

N° 2451

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

TREIZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 14 avril 2010.

PROJET DE LOI

portant nouvelle organisation du marché de l'électricité,

(Renvoyé à la commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire, à défaut de constitution d'une commission spéciale dans les délais prévus par les articles 30 et 31 du Règlement.)

PRÉSENTÉ

AU NOM DE M. François FILLON,
Premier ministre,

PAR M. Jean-Louis BORLOO,
ministre d'État, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat.

EXPOSÉ DES MOTIFS

MESDAMES, MESSIEURS,

La politique énergétique de la France vise à garantir la sécurité d'approvisionnement des Français, à contribuer à la compétitivité économique du territoire, à préserver l'environnement et à assurer à chacun un accès à l'énergie. Avec les mêmes objectifs, elle s'insère dans le cadre du marché européen de l'énergie.

La France a fait le choix audacieux de développer un parc nucléaire qui concourt à notre indépendance énergétique, à la limitation des émissions de gaz à effet de serre et à l'attractivité de notre territoire par la compétitivité et la stabilité des prix de l'électricité. Ceux-ci sont, en 2009, inférieurs de 27 % à la moyenne européenne pour les ménages et de 33 % pour les autres consommateurs.

Le Gouvernement estime intangible le maintien de prix de l'électricité fondés sur les conditions économiques du parc de production français, et notamment sur sa forte composante électro-nucléaire, ce que ne reflètent pas les prix observés sur les marchés européens de gros de l'électricité. C'est pour identifier le cadre pérenne permettant de concilier cet objectif avec les autres piliers de la politique énergétique que le Gouvernement a mis en place une commission, présidée par Paul Champsaur et rassemblant des experts et des parlementaires. La commission a remis son rapport aux ministres en avril 2009.

Après les avoir analysées et confrontées à un large panel d'acteurs, le Gouvernement a acquis la conviction de la pertinence des recommandations de la commission Champsaur. Le Gouvernement a ainsi décidé de mettre en place une nouvelle organisation du marché de l'électricité conciliant une forte régulation et un encouragement au développement de la concurrence pour :

- préserver, pour l'ensemble des consommateurs, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire par des prix et des tarifs reflétant de manière cohérente la réalité industrielle du parc de production, comme le garantissaient jusqu'à présent les tarifs réglementés de vente ; garantir que ce bénéfice est accessible à chaque consommateur quel que soit son choix de fournisseur d'électricité ;

- assurer le financement du parc de production existant et favoriser les investissements en responsabilisant les fournisseurs en les encourageant à développer des