre du 21 mars 2012 du président de la commission d'enquête du Sénat et réponse du Premier président de la Cour des comptes

Annexe 2 : chapitre consacré à la CSPE dans le rapport public annuel 2011 de la Cour des comptes

Annexe 3 : mécanisme d'évaluation des charges de CSPE (source commission de régulation de l'énergie)

Annexe 4 : les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération (site Internet de la direction générale de l'énergie et du climat)

Annexe 5 : tableau des prévisions de la commission de régulation de l'énergie pour 2009, 2010, 2011, 2012 et 2020 et des réalisations 2009 et 2010

Annexe 6 : tableau des prévisions de la direction générale de l'énergie et du climat 2010° 2020 pour les énergies renouvelables : évolution des puissances installées, des volumes d'achat et du coût dans la CSPE par filière : métropole + zones non interconnectées

Annexe 7 : prévisions d'ensemble de la direction générale de l'énergie et du climat

Annexe 8 : Obligations d'achat : résumé des difficultés identifiées et évolutions proposées – présentation de la direction générale du Trésor

Annexe 9 : dispositif d'obligation d'achat : mécanisme de prime calculée ex-post (modèle des Pays-Bas)

Annexe 1

Lettre du 21 mars 2012 du président de la commission d'enquête du Sénat et réponse du Premier président de la Cour des comptes

R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E



COMMISSION D'ENQUÊTE
SUR LE COÛT RÉEL DE
L'ÉLECTRICITÉ AFIN D'EN
DÉTERMINER
L'IMPUTATION AUX
DIFFÉRENTS AGENTS
ÉCONOMIQUES

Monsieur Didier MIGAUD
Premier Président
Cour des Comptes
13, rue Cambon
75100 PARIS CEDEX 01

Paris, le 21 mars 2012

REF. CE-2012_55 (08)

Monsieur le Premier Président,

Comme vous le savez, le Sénat a créé une commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques, dont la réunion constitutive a eu lieu le mardi 21 février 2012.

Deux magistrats de la Cour, M. Gilles-Pierre Lévy, Président de la deuxième chambre et Mme Michèle Pappalardo, conseillère maître, sont venus, le mardi 20 mars, devant cette commission, à sa demande, exposer les conclusions de votre institution sur les coûts de la filière électronucléaire, dont la publication est pour beaucoup dans la décision du Sénat de créer cette commission d'enquête.

Soucieux d'appuyer les travaux de la commission d'enquête sur des informations et des analyses aussi cohérentes et actuelles que possible, nous souhaitons que la Cour complète l'information du Sénat en application de l'article 134-2 du code des juridictions financières qui dispose que « La Cour des comptes procède aux enquêtes qui lui sont demandées par les commissions des finances et par les commissions d'enquête du Parlement sur la gestion des services ou organismes soumis à son contrôle ou à celui des chambres régionales ou territoriales des comptes. »



Conscients de ce que, par leur durée même de fonctionnement, les commissions d'enquête ne sont pas facilement compatibles avec les méthodes de travail de la Cour, nous croyons néanmoins possible de vous demander une contribution tendant à actualiser les analyses et à effectuer le suivi des recommandations qui ont été faites par la Cour à l'occasion de son rapport annuel 2011 en ce qui concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Ce choix nous paraît pertinent parce qu'il vient actualiser un volet important de la politique énergétique – qui a sensiblement évolué depuis la parution de l'insertion au rapport annuel – et qu'il nous paraît, par sa nature, adapté au bref laps de temps auquel nous contrainst la procédure des commissions d'enquête.

Dès lors que la commission d'enquête a prévu d'adopter son rapport le 20 juin prochain, nous vous saurions gré de nous faire parvenir cette contribution au plus tard deux semaines avant cette date, soit le 6 juin, étant noté que le format de celle-ci ne peut que tenir compte de la brièveté de ce délai.

En vous remerciant, nous vous prions de croire, Monsieur le Premier Président, à l'expression de notre haute considération.

Ladislav PONIATOWSKI

Président

Jean DESESSARD

Rapporteur

*Le Premier Président
de la
Cour des Comptes*

Paris, le 5 avril 2012

Monsieur le Président, Monsieur le Rapporteur,

Par courrier en date du 21 mars dernier et en application de l'article L. 132-4 du code des juridictions financières, vous souhaitez que la Cour actualise les analyses et effectue le suivi des recommandations qu'elle a faites dans le chapitre consacré à la compensation des charges du service public de l'électricité (CSPE) de son rapport public annuel 2011.

Votre commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité ayant prévu d'adopter son rapport le 20 juin prochain, vous souhaitez disposer de cette contribution de la Cour au plus tard deux semaines avant cette date, soit le 6 juin 2012.

La Cour s'efforcera de répondre à votre demande dans les délais que vous proposez. La communication de la Cour, préparée par la deuxième chambre présidée par M. Gilles-Pierre Lévy, vous sera donc adressée pour le 6 juin 2012. La rapporteure est Mme Michèle Pappalardo, conseillère maître.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Rapporteur, l'expression de ma haute considération.

Res ca de Avant.


Didier MIGAUD

M. Ladislav PONIATOWSKI
Président

M. Jean DESESSARD
Rapporteur

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité
SENAT
15, rue de Vaugirard
75 291 Paris cedex 06

Annexe 2

Chapitre consacré à la CSPE dans le rapport public 2011 de la Cour des comptes

(pages 279 à 302)

La compensation des charges du service public de l'électricité

PRESENTATION

La contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE) est largement méconnue des consommateurs, qui l'acquittent pourtant directement, en réglant leurs factures d'électricité, pour un montant substantiel : 1,7 Md€ en 2009.

Qualifié par le Conseil d'Etat d' « imposition innommée », la CSPE n'est cependant pas soumise au livre des procédures fiscales, même si elle est régie par certains principes généraux de la procédure fiscale, et le Parlement n'intervient pas dans la fixation du taux de son prélèvement.

Comme son nom l'indique, la CSPE vise à compenser les charges du service public de l'électricité, plus exactement certaines d'entre elles.

La loi prévoit, en effet, que les charges imputables au service public de l'électricité font l'objet d'une compensation, soit par les tarifs, soit par le mécanisme de la CSPE.

Même s'il ne les englobe pas toutes, le service public de l'électricité recouvre des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité. Les lois sur l'électricité, votées depuis l'ouverture du marché en 2000, et le contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF en précisent le contenu : essentiellement, le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, la péréquation tarifaire dans les départements d'outre-mer et en Corse, et les tarifs sociaux de l'électricité.

Ces charges que la CSPE est censée compenser ont augmenté très rapidement et de façon largement incontrôlée depuis 2009, tandis que le taux de la contribution est, lui, resté inchangé depuis 2004. Il s'ensuit un déséquilibre croissant du mécanisme de compensation, avec un déficit, en augmentation exponentielle, de 1,6 Md€ à fin 2009 qui pourrait atteindre 2,6 Md€ fin 2010.

Les mesures correctrices qui viennent d'être prises, notamment par le Parlement dans la loi de finances pour 2011, n'apportent pas de véritable remède à la dérive structurelle du système actuel.

I - La compensation de certaines charges du service public de l'électricité par la CSPE

A - La prise en charge du service public de l'électricité

La loi organisant le service public de l'électricité distingue plusieurs modes de prise en charge des surcoûts résultant de l'exécution des missions de service public.

Le service public de l'électricité recouvre plusieurs missions :

- la mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité : elle consiste à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production, arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, et à garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental. Tous les producteurs, notamment EDF, contribuent à la réalisation de cette mission ;

- la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité : elle consiste à assurer l'égalité d'accès à l'électricité sur le territoire national, dans le cadre de monopoles : EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (les départements d'outre-mer, la Corse, Saint-Pierre-et-Miquelon et quatre îles bretonnes - Ouessant, Molène, Sein et l'Archipel des Glénan), ERDF, RTE, Electricité de Mayotte, ainsi que les gestionnaires locaux de réseaux publics de distribution ;

- les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de mise en œuvre des dispositifs sociaux de fourniture d'électricité et de fourniture aux clients bénéficiant de la fourniture de secours : il s'agit d'assurer, sur l'ensemble du territoire, la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, ou à tarif réduit pour certains clients, conformément aux dispositions de la loi du 31 mai 1990 et de l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles. La loi confie, à titre exclusif, la fourniture à tarifs réglementés à EDF et aux distributeurs non nationalisés (DNN). Par ailleurs, la « fourniture de secours » vise à ne pas laisser un consommateur sans fournisseur dans le cas où l'habilitation d'un fournisseur à exercer son activité lui serait retirée par le ministre chargé de l'énergie.

Pour les prestations de service public sous forme de transport et de distribution assurées dans le cadre de monopoles, les coûts sont supportés par les monopoles concernés, RTE et ERDF, et ils doivent être couverts par les tarifs de l'électricité. Il en est de même des surcoûts correspondant à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, assurée également sous monopole.

En revanche, la loi pose le principe d'une compensation publique spécifique des charges correspondant aux missions de service public assurées dans un cadre non monopolistique.

Pour ce type de charges, le décret du 28 janvier 2004 identifie trois catégories distinctes de surcoûts compensables dans les domaines de la production et de la fourniture d'électricité :

- les surcoûts liés à une obligation d'achat ou aux appels d'offres en métropole continentale, qui font l'objet d'une compensation intégrale ;
- les surcoûts des producteurs et des fournisseurs EDF et Electricité de Mayotte (EDM) liés à la péréquation tarifaire dans les zones non-interconnectées (ZNI), également intégralement compensés;
- les surcoûts des fournisseurs liés aux dispositifs sociaux, compensés intégralement pour la tarification de première nécessité, mais seulement partiellement - à hauteur de 20 % des charges liées à cette tarification - pour la participation des fournisseurs au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

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

La contribution au service public de l'électricité (CSPE), mise à la charge des consommateurs d'électricité, a été instituée par l'article 38 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

Son montant, arrêté annuellement par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la commission de régulation de l'énergie (CRE), est calculé de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges de service public ainsi que les frais de gestion exposés par l'organisme gestionnaire, la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Dès 2003 et jusqu'à fin 2010, la CSPE a été encadrée par une limitation d'assiette et par deux plafonds :

- l'électricité produite par un producteur pour son propre usage n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'au-delà de 240 millions de kilowattheures par an ;
- le montant de CSPE ne peut excéder 500 000 € par site de consommation ;
- la contribution applicable à chaque kilowattheure ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kWh, soit au tarif en vigueur depuis août 2010, 5,58 € par MWh.

Un an après la mise en place de la CSPE, la loi de finances rectificative pour 2004 a apporté deux modifications significatives au nouveau mécanisme.

D'une part, les surcoûts relatifs aux mécanismes d'appels d'offres ou d'obligation d'achat ont cessé d'être appréciés par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF ou aux distributeurs non nationalisés (DNN). Ils sont désormais calculés « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

D'autre part, l'assiette de la CSPE a été réduite : les entreprises de transport ferroviaire ou de transports collectifs urbains interconnectés (SNCF, RATP) bénéficient désormais du plafonnement à 500 000 €, prévu par site de consommation et destiné aux entreprises fortement dépendantes de l'énergie électrique.

Un an plus tard, la loi du 13 juillet 2005 a ajouté un nouveau plafonnement, à hauteur de 0,5 % de la valeur ajoutée, pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh d'électricité. Les modalités d'évaluation des coûts évités pour les distributeurs non nationalisés ont également été à nouveau modifiées : il n'est plus question pour ces distributeurs d'une référence aux prix de marché, mais aux tarifs de cession réglementés appliqués par EDF, à due proportion de l'électricité acquise dans ces conditions. Le mécanisme de fixation de la CSPE a aussi été simplifié et ses modalités de versement modifiées.

Enfin, la loi du 7 décembre 2006 a alourdi les charges financées par la CSPE : le budget du médiateur de l'énergie entre désormais dans son périmètre ; la CSPE peut aussi financer le nouveau tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) institué par cette même loi. Un mécanisme complexe de compensation mixte fait supporter in fine le coût de ce tarif – appelé à disparaître fin 2010 - sur les principaux producteurs d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique (EDF et GDF-

SUEZ) et, dans une moindre mesure, sur les consommateurs d'électricité, via la CSPE et dans une certaine limite : 0,55 €/MWh, sans que le niveau de la CSPE puisse dépasser 4,5 €/MWh.

Les modalités de fonctionnement de la CSPE

Les opérateurs adressent à la commission de régulation de l'énergie, avant le 31 mars de chaque année, une déclaration comportant toutes les données relatives aux quantités d'électricité produites ou achetées, ainsi que les éléments constitutifs des différents surcoûts, pour l'année précédente. La commission de régulation de l'énergie évalue, de façon prévisionnelle, le montant des charges à compenser et le volume de kWh soumis à la contribution.

Le montant prévisionnel retenu par la commission de régulation de l'énergie, sur la base des déclarations des opérateurs, résulte d'un calcul complexe : il est augmenté (ou diminué) de la différence entre le montant des charges effectivement constatées au cours des années antérieures et le montant des contributions recouvrées au titre des mêmes années ; s'y ajoutent les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) au titre de l'année à venir est enfin déduit le montant des produits financiers que la CDC a réalisés dans sa gestion.

Avant le 15 octobre, la commission de régulation de l'énergie adresse ses propositions au ministre, y compris pour le taux unitaire de la CSPE. Il revient alors au ministre d'arrêter les montants avant le 31 décembre. La commission de régulation de l'énergie notifie ensuite à chaque opérateur les charges retenues le concernant pour l'année suivante.

Dans la pratique, cependant, le ministre chargé de l'énergie n'a pas pris l'arrêté nécessaire pour fixer le montant des charges de service public depuis l'exercice 2006. Pour maintenir le fonctionnement normal du mécanisme de compensation, la commission de régulation de l'énergie a donc pris l'initiative de notifier directement aux opérateurs le montant des charges à compenser, se substituant, de fait, au ministre. Néanmoins, le Conseil d'État, saisi par Électricité de Strasbourg qui contestait le montant des charges prévisionnelles qui lui avaient été notifiées, a confirmé, dans un arrêt du 31 juillet 2009, que la commission de régulation de l'énergie ne peut notifier que les charges qui ont été préalablement arrêtées par le ministre. Le ministre a, depuis lors, fixé par arrêté le montant prévisionnel des charges pour 2010, mais sans préciser le montant de la contribution unitaire, de sorte que la valeur de 4,5 €/MWh, appliquée depuis 2004 s'est trouvée de facto reconduite.

Les contributions des consommateurs qui ont choisi des offres de marché sont recouvrées par le gestionnaire du réseau, sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs d'utilisation des réseaux; celles des consommateurs qui sont restés aux tarifs réglementés sont recouvrées par le fournisseur, sous la forme d'un prélèvement additionnel à ces tarifs. Les redevables qui supportent, par ailleurs, des charges de service public peuvent s'abstenir de tout versement tant que leur compte à la Caisse des dépôts et consignations est créditeur.

II - L'insuffisance de la CSPE, depuis 2009, par rapport aux charges à couvrir

A - Une progression des charges à couvrir supérieure à celle de l'assiette de la CSPE

Le total des charges de service public compensables est passé de 1 533,4 M€ en 2004 à 2 661,6 M€ en 2009. Pour les financer, l'assiette de la CSPE a certes progressé, mais beaucoup moins vite.

Sur l'ensemble de la période 2004-2009, la consommation électrique prévisionnelle s'est accrue de près de 6 %. Compte tenu de la croissance très rapide (près de 20 %), dans le même temps, des effets des plafonnements et des exonérations, l'augmentation de l'assiette de la CSPE a cependant été limitée à la moitié de ce taux, soit 3 %. Il en est résulté un manque de CSPE à encaisser substantiel, compris entre 260 M€ et 486 M€ par an selon les années. Les exonérations et plafonnements, qui ont été décidés selon une logique conforme à la directive du 27 octobre 2003 qui entend préserver la compétitivité des industries électro-intensives, peuvent ainsi s'analyser comme un transfert de charges depuis les entreprises, qui en sont les principales bénéficiaires, vers les autres contributeurs (PME, professionnels et particuliers).

Les projections pour 2010 confirment le maintien de cette tendance : l'assiette de la CSPE ne devrait représenter que 80 % de la consommation électrique nationale totale, correspondant à un manque à encaisser d'environ 416 M€ pour la CSPE.

Le total des charges prévisionnelles à compenser continuant d'augmenter plus rapidement (+ 29 %) que l'assiette de la consommation électrique soumise à contribution (+ 3 %), le montant de la contribution unitaire théorique devrait s'accroître fortement.

Ainsi, la contribution unitaire théorique par MWh, calculée par la CRE pour équilibrer les charges prévisionnelles à compenser, aurait dû s'élever à 5,72 € en 2009 et à 6,51 € en 2010. Or, le montant effectif de la CSPE a de fait été maintenu à 4,5 € tandis que la loi a fixé, pour cette contribution, un plafond, qui ressortait, depuis août 2010 à 5,58 €.

Pour 2011, la CRE estime les charges prévisionnelles cumulées à 4 816 M€, soit une progression de 2 579 M€ par rapport aux charges prévisionnelles pour 2009. Elle évalue à 12,90 €/MWh, la contribution qui serait nécessaire pour assurer l'équilibre avec les charges, dont 9,3 €/MWh pour couvrir les charges prévisionnelles au titre de 2011 (3 465 M€), et 3,6 €/MWh pour régulariser les déséquilibres de 2009 et des années antérieures s'élevant à

B - Un taux de CSPE resté pourtant inchangé depuis 2004

Bien que les charges du service public de l'électricité aient progressé beaucoup plus rapidement que l'assiette de la CSPE, le ministre chargé de l'énergie n'a pris aucun arrêté pour en modifier le niveau. Son taux, fixé en 2004 et 2005 à 4,5 €/MWh, a été automatiquement reconduit depuis 2006 jusqu'à 2010 inclus. Il était cependant très en deçà du plafond légal de la CSPE qui s'élevait à 5,58 €/MWh en août 2010.

De surcroît, les nouvelles charges financées par la CSPE ont sensiblement aggravé le déséquilibre du dispositif :

- le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) a été financé à hauteur de 0,55 €/MWh en 2007 et de 0,23 €/MWh en 2008 ;

- en 2008 et 2009, le budget du médiateur de l'énergie l'a également été à hauteur de 0,01 €/MWh, et il devrait l'être pour 0,02 €/MWh en 2010 ;

- par voie de conséquence, la part effective de la contribution unitaire destinée à couvrir les charges imputables au service public de l'électricité n'a ainsi été que de 3,4 €/MWh en 2007, 4,26 €/MWh en 2008 et 4,49 €/MWh en 2009 ; elle devrait s'établir à 4,48 €/MWh en 2010.

Le taux de la contribution unitaire fixé par défaut à 4,5 €/MWh depuis 2004 n'a plus permis, depuis 2009, de couvrir intégralement les charges réellement supportées par les opérateurs. Selon les estimations de la CRE, réalisées avant l'augmentation intervenue au 1^{er} janvier 2011, le déficit de recouvrement de la CSPE devrait atteindre 582 M€ en 2009 et

732 M€ en 2010, soit un montant prévisionnel cumulé de 1 314 M€ au titre de ces deux exercices. Ce déficit cumulé équivaut à plus de la moitié du montant prévisionnel de la CSPE pour 2010.

C - Un déséquilibre de la compensation pesant sur EDF

La quasi-totalité de la CSPE (99 % en 2004, 96 % en 2008) bénéficie à l'opérateur historique EDF, qui supporte l'essentiel des charges de service public. Compte tenu des volumes financiers en jeu, cette compensation des charges constitue un enjeu non négligeable dans l'équilibre financier et la stratégie de développement du groupe EDF.

Les autres bénéficiaires sont des distributeurs non nationalisés dont la part augmente, surtout Electricité de Mayotte (EDM).

À Mayotte, l'augmentation tient principalement à la péréquation tarifaire appliquée à partir de 2003 et devenue effective en 2007. L'alignement des tarifs de vente hors taxes d'EDM sur ceux de la métropole a généré un accroissement mécanique des surcoûts, à concurrence de la part des coûts de production non couverte par les recettes tarifaires (qui dépassait un facteur de 4 pour 1 en 2008) et un effet d'aubaine pour les consommateurs insulaires, qui trouvent un avantage comparatif à privilégier l'électricité, dans le contexte d'une croissance démographique très dynamique. Au total, le rythme d'accroissement de la consommation électrique est supérieur à 10 % par an à Mayotte.

Selon les estimations d'EDF, dorénavant société anonyme dont une partie du capital n'appartient plus à l'Etat, les charges de service public effectivement supportées par l'entreprise en 2009 et 2010 seraient très supérieures aux estimations prévisionnelles de la CRE. L'entreprise chiffre le déficit cumulé de recouvrement de CSPE à 1,6 Md€ à fin 2009 et à 2,6 Md€ à fin 2010. Elle estime, que, toutes choses égales par ailleurs, les charges de service public de l'électricité pourraient connaître une forte progression qui nécessiterait, hors effet report, une contribution unitaire de 7,1 €/MWh en 2010 et jusqu'à 16,5 €/MWh en 2020 pour couvrir les charges prévisionnelles des années considérées.

D - Des évolutions différenciées selon les grandes catégories de charges compensées

Les trois principales catégories de surcoûts compensables au titre de la CSPE ne présentent ni la même importance, ni les mêmes évolutions :

- les achats d'énergie occupent une place prépondérante, de presque les deux-tiers du montant de la CSPE : leur part relative a, toutefois, régressé entre 2004 et 2008, passant de 77 % à 60 %, et même 50 % en 2009, mais cette baisse est liée aux variations des prix de marché de l'électricité qui entrent dans le calcul des surcoûts, et non aux volumes d'achats d'énergie dont la tendance est croissante ;
- la péréquation tarifaire, dans les zones non interconnectées, génère un montant moindre, initialement de l'ordre du tiers de la CSPE totale, mais en forte croissance : sa part est passée de 23 % en 2004 à près de 36 % en 2008 de la CSPE totale, et à plus de 45 % en 2009. Si l'on consolide la compensation des surcoûts liés à l'obligation d'achat et l'impact de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (EDM incluse), la compensation des charges, dans les zones insulaires, est devenue en 2008 le premier poste de la CSPE, avec près de la moitié du total des charges compensées. Elle a progressé de près de 33 % entre 2004 et 2005, et de plus de 15 % par an au cours des trois années suivantes. Cette tendance se confirme en 2009 avec un montant prévisionnel de charges à compenser au titre des zones non interconnectées de 60 % du montant total de la CSPE ;
- les tarifs sociaux, bien qu'affichant une croissance forte, n'occupent encore qu'une place marginale dans la CSPE (3,2 % en 2008). A cet égard, il faut noter que la tarification sociale n'est entrée en vigueur que le 1^{er} Janvier 2005. De plus, les dispositions relatives au tarif de première nécessité (TPN) ne sont pas applicables à Mayotte.

III - Une progression incontrôlée des charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération

Parmi les charges de service public liées aux achats d'énergie, celles liées à la cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) représentent, depuis 2004, un poids relatif prépondérant et assez stable. Les prévisions indiquent cependant que les énergies renouvelables dépassent, dès 2010, la cogénération comme facteur générateur de CSPE au titre de l'électricité achetée, au cours des prochaines années.

En leur sein, les filières éolienne et photovoltaïque prennent une importance grandissante, même si la part du photovoltaïque est encore très modeste en volume. Rapportée au volume total de l'électricité achetée, cette filière ne passerait en effet, en France métropolitaine continentale, que de 0,07 % en 2008 à 0,8 % en 2010 et 4,8% en 2011, mais son poids relatif dans la CSPE augmenterait dans le même temps de 0,4 % en 2008 à 5,7 % en 2010 et 26,4 % en 2011. Cette dérive a conduit le gouvernement à instaurer le 9 décembre 2010 une suspension de trois mois de l'obligation d'achat de projets d'énergie d'origine photovoltaïque et à envisager de reconsidérer prochainement les modalités du soutien au développement de cette filière.

Dans les zones non interconnectées, les énergies renouvelables connaissent un développement relatif modeste, dans un contexte de croissance soutenue de la demande énergétique. Toutefois, là encore, la filière photovoltaïque se distingue par des volumes d'électricité très faibles, achetés à un prix élevé : près de quatre fois supérieur au prix d'achat des autres filières en 2008.

Cette disproportion entre le volume d'électricité « solaire » mise à disposition du réseau, en métropole comme dans les zones non interconnectées, et le coût qu'elle induit via la CSPE confirme la nécessité d'une évaluation périodique de l'efficacité de la politique de soutien au développement du photovoltaïque.

Au cours des dernières années, l'évolution des charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération s'est opérée via deux canaux principaux :

- l'augmentation des tarifs d'achat définis par l'Etat ;
- l'augmentation des volumes achetés au titre de l'obligation d'achat.

Compte tenu des modalités d'évaluation des charges de service public, ces deux paramètres interagissent avec l'évolution des prix de marché de l'électricité. Quand les prix de l'électricité sont bas sur le marché, les surcoûts à compenser sont plus élevés, pour combler l'écart qui existe avec le niveau des tarifs d'achat, et inversement.

A - Les tarifs d'achat par filière

La principale explication de l'accroissement des volumes d'électricité achetés sous obligation d'achat, et des coûts qui en résultent, réside dans les règles tarifaires fixées par les pouvoirs publics pour promouvoir le développement des énergies renouvelables.

En effet, en application de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF et les entreprises locales de distribution sont contraints à une obligation d'achat d'électricité d'origine renouvelable. Les producteurs bénéficient, en outre, de deux avantages : d'une part, un tarif, fixé par arrêté pour chaque filière, qui tient compte des coûts d'investissement et d'exploitation exposés par les producteurs, assorti le cas échéant d'une prime, et, d'autre part, la garantie que l'intégralité de la production sera rachetée à ce même tarif durant une période pouvant aller jusqu'à 20 ans, ce qui constitue une rente de situation.

Trois vagues successives d'arrêtés tarifaires concernant les énergies renouvelables sont intervenues depuis 2000 : entre 2001 et 2003 (en application de la loi de février 2000), puis en 2006-2007 et en 2009-2010.

Les conditions de rachat de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, en particulier éolienne et photovoltaïque, introduites en juillet 2006, sont nettement plus attractives qu'auparavant pour ces filières, et traduisent la volonté des pouvoirs publics de soutenir le développement de ces dernières. Les effets en sont d'ailleurs sensibles, avec une très forte extension du parc des centrales installées, une augmentation du volume de l'électricité produite et achetée et, par voie de conséquence, des surcoûts à compenser par la CSPE.

La filière éolienne, industriellement mature, bénéficie d'un tarif de rachat de l'électricité adapté aux coûts de production, tout en intégrant une rémunération du porteur de projet. La forte augmentation des charges liées à la filière éolienne dans la CSPE est donc étroitement corrélée à la forte augmentation de la puissance installée sur le territoire.

Destinée à amorcer la constitution puis le développement de la filière photovoltaïque, la fixation de conditions tarifaires attractives a contribué à promouvoir l'électricité qui en est issue, dans des proportions telles, que l'effet d'aubaine en résultant pour les investisseurs de la filière (+ 1 500 % de contrats d'achat de 2004 à 2008) a provoqué un goulet d'étranglement dans les opérations de raccordement des installations au réseau public d'électricité.

Même si elle ne concerne encore que de faibles volumes d'achat, la « bulle spéculative », accompagnant le développement de la filière, très supérieur aux objectifs, a conduit le ministre chargé de l'énergie à réviser le dispositif successivement en janvier et en août 2010 pour le rendre moins attractif. En cumulé, la baisse des tarifs atteint jusqu'à 38% pour certaines installations...

La cogénération bénéficie également d'un régime favorable.

Les surcoûts d'achat de l'électricité ainsi produite constituent, de très loin, le poste prépondérant de la CSPE au titre de l'obligation d'achat : ils ont évolué dans une fourchette comprise entre 676 M€ et 828 M€, selon les années, soit entre 83 % et 94 % des charges de service public liées à l'obligation d'achat. L'effet volume lié à la dynamique de la filière s'est combiné avec l'effet prix dû au tarif d'achat unitaire élevé, lui-même amplifié par le relèvement du plafond de la rémunération variable liée au prix du gaz.

B - Le nombre de contrats d'achat d'électricité par filière de production et les volumes achetés

La cogénération, filière aidée depuis de longues années, se développe désormais à un rythme moins soutenu, et le soutien apporté aux installations anciennes va progressivement se réduire en volume, au fur et à mesure de l'expiration, entre 2010 et 2014, de la majorité des contrats d'achats signés. En effet, plus de la moitié des contrats d'achat arrivant à expiration (de l'ordre de 2,4 GW sur un total de 4 GW) ne pourront être renouvelés, car ils excèdent le seuil de 12 MW de puissance installée au-delà duquel la possibilité de renouvellement du contrat n'est pas ouverte. Ces installations de plus de 12 MW pourront, soit cesser leur activité, soit vendre librement leur électricité sur le marché, soit enfin, le cas échéant, participer à un appel d'offres « *biomasse* » afin de bénéficier d'un nouveau contrat d'achat. Près de 2,3 GW d'installations de moins de 12 MW pourront être renouvelés, si des investissements de rénovation sont réalisés.

Dans le scénario central, élaboré par les « *cogénérateurs* » lors de la révision de la PPI, le taux de rénovation des installations était estimé à 50 %. Selon les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère chargé de l'énergie, les charges liées à la cogénération pourraient s'établir à environ 200 M€ à l'horizon 2015, contre 670 M€ actuellement.

Le nombre de contrats d'achat liés à la cogénération aurait pu décroître encore plus rapidement. En effet, la quasi-majorité des contrats conclus entre 1997 et 1999, pour une durée de douze ans, avaient vocation à expirer entre 2009 et 2011. La loi du 9 août 2004 a confirmé le caractère non reconductible des contrats relevant de l'obligation d'achat. Toutefois, le décret du 7 décembre 2005 relatif à la rénovation des installations de production d'électricité sous obligation d'achat, a autorisé le renouvellement des contrats d'achat, dès lors qu'une rénovation est mise en œuvre et que les investissements de rénovation représentent entre le tiers et la moitié de l'investissement initial.

Les avantages de la cogénération, en termes d'efficacité énergétique méritent, dès que possible, d'être réévalués et mis en rapport avec le coût, élevé, du soutien à la filière via la CSPE. Cette évaluation mérite d'être conduite dès que possible.

Si la part de la cogénération décroît, le nombre de contrats concernant les énergies renouvelables, en revanche, augmente très rapidement entre 2004 et 2008: +265 % pour la filière biogaz, +434 % pour la filière éolienne, sous obligation d'achat, malgré un encadrement administratif strict du dispositif⁴², et une explosion de la filière photovoltaïque, dont les installations sous obligation d'achat ont cru de plus de 1 500 %. Cette tendance s'est encore amplifiée en 2009 et 2010. Un tel accroissement, issu de la conjonction de facteurs économiques favorables (tarifs de rachat de l'électricité produite, fiscalité allégée, aides à l'installation, évolution très favorable du coût de production⁴³, etc.), justifie, là encore, une évaluation périodique des effets des mesures incitatives, mises en œuvre pour satisfaire les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les arrêtés tarifaires, pris fin 2009 et en août 2010, témoignent de la prise de conscience, par les autorités publiques chargées de l'énergie, du caractère non maîtrisé des dépenses de soutien à la filière photovoltaïque, qui requiert, de toute urgence un strict, encadrement.

Au-delà du nombre de contrats, il convient de prendre en considération les volumes achetés.

A cet égard, la dynamique de croissance des achats d'électricité au titre de l'obligation d'achat est sensiblement différente selon qu'il s'agit des filières traditionnelles ou des énergies renouvelables. Sur la période 2003-2008, les quantités livrées par la filière cogénération stagnent et tendent à régresser, alors que les volumes relevant de la filière hydraulique font plus que doubler pendant la même période. En revanche, les volumes d'électricité renouvelable achetée ont triplé au cours de la période, et pourraient quadrupler en 2010. Parmi ces énergies, les deux filières les plus dynamiques sont l'éolien, avec des quantités livrées non négligeables (près de 30 % des livraisons en 2010) et le photovoltaïque

⁴² En métropole continentale, les installations utilisant l'énergie mécanique du vent doivent être implantées dans des zones de développement de l'éolien (ZDE) et respecter la fourchette de puissance installée, fixée par l'arrêté préfectoral qui crée la ZDE considérée. Jusqu'au 15 juillet 2007, les parcs éoliens, établis en dehors d'une ZDE et dont la puissance installée était inférieure ou égale à 12 MW, bénéficiaient automatiquement de l'obligation d'achat.

⁴³ Le secteur photovoltaïque aurait ainsi connu une baisse de l'ordre de 30 % à 40 % de ses coûts de production en 2009.

dont le parc des centrales installées croît à vive allure, même s'il ne produit qu'une fraction minimale de l'électricité (0,07 % en 2008 mais déjà 0,8 % du total en 2010 selon les prévisions).

C - Perspectives d'évolution des charges d'ici 2020

En l'état actuel de la réglementation en vigueur, les prévisions d'évolution des charges par filière sont inquiétantes.

Selon des ordres de grandeur fournis par la DGEC fin septembre 2010, ces charges pourraient ainsi atteindre 5 Md€ à l'horizon 2020. Celles induites par la filière photovoltaïque devraient représenter entre 2,4 Md€ et 2,6 Md€ selon les hypothèses de marché. Pour au moins 60 %, elles sont inéluctables, car elles correspondent à des projets engagés. Les charges induites par la biomasse devraient représenter entre 1,5 Md€ et 1,8 Md€, selon les hypothèses de prix de marché. L'éolien en mer devrait occasionner des charges à hauteur de 0,5 Md€ à 0,7 Md€. La production éolienne à terre, source d'énergie renouvelable la plus sensible aux hypothèses de prix de marché compte tenu des volumes produits, pourrait générer une charge de 215 M€ dans un scénario central, ou, au contraire, contribuer positivement à hauteur de 450 M€.

Les charges résultant des tarifs sociaux devraient croître de 75 M€ aujourd'hui à 150 à 200 M€ en 2020.

Selon la DGEC, à moyen terme, les charges de cogénération pourraient décroître, jusqu'à 200 M€ d'ici quatre ans, après avoir connu leur pic historique en 2009, à 1 Md€. A l'inverse, les charges liées à la péréquation tarifaire pourraient croître d'environ 50 M€ par an, sous l'effet d'une augmentation de la demande d'environ 5 % l'an.

Ces ordres de grandeur sont toutefois indicatifs et dépendent très étroitement des hypothèses prises – notamment sur le développement du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, sur les prix de marché : concernant les surcoûts liés à l'obligation d'achat, les charges de CSPE augmentent de 20 millions d'euros lorsque les prix de marché baissent d'un euro par MWh sur l'année. Ainsi, si la DGEC a pu avancer le chiffre de 5 Md€ pour les charges de service public à l'horizon 2020, la CRE les évalue – hors régularisation des années antérieures-, à 4 300 M€ dès 2012. Et lorsqu' EDF évalue à 16.5 €/MWh le montant de CSPE nécessaire en 2020 à législation inchangée, cela correspond à un montant de charges de l'ordre de 6 500 M€.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Depuis 2009, le taux actuel, resté inchangé depuis 2004, de la CSPE ne permet plus de couvrir les charges de service public. Leur financement par la CSPE ne s'inscrit plus dans une trajectoire soutenable. Le déficit structurel de compensation, estimé à 1,6 Md€ en 2009, pourrait atteindre 2,6 Md€ en 2010. En l'état, il pèse sur le fonds de roulement d'EDF.

Dans sa délibération de l'automne 2010 relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2011, la CRE a recommandé de porter cette dernière à 12,90 €/MWh, dont 9,3 €/MWh pour couvrir les charges prévisionnelles de service public au titre de 2011, et 3,6 €/MWh pour couvrir la régularisation des charges de 2009 et les reliquats antérieurs.

Cette situation appelle, en premier lieu, une action résolue de maîtrise des dépenses, notamment pour le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération. Toute formule d'obligation d'achat à « guichet ouvert » devrait être résolument écartée pour les filières peu matures où l'évolution des technologies conduira à une évolution rapide des coûts de production ; par ailleurs, les politiques de soutien aux filières devraient s'appuyer sur des stratégies industrielles de développement des filières mieux maîtrisées et plus contrôlées.

Au-delà, une réflexion et une action s'imposent, sur la nature de la CSPE, sur sa gouvernance, ainsi que sur son niveau.

Créée par la loi, la CSPE a été qualifiée par le Conseil d'Etat, dans deux décisions du 13 mars 2006, d'« imposition innommée » - c'est-à-dire une imposition non susceptible de se rattacher clairement à l'une des deux catégories d'impositions définies à l'article L. 199 du livre des procédures fiscales : impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires ou assimilées, d'une part, et droits d'enregistrement, droits de timbre, contributions indirectes et assimilées, d'autre part. Il s'agit bien d'un prélèvement assis sur la consommation électrique, payé par tous, quand bien même le grand public n'en a-t-il, le plus souvent, pas conscience. Dès lors, le taux, et au-delà les conditions de prélèvement, de ce quasi-impôt devraient faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement conformément au principe constitutionnel du consentement à l'impôt, et à l'obligation de transparence visant les prélèvements obligatoires posée par l'article 52 de la LOLF.

La loi de finances pour 2011 a, dans son article 37, modifié les modalités de fixation de la CSPE d'une part, en supprimant le plafond de 7% du prix de l'énergie du tarif 6kVA Base (soit 5,58 €/MWh actuellement) et, d'autre part, en prévoyant qu'en l'absence de décision

du ministre avant le 31 décembre, la proposition de la CRE s'appliquerait par « délégation » du législateur. La loi prévoit également dans ce dernier cas que l'augmentation de la contribution d'une année sur l'autre n'excèdera pas 3 €/MWh, ce qui porte le taux de la contribution unitaire à 7,5 €/MWh. Enfin, le montant du plafond de la CSPE due par site est porté à 550 000 € (au lieu de 500 000 €) et fera désormais l'objet d'une actualisation annuelle.

Cette modification des procédures de fixation de la CSPE, qui a conduit à un relèvement significatif de cette contribution au 1^{er} janvier et rendra le système plus robuste, n'empêchera pas le montant global des sommes dues à EDF de croître encore en 2011. Cela conduit le ministère à affirmer que « le montant de la contribution unitaire devra être relevé au-delà de la hausse intervenue pour l'année 2011. En outre, cette réforme laisse la CSPE en dehors du droit commun de l'autorisation et du contrôle du Parlement en matière d'imposition.

Au-delà de l'évolution de la CSPE, la légitimité même de son mécanisme actuel mérite réflexion : même si la logique du système actuel permet l'internalisation du coût complet de production de l'électricité dans les prix de vente, est-il justifié de faire reposer une part essentielle du financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges du service public de l'électricité sur le seul consommateur d'électricité ?

La Cour formule les recommandations suivantes :

- maîtriser les facteurs de croissance des charges du service public de l'électricité, au premier rang desquelles figure le système de l'obligation d'achat, à des tarifs trop attractifs, fonctionnant « à guichet ouvert ». C'est le sens, pour ce qui concerne ce dernier sujet, de la concertation menée actuellement par MM. Charpin et Trink avec l'ensemble des parties prenantes de la filière photovoltaïque ;
 - s'interroger sur l'opportunité de continuer à soutenir des filières qui ne figurent pas parmi les priorités gouvernementales en matière de politique énergétique, comme la cogénération ;
 - remettre à plat le dispositif d'ensemble afin d'en rendre le fonctionnement plus lisible et d'en clarifier le statut fiscal ;
 - réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables, par le consommateur d'énergie.
-

**REPONSE DE LA MINISTRE DE L'ECOLOGIE, DU
DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU
LOGEMENT**

Financement des charges du service public de l'électricité par les
consommateurs d'électricité

Parmi les recommandations de la Cour figure le réexamen du financement du soutien au développement des énergies renouvelables, et des autres charges du service public de l'électricité, par les seuls consommateurs d'électricité.

Avant la réforme introduite par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la compensation des charges du service public de l'électricité était financée par des contributions à la charge des producteurs, des fournisseurs d'électricité et des importateurs d'électricité livrant à des clients finals au prorata des kilowatts-heures d'électricité livrés, ainsi que par les producteurs produisant pour leur propre compte au-delà d'un certain seuil. Ce prélèvement reposait sur des données déclaratives concernant les kilowatts-heures livrés. Ainsi, les charges de service public de l'électricité étaient financées par le secteur électrique.

Depuis lors, le prélèvement direct auprès des consommateurs finals d'électricité au prorata de la quantité d'électricité consommée est une garantie d'automatisme, de lisibilité et de simplicité.

Le financement des charges de service public de l'électricité, notamment celui du développement des énergies renouvelables, par les consommateurs d'électricité doit être préservé afin que l'ensemble des coûts complets de la production d'électricité soient internalisés dans les prix de vente.

Je souligne que le développement de l'électricité renouvelable en Allemagne est également financé par un prélèvement, comparable à la CSPE, payé par les consommateurs d'électricité et dont le montant s'élève à 35,30 € / MWh. Dans les pays ayant opté pour l'obligation d'incorporation de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau de distribution, le surcoût est également supporté in fine par le consommateur d'électricité.

L'internalisation des coûts complets est un principe en vigueur pour les autres énergies. Ainsi, en matière de gaz naturel, l'obligation de fourniture au tarif spécial de solidarité est financée via une contribution acquittée par les consommateurs de gaz naturel et bientôt il en sera de même pour le soutien à l'injection de biogaz dans les réseaux. De même, l'obligation d'incorporation de biocarburant dans les carburants est

financée in fine par le consommateur de carburant au travers du surcoût dans les prix à la pompe.

Le principe du financement des charges de service public de l'électricité par les consommateurs d'électricité nous apparaît ainsi être le seul valable. Un financement budgétaire, donc par le contribuable, aurait moins de sens économique.

Perspectives d'évolution du montant des charges de service public

De manière générale, les prévisions en matière de CSPE sont très volatiles : les évolutions des prix de marché de l'électricité, du pétrole et du gaz pouvant soit se compenser, soit s'ajouter.

Les charges dues à la péréquation tarifaire sont fonction des prix de marché du pétrole pour lequel la sensibilité est de l'ordre de 12 M€ de CSPE en plus pour 1 € d'augmentation du baril.

Les surcoûts liés aux obligations d'achat sont très fortement dépendants des prix de marché de l'électricité qui sert de référence pour le calcul de la compensation de l'obligation d'achat : cette sensibilité est croissante avec le développement des énergies renouvelables. Les charges de CSPE augmentent de 20 M€ lorsque le prix de marché baisse de 1 €/MWh sur l'année.

La volatilité peut être illustrée par la forte augmentation des prix de marché de l'électricité entre 2004 et 2008 tandis que, les cours ont fortement baissé en 2009.

Pour autant, il existe des tendances de fond qui feront croître les charges de façon sensible sur les dix prochaines années :

- les facteurs démographiques et l'accroissement tendanciel des investissements dans les zones non-interconnectées (ZNI). Des réflexions sont entreprises par une mission confiée à l'IGF et au CGIET pour juguler ces charges et les inscrire dans une démarche d'excellence environnementale ;

- le développement des énergies renouvelables, répondant aux objectifs du Grenelle de l'environnement. Ce facteur devrait représenter l'essentiel de l'augmentation de la CSPE.

Au-delà des actions de maîtrise des charges (nouveaux tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque suite à l'arrêté du 31 août 2010 et moratoire décidé en décembre 2010, création d'une mission d'expertise relative à l'excellence énergétique dans les ZNI), le montant de la contribution unitaire devra être relevé au-delà de la hausse intervenue pour l'année 2011.

**REPONSE CONJOINTE DE LA MINISTRE DE L'ECONOMIE, DES
FINANCES ET DE L'INDUSTRIE ET DU MINISTRE CHARGE DE
L'INDUSTRIE, DE L'ENERGIE ET DE L'ECONOMIE NUMERIQUE**

En ce qui concerne les modalités de détermination de la CSPE, nous portons à votre attention la modification législative votée par la représentation nationale dans l'article 37 de la loi de finances pour 2011, mise en œuvre depuis. En vertu de cet article, dont le vote a été précédé d'un débat sur le financement des charges de service public, il est désormais prévu que la CSPE évolue en proportion de ces charges, de sorte de parvenir à un équilibre des recettes et des dépenses. Pour éviter des chocs préjudiciables au système et affectant le pouvoir d'achat des français, le législateur a toutefois plafonné à 3 euros par MWh l'évolution de la CSPE d'une année sur l'autre. La nouvelle disposition législative opère parallèlement un relèvement du plafond du montant de la CSPE acquitté par site de consommation de 500 000 € à 550 000 €, montant actualisé chaque année par indexation sur les taux prévisionnels de croissance de l'indice des prix à la consommation hors tabac. Si cette mesure n'a pas d'effet direct sur l'évolution des charges, elle permet d'assurer une évolution cohérente des contributions des charges et améliore de ce fait la robustesse du système. Dans la pratique, la contribution unitaire a été relevée de 4,5 €/MWh à 7,5 €/MWh au 1er janvier 2011.

Parmi les recommandations de la Cour figure le réexamen du principe de financement des charges du service public de l'électricité par les consommateurs d'électricité. En premier lieu, le financement par le secteur électrique des charges du service public de l'électricité n'est pas nouveau : avant même la réforme introduite par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la compensation des charges du service public de l'électricité reposait sur les producteurs, fournisseurs et importateurs d'électricité. Elle était établie sur des données déclaratives concernant les kilowatts-heures livrés.

Le prélèvement direct auprès des consommateurs finals d'électricité au prorata de la quantité d'électricité consommée désormais en vigueur, ne change donc pas l'équilibre du système mais garantit une plus grande automaticité, lisibilité et simplicité. De notre point de vue, il est vertueux et équitable que le coût complet de production d'électricité, y compris le coût lié au développement des énergies renouvelables, soit internalisé dans les prix de vente, et il est donc souhaitable de préserver le mode actuel de financement des charges de service public de l'électricité. Nous soulignons que d'autres pays ont fait le choix d'un financement de même nature, que ce soit l'Allemagne qui présente un dispositif comparable à la CSPE (mais d'un montant de 35,3 €/MWh, c'est-à-dire sensiblement plus élevé), ou les

pays qui ont opté pour l'obligation d'incorporation de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau de distribution. Nous ajoutons enfin que l'internalisation des coûts complets est un principe en vigueur pour les autres énergies, telles que les carburants ou le gaz naturel.

Pour ce qui est des plafonnements de CSPE dont bénéficient les sites de grande consommation d'électricité et les entreprises électro-intensives, nous tenons à souligner qu'ils relèvent d'une logique conforme à celle de la directive du Conseil de l'Union européenne du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité. Cette directive, notamment son article 17, pose le principe de réduction fiscale en permettant de plafonner, au regard de la valeur ajoutée, la contribution assumée par les entreprises grandes consommatrices d'énergie. Ces plafonnements ont été institués afin d'assurer la compétitivité de notre industrie et l'attractivité de notre territoire.

S'agissant du mode de soutien aux énergies renouvelables, nous tenons à être prudents sur la recommandation consistant à écarter toute formule d'achat à « guichet ouvert ». Il nous semble important en effet de distinguer les filières déjà matures et proches des prix de marché (éolien) des filières moins matures (photovoltaïque), pour lesquelles le guichet ouvert sans régulation dynamique n'est effectivement pas la solution la plus pertinente en raison du niveau élevé des tarifs et de l'évolution rapide des coûts de production, telle qu'en atteste la mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France présidée par M. Charpin. La filière photovoltaïque a fait l'objet de mesure en 2010, puisque le niveau des tarifs a été revu à deux reprises au cours de l'année et que l'obligation d'achat a été suspendue par décret le 10 décembre 2010, à l'exception des projets de moins de 3 kWc ou des projets les plus avancés, en raison du développement à un rythme supérieur aux objectifs des installations photovoltaïques sans contrepartie industrielle suffisante. Dès l'entrée en vigueur du décret, une concertation a été engagée avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque française sur la mise en place d'un nouveau cadre de régulation. Cette concertation devra permettre d'aboutir d'ici mi-février à une proposition de nouveau cadre de régulation de la filière photovoltaïque ainsi qu'à l'élaboration d'un plan permettant de faire émerger les technologies photovoltaïques les plus innovantes et les plus performantes sur le plan environnemental.

Concernant les perspectives d'évolution du montant des charges de service public, il convient de rappeler que les prévisions sont volatiles et dépendent notamment des évolutions des prix de marché de l'électricité, du pétrole et du gaz, de façon cumulative parfois. En particulier, les coûts liés aux obligations d'achat sont très fortement dépendants du prix de marché de l'électricité, qui sert de référence pour le calcul de la compensation de

l'obligation d'achat. Pour autant, il existe des tendances de fond qui risquent d'entraîner une évolution à la hausse des charges dans les prochaines années, en particulier le développement des énergies renouvelables en conformité avec le Grenelle de l'Environnement, et les facteurs démographiques et l'accroissement tendanciel des investissements dans les zones non-interconnectées. S'agissant de ce dernier point, une mission confiée à l'ITGF et au CGIET a pour objectif de formuler des recommandations permettant de juguler les charges correspondantes et de les inscrire dans une démarche d'excellence environnementale.

**REPONSE DU MINISTRE DU BUDGET, DES COMPTES PUBLICS,
DE LA FONCTION PUBLIQUE ET DE LA REFORME DE L'ETAT,
PORTE-PAROLE DU GOUVERNEMENT**

Je tiens à saluer la qualité de ce rapport dont je partage les principaux constats. Ce travail appelle de ma part les remarques suivantes.

S'agissant de l'insuffisance de la contribution au service public de l'électricité, depuis 2009, par rapport aux charges à couvrir, la Cour souligne à juste titre la très forte progression des charges (+29% entre 2004 et 2009), du fait notamment de la rapide montée en puissance des obligations d'achat de l'énergie photovoltaïque, à des tarifs avantageux pour les producteurs. Cette progression des charges à couvrir a été sans commune mesure avec la progression de la CSPE censée les financer et dont le taux est resté inchangé depuis 2004 à 4,5 €/MWh.

Cette insuffisance de CSPE a généré un déficit cumulé important fin 2010.

Comme le rappelle la Cour, la Commission de régulation de l'énergie évalue à 12,90 €/MWh la contribution qui serait nécessaire en 2011 pour rétablir l'équilibre du système, soit une augmentation de deux tiers du prélèvement sur les factures d'électricité.

Conscient du fort déséquilibre du dispositif de la CSPE, le Gouvernement a accueilli favorablement un amendement du député Michel Diefenbacher au projet de loi de finances pour 2011 modifiant les modalités de fixation de la CSPE. En vertu du texte adopté, le niveau de la CSPE est fixé au montant préconisé par la Commission de régulation de l'énergie, dans la limite d'une évolution annuelle de +3 € par MWh. Ainsi en 2011, la contribution unitaire est relevée de 4,5 €/MWh à 7,5€/MWh.

Si la question de la recette se doit d'être posée, je tiens à indiquer que la priorité doit également être donnée à une maîtrise vigoureuse des dépenses à compenser.

Sur ce point, la Cour souligne les perspectives de très forte augmentation des charges à couvrir par la CSPE, notamment en matière de rachat d'énergies renouvelables et plus particulièrement d'énergie photovoltaïque.

Les tarifs de rachat proposés aux producteurs d'énergie photovoltaïque sont en effet quatre fois supérieurs au prix d'achat pratiqués pour les autres filières ; ils ont alimenté un important effet d'aubaine avec un effet de « bulle ». Ainsi, les objectifs de développement du photovoltaïque fixés à la suite du Grenelle de l'environnement (1,1 GW en 2012) devraient être très largement dépassés (on pourrait atteindre une capacité de 4,4 GW en 2012), sans que les objectifs de création d'emplois et de développement d'une filière industrielle française ne soient atteints.

Je ne peux donc que partager la recommandation de la Cour qui insiste sur la nécessité d'une évaluation périodique de l'efficacité de la politique de soutien au développement du photovoltaïque. Le Gouvernement a ainsi diligenté en 2010 une mission de l'Inspection générale des finances et du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France. Le moratoire instauré par le décret du 9 décembre 2010 et les travaux interministériels engagés à sa suite s'inscrivent également dans cette perspective.

La Cour indique par ailleurs « qu'en l'état actuel de la réglementation en vigueur, les prévisions d'évolution des charges par filière sont inquiétantes ». La charge de compensation pourrait en effet augmenter de plus de 5 Md€ à l'horizon 2020, dont plus de la moitié pour la filière photovoltaïque.

Je partage entièrement cette analyse qui permet de renforcer la prise de conscience des problématiques financières liées au dispositif de la CSPE. Il convient impérativement de maîtriser tout à la fois les tarifs de rachat, notamment pour le photovoltaïque, et les volumes concernés. A cet égard, un système d'appel d'offres sur des volumes prédéterminés devra être privilégié à un dispositif d'obligation d'achat à guichet ouvert qui devrait être réservé aux particuliers.

La Cour recommande enfin une réflexion et une action sur la nature et la gouvernance de la CSPE.

Selon la Cour «il s'agit bien d'un prélèvement assis sur la consommation électrique, payé par tous». Dès lors, le taux de ce

«quasi-impôt» devrait faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement.

Je partage également cette analyse : au vu des enjeux budgétaires et financiers, le Parlement devrait être en mesure de contrôler le dispositif et son équilibre.

La Cour s'interroge enfin sur l'opportunité de faire reposer sur le seul consommateur d'électricité le financement du développement des énergies renouvelables et les autres charges du service public de l'électricité. L'alternative serait un financement par l'impôt.

Je suis défavorable sur cette dernière recommandation.

Une étude de la direction générale du Trésor a en effet récemment montré qu'un financement par l'impôt était plus préjudiciable à l'économie et à l'emploi qu'un financement ciblé sur la consommation d'énergie.

Comme le souligne cette étude, la CSPE a « un impact moins négatif sur l'économie que la majorité des impôts car [elle] pèse sur un type de bien (...) pour lequel il existe des possibilités de substitution »⁴⁴

REPONSE DU PRESIDENT DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE

La présentation des charges réalisée par la Cour diffère de celle adoptée par la CRE : la Cour intègre les surcoûts liés aux contrats d'achat dans les ZNI dans les surcoûts d'achat liés à l'obligation d'achat ou aux appels d'offres, alors que la CRE les intègre dans les surcoûts liés à la péréquation tarifaire.

Outre le fait que ces contrats concernent pour beaucoup des centrales thermiques qui ne relèvent ni de l'obligation d'achat ni d'un appel d'offres, les surcoûts liés à ces contrats sont essentiellement dus à la péréquation tarifaire. Seuls les surcoûts liés au photovoltaïque sont également dus à des coûts de production beaucoup plus élevés que le coût des centrales thermiques dans ces zones.

La CRE considère donc qu'il serait préférable de considérer dans le rapport public la même répartition des charges que celle adoptée et rendue publique par la CRE.

⁴⁴ Cahiers, Document de travail de la DG Trésor, numéro 2010/06, Impacts macroéconomiques du Grenelle de l'environnement.

REPONSE DU PRESIDENT DIRECTEUR GENERAL D'EDF

EDF partage l'analyse de la Cour sur la dérive observée du mécanisme de financement des charges de service public de l'électricité relevant de la CSPE.

Le développement des énergies renouvelables, auquel EDF est favorable, ne peut se réaliser pour le moment sans mesures incitatives. Toutefois l'impact de ces mesures doit rester sous centrale, c'est pourquoi EDF soutient les préconisations de la Cour concernant la nécessité d'une action résolue de maîtrise de ces incitations, et plus généralement la recherche d'un meilleur pilotage de la politique de soutien aux filières, et notamment au photovoltaïque.

EDF adhère aux observations de la Cour sur la question du financement des charges de service public de l'électricité relevant de la CSPE. Le déséquilibre dans la compensation pour EDF des charges de service public exposées crée un déficit qui atteindra au moins 2,6 Md€ fin 2010 (sans même qu'il ne soit prévu une couverture des charges financières encourues). Ce déséquilibre est appelé à croître pendant plusieurs années sur les comptes de l'entreprise malgré les dispositions de relèvement annuel automatique de la CSPE jusqu'à 3 €/MWh instaurées par la loi de Finances pour 2011.

Les hausses successives de taxes sur les consommations d'électricité imposées par le rattrapage de ce déficit se cumulent avec la croissance prévue des charges futures de service public liées au développement des énergies renouvelables.

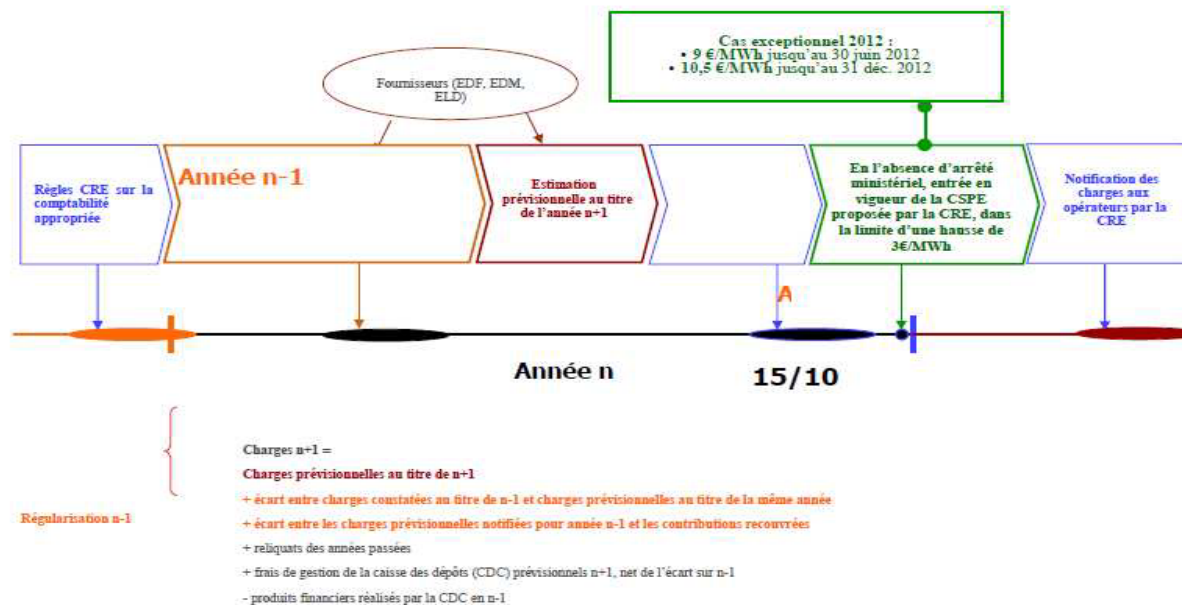
L'ensemble de ces hausses qui sont extrinsèques au fonctionnement d'EDF devront s'ajouter aux hausses tarifaires nécessaires par ailleurs, pour permettre le financement du bon fonctionnement et de la pérennisation de l'outil industriel d'EDF.

Dans ces conditions, les augmentations finales de la facture d'électricité résultant de la situation décrite par la Cour ne pourront qu'avoir un effet préjudiciable à l'image d'EDF auprès du consommateur final.

Il serait équitable, comme le recommande la Cour, que le financement du soutien au développement des énergies renouvelables, en sus de l'effort de maîtrise souhaité par la Cour, fasse l'objet d'un réexamen, pour que l'effort ne soit pas supporté comme jusqu'à présent uniquement par les seuls consommateurs d'électricité, mais partagé par l'ensemble des consommateurs d'énergie.

Annexe 3

Mécanisme d'évaluation des charges de CSPE



Annexe 4

Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération

(extrait du site Internet de la direction générale de l'énergie et du climat)

Les principes de l'obligation d'achat de l'électricité d'origine renouvelable figurent dans l'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000. Il précise que les tarifs d'achat ont vocation à assurer une rentabilité normale aux investissements de production d'électricité d'origine renouvelable. Pour ce faire, le niveau de prix auquel le distributeur d'énergie doit racheter l'électricité est fixé par arrêté à un niveau supérieur au niveau du prix de marché.

Chaque filière fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie.

Les arrêtés tarifaires initiaux ont été pris en 2001, 2002 et 2003. De nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ont été validées au cours des années 2006, 2007, 2009 et 2010 pour certaines filières.

Le tableau ci-après résume les principales conditions concernant les tarifs d'achat par filière :

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	<u>1^{er} mars 2007</u>	20 ans	- 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production - 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
	<u>25 juin 2001</u> (abrogé)	20 ans	5,49 à 6,1 c€/kWh (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production
Géothermie	<u>Arrêté du 23 juillet 2010</u>	15 ans	- métropole : 20 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh - départements d'outre-mer : 13 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans	- métropole : 12 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh - départements d'outre-mer : 10 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
	<u>13 mars 2002</u> (abrogé)	15 ans	7,62 c€/kWh (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Energie éolienne	<u>17 novembre 2008</u>		- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
	<u>8 juin 2001</u> (abrogé)	15 ans	8,38 c€/kWh (55 cF/kWh) pendant 5 ans, puis 3,05 à 8,38 c€/kWh (20 à 55 cF/kWh) pendant 10 ans selon les sites

Photovoltaïque	<u>4 mars 2011</u>	20 ans	Tarif applicables aux projets dont la demande de raccordement a été envoyée avant le 1er juillet 2011 : - installations intégrées au bâti : 46 c€/kWh, 40,6, 40,25 ou 35,2 selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - installations intégrée simplifiée au bâti : 30,35 ou 28,85 c€/kWh - autres installations : 12 c€/kWh Tarif applicables aux projets dont la demande de raccordement est envoyée entre le 1er juillet et le 30 septembre 2011 : - installations intégrées au bâti : 42,55 c€/kWh, 37,23, 36,74 ou 31,85 selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - installations intégrée simplifiée au bâti : 26,09 ou 27,46 c€/kWh - autres installations : 11,688 c€/kWh »
	<u>31 août 2010</u> (abrogé)	20 ans	- installations intégrées au bâti : 58 c€/kWh, 51 c€/kWh ou 44 c€/kWh selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - installations intégrée simplifiée au bâti : 37 c€/kWh - autres installations : départements d'outre-mer, Mayotte : 35.2 c€/kWh ; métropole : 27.6 c€/kWh modulé de +0 % à +20 % selon l'ensoleillement moyen de la zone d'implantation.
	<u>12 janvier 2010</u> et <u>arrêté modificatif du 15 janvier 2010</u> (abrogé)	20 ans	- installations intégrées au bâti : 58 c€/kWh ou 50 c€/kWh selon l'usage du bâtiment - installations intégrée simplifiée au bâti : 42 c€/kWh. - autres installations : départements d'outre-mer, Mayotte : 40 c€/kWh ; métropole : 31.4 c€/kWh modulé de +0 % à +20 % selon l'ensoleillement moyen de la zone d'implantation.
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	20 ans	- métropole : 30 c€/kWh + prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh - Corse, départements d'outre-mer, Mayotte : 40 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 15 c€/kWh.
Cogénération	<u>31 juillet 2001</u>	12 ans	6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	<u>2 octobre 2001</u>	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)

Combustion de matières non fossiles animales (biomasse)	<u>27 janvier 2011</u>	20 ans	4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>28 décembre 2009</u> (abrogé)	20 ans	4,5 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
Combustion de matières non fossiles végétales (biomasse)	<u>27 janvier 2011</u>	20 ans	4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>28 décembre 2009</u> (abrogé)	20 ans	4,5 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>16 avril 2002</u> (abrogé)	15 ans	4,9 c€/kWh (32,1 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et de 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Déchets animaux bruts ou transformés (farines animales)	<u>27 janvier 2011</u>	20 ans	4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>28 décembre 2009</u> (abrogé)	20 ans	4,5 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	<u>13 mars 2002</u> (abrogé)	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
Biogaz	<u>19 mai 2011</u>	15 ans	Tarif compris entre 8,121 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel s'ajoute une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh

	<u>3 octobre 2001</u> (abrogé)	15 ans	4,5 à 5,72 c€/kWh (29,5 à 37,5 cF/kWh) selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh) (valable pour le biogaz de décharge uniquement)
Méthanisation	<u>19 mai 2011</u>	15 ans	Tarif compris entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel s'ajoutent une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh
	<u>10 juillet 2006</u> (abrogé)	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh , + prime à la méthanisation de 2c€/kWh .
	<u>13 mars 2002</u> (abrogé)	15 ans	4,6 c€/kWh (30,2 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	<u>13 mars 2002</u>	15 ans	7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

Annexe 5

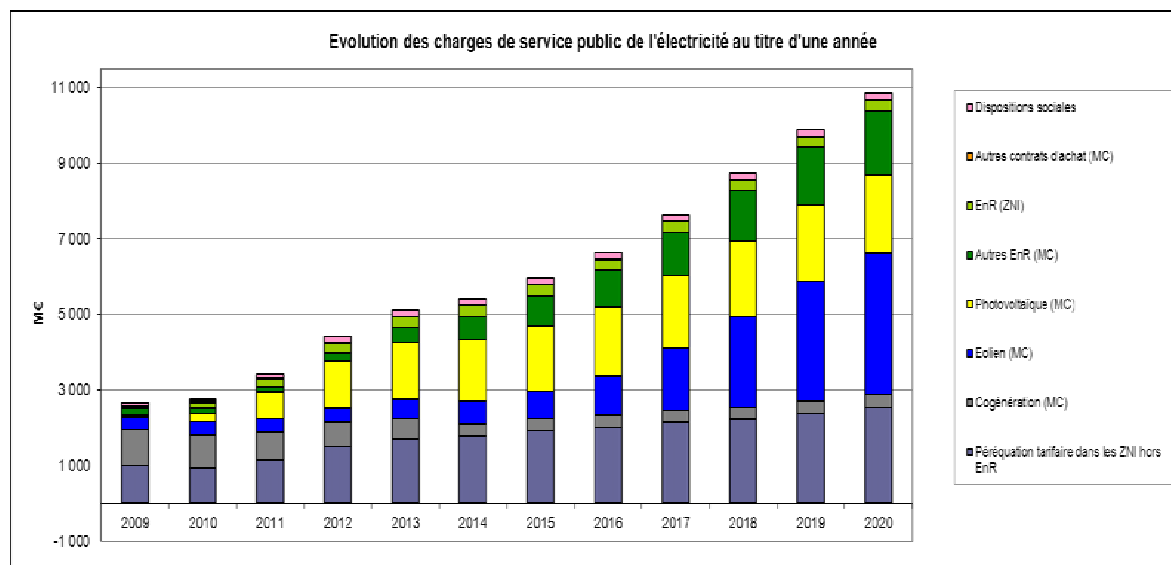
Tableau de synthèse de la commission de régulation de l'énergie

en M€	2009 prév.	2009**	2010 prév.	2010	2011 prév.	2012 prév.	2020 prév.
Charges dues aux contrats d'achat en métropole (MC*)	654,2	1 562,1	1 239,8	1 574,4	2 202,4	2 780,4	7 844,7
Cogénération	521,3	950,6	668,9	823,1	705,3	709,2	326,3
Energies renouvelables	93,8	561,1	528,0	706,7	1 468,3	2 051,4	7 518,4
<i>Eolien</i>	116,3	319,2	312,4	344,1	407,8	494,9	3 729,9
<i>dont éolien à terre</i>	116,3	319,2	312,4	344,1	407,8	494,9	1 157,8
<i>dont éolien offshore</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 572,1
<i>Photovoltaïque</i>	55,9	54,3	128,1	208,9	915,2	1 373,1	2 080,1
<i>Hydraulique</i>	-62,3	115,5	28,8	80,7	65,9	62,1	59,0
<i>Géothermie</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,5	2,1
<i>Biomasse</i>	17,9	20,9	43,1	29,5	52,0	81,3	1 263,0
<i>Biogaz</i>	2,9	25,1	22,8	30,0	31,8	41,3	404,3
<i>Incinération</i>	-36,9	26,0	-7,1	13,5	-5,5	-1,9	-20,0
Autres installations	39,1	51,9	42,9	44,6	28,9	19,8	0,0
Charges dues à la péréquation tarifaire en ZNI*	1 137,1	1 056,6	917,8	1 018,3	1 214,0	1 382,0	2 823,8
Surcoût de production	853,6	846,4	655,0	724,4	845,1	901,0	703,1

Contrats d'achat	283,5	210,2	262,8	293,9	368,9	481,0	2 120,6
<i>Eolien</i>	4,9	5,2	4,5	3,8	5,7	6,0	19,3
<i>Photovoltaïque</i>	32,0	14,1	51,6	40,9	82,9	153,9	227,8
<i>Hydraulique</i>	1,4	2,2	1,6	2,2	1,9	3,0	3,2
<i>Géothermie</i>	4,8	1,4	4,8	0,3	5,4	5,9	8,7
<i>Biomasse</i>	0,5	0,0	0,7	0,0	1,3	1,4	11,3
<i>Biogaz</i>	0,8	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	2,3
<i>Incinération</i>	0,4	0,5	0,4	0,4	0,6	0,4	-1,2
<i>Interconnexion</i>	19,0	10,4	14,8	10,5	8,7	15,6	37,3
<i>Bagasse-charbon</i>	160,9	137,5	134,9	168,2	194,3	209,3	613,0
<i>Thermique</i>	58,7	33,1	48,9	66,6	67,2	84,3	1 198,9
Dispositions sociales	75,9	66,3	75,1	61,7	48,5	98,4	187,9
TOTAL	1 867,2	2 686,5	2 232,7	2 654,5	3 465,0	4 260,8	10 856,4

* MC : métropole continentale ; ZNI : zones non interconnectées

** les charges 2009 incluent des reliquats de charges sur l'exercice 2009 déclarés par EDF à la commission de régulation de l'énergie en 2011



Source : commission de régulation de l'énergie

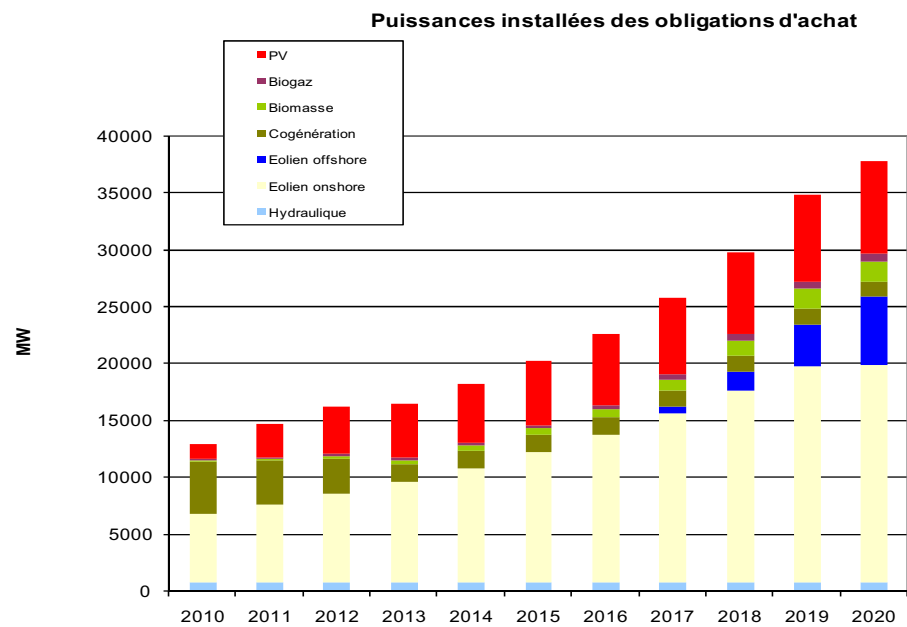
Annexe 6

Estimations de la direction générale de l'énergie et du climat

1- Estimations en puissance installée

Puissance (MW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENR				8 385	10 785	13 117	14 805	16 674	18 756	21 087	24 311	28 282	33 418	36 450
PV	9	29	89	1 345	2 847	4 147	4 647	5 147	5 647	6 147	6 647	7 147	7 647	8 147
Biomasse	ND	ND	ND	134	178	238	318	424	567	757	1 011	1 349	1 764	1 824
Biogaz	ND	ND	ND	131	156	186	222	264	315	375	447	532	626	638
Eolien onshore	2 484	3 532	4 621	6 000	6 828	7 770	8 843	10 063	11 452	13 032	14 830	16 877	19 005	19 065
Eolien offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	1 600	3 600	6 000
Hydraulique	ND	ND	ND	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776	776
Cogénération	4785*	4624*	4575*	4 609	3 873	3 137	1 608	1 519	1 505	1 471	1 420	1 428	1 393	1 314

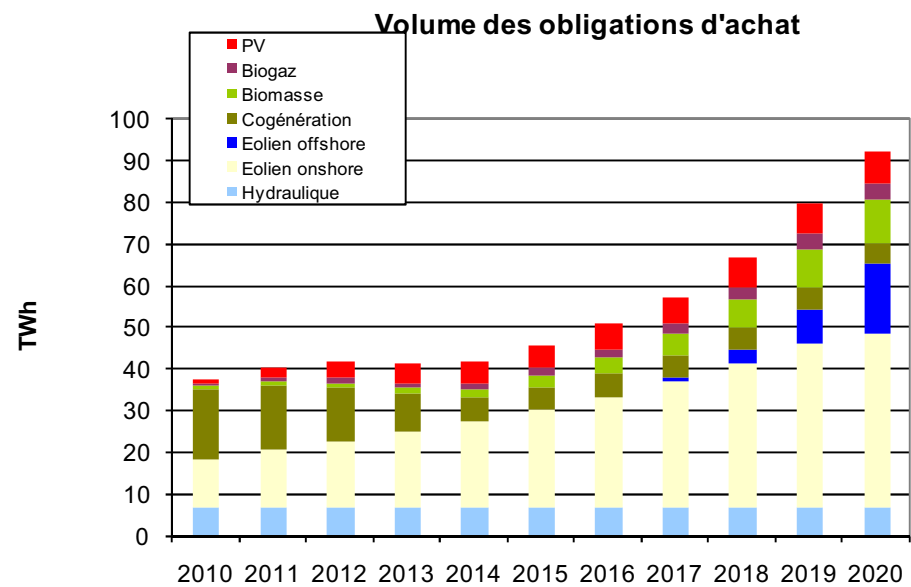
* Données EDF



2- Estimations du volume des obligations d'achat

Production (TWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENR	11	13	15	21	25	29	32	36	40	45	52	62	75	87
<i>PV</i>		0,04	0,1	1	2	4	5	5	6	6	6	7	7	8
<i>Biomasse</i>	1	0,34	0,4	1	1	1	2	2	3	4	5	7	9	11
<i>Biogaz</i>		0,43	0,6	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4
<i>Eolien onshore</i>	4	5	8	12	14	16	18	21	24	27	30	35	39	42
<i>Eolien offshore</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4	8	17
<i>Hydraulique</i>	6	7	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Cogénération	14	14	13	17	16	13	9	6	5	5	5	5	5	5

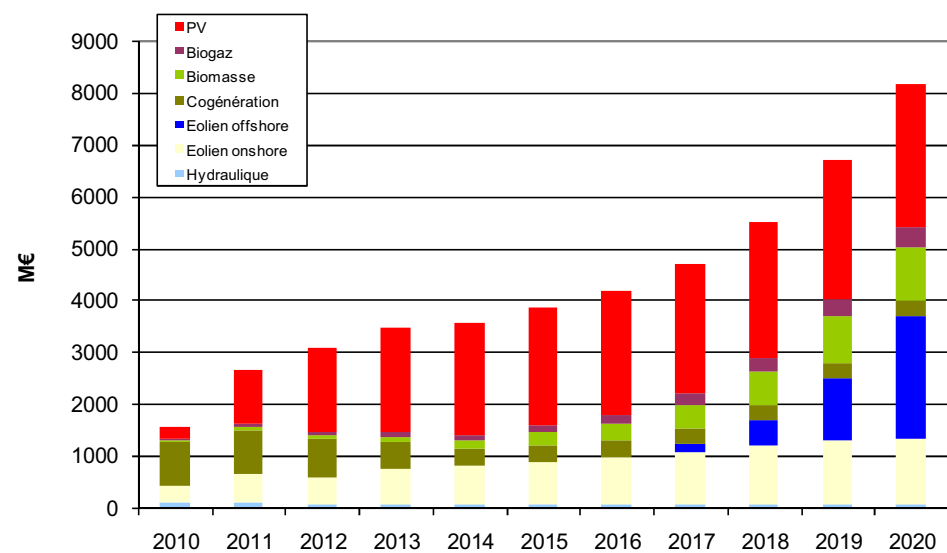
*Les données 2007 à 2009 sont des données de la CRE. Le total présenté ici ne prend pas en compte l'incinération, la géothermie, et la bagasse charbon.



3- Estimations du coût des énergies renouvelables dans la CSPE

Coût (M€)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENR	337,2	14,1	582,2	755	1 789	2 338	2 940	3 236	3 543	3 875	4 406	5 210	6 412	7 880
<i>PV</i>	ND	14,5	66	250	1 043	1 630	2 005	2 153	2 285	2 403	2 516	2 616	2 702	2 778
<i>Biomasse</i>	ND	4,7	21	30	60	80	122	173	241	335	467	647	893	1 055
<i>Biogaz</i>	ND	4,3	26	31	41	52	75	99	128	163	207	260	325	364
<i>Eolien onshore</i>	ND	85,9	324	348	552	526	664	740	822	910	1 014	1 126	1 242	1 291
<i>Eolien offshore</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141	501	1 195	2 340
<i>Hydraulique</i>	ND	-68	118	83	94	50	75	71	68	64	62	59	55	52
Cogénération	768,4	828	950	823	856	737	515	323	312	309	303	299	298	289

*Les données de 2007 à 2010 sont des données de la CRE. Le total EnR ne correspond pas à la somme des postes détaillés puisque ne figurent pas l'incinération et la géothermie.

Coût des ENR dans la CSPE

Annexe 7

Estimations de la direction générale de l'énergie et du climat : évolution de la CSPE entre 2010 et 2020

Année	2010*	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prix de marché retenus (hypothèse CRE) en €/MWh	47,5	48,9	56,7	54	55,6	57,3	59	60,8	62,6	64,5	66,4
Charges (M€) :											
ZNI (péréquation tarifaire)	970	991	1041	1093	1147	1205	1265	1328	1395	1465	1538
<i>Surcoût de production</i>	724	721	757	795	835	876	920	966	1015	1065	1119
<i>Contrats d'achat (hors EnR)</i>	245	270	284	298	313	328	345	362	380	399	419
Dispositif sociaux	62	75	92	160	163	166	170	173	177	180	184
ENR	755	1789	2338	2940	3236	3543	3875	4406	5210	6412	7880
<i>PV</i>	250	1043	1630	2005	2153	2285	2403	2516	2616	2702	2778
<i>Biomasse</i>	30	60	80	122	173	241	335	467	647	893	1055
<i>Biogaz</i>	31	41	52	75	99	128	163	207	260	325	364
<i>Eolien onshore</i>	348	552	526	664	740	822	910	1014	1126	1242	1291
<i>Eolien offshore</i>	0	0	0	0	0	0	0	141	501	1195	2340
<i>Hydraulique</i>	83	94	50	75	71	68	64	62	59	55	52
<i>Cogénération</i>	823	856	737	515	323	312	309	303	299	298	289
<i>Autres OA (MC)</i>	45	29	30,3	31,9	33,5	35,1	36,9	38,7	40,7	42,7	44,8
charge d'intérêts (portage de la dette)	1622	2674	3105	3487	3592	3891	4221	4747	5549	6753	8214
Total des charges au titre de l'année	2654	3741	4237	4740	4903	5262	5656	6249	7121	8398	9935
Report n-2	211	1351	955	2069	1552	1766	265	0	0	0	0
<i>Dette cumulée</i>	2235	2952	3550	3246	1959	193	0	0	0	0	425
TOTAL	2865	5092	5192	6809	6455	7028	5921	6249	7121	8398	9935
Recettes**	1 936	3 023	3 640	5 043	6190	7 028	5 921	6 249	7 121	8 327	9 510
Assiette CSPE (TWh)	375	372	374	374	375	377	386	390	392	393	393
<i>Croissance annuelle de la consommation (%)</i>	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,6%
charges unitaire (€/MWh)***	7,6	13,7	13,9	18,2	17,2	18,6	15,3	16,0	18,2	21,4	25,3
<i>dont charge unitaire pour couvrir les charges seules</i>	7,1	10,1	11,3	12,7	13,1	14,0	14,7	16,0	18,2	21,4	25,3
Contribution unitaire (€/MWh)****	4,5	8,1	9,7	13,5	16,5	18,6	15,3	16,0	18,2	21,2	24,2

*Pour 2010, les chiffres indiqués sont les montants constatés par la commission de régulation de l'énergie

**Recettes = Assiette CSPE*Contribution unitaire fixée

***Charge unitaire = Total / assiette CSPE

****Contribution unitaire fixée comme le minimum entre la contribution de l'année précédente+ 3€ et la charge unitaire. Pour 2011 et 2012, la contribution correspond à la pondération entre 2 niveaux de contribution (ex: en 2012, pondération entre 9€/MWh et 10,5€/MWh)

Annexe 8

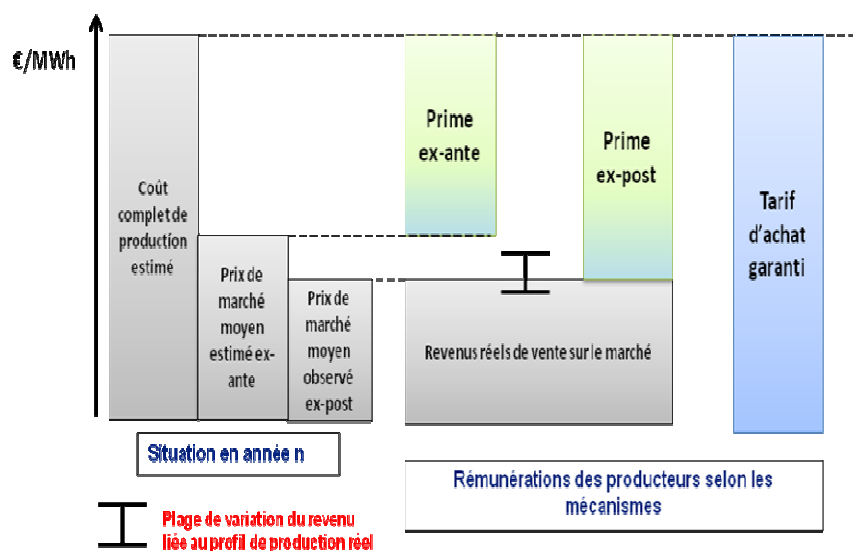
Obligations d'achat : résumé des difficultés identifiées et évolutions proposées

Difficultés du système actuel		Réforme	Réponse à la difficulté identifiée	Inconvénient
Distorsions de concurrence potentielles liées à la difficulté de calculer le juste niveau de la compensation	Différentiel valeur de marché réelle et calculée	Transfert de l'activité d'acheteur obligé au gestionnaire du réseau de transport (GRT)	Pas de distorsion car GRT hors champ concurrentiel	Transfert du passif entre EDF et GRT
	Non prise en compte de certains coûts pour l'AO (coûts gestion, ajustement, passif)		Estimation plus facile des coûts car périmètre spécifique pour l'EnRe	
Distorsion de signal prix	Élasticité prix de l'offre nulle	Passage du mécanisme de tarif d'achat à celui de prime	Rémunération fonction du prix de marché + meilleure intégration au marché	Coût d'utilisation du marché
Prise en compte imparfaite de la valeur future de l'EnRe	Incitation faible pour les contrats LT		Meilleure incitation à la valorisation et intégration au marché	
Diminution de la liquidité et de la transparence du marché organisé	Production d'EnRe intégrée au périmètre EDF	Vente de l'électricité verte sur le marché	Plus de liquidité et de transparence (charges EnR mieux identifiées)	
Non valorisation du caractère renouvelable	non valorisation actuelle	valorisation automatique par RTE avec fonds spécifique pour assurer l'additionnalité	meilleure valorisation de la valeur verte	Coût de transaction

Source : Direction Générale du Trésor, bureau économie des réseaux (note du 3 janvier 2012)

Annexe 9

Dispositif d'obligation d'achat : mécanisme de prime calculée ex-post (modèle des Pays-Bas)



Source : direction générale du Trésor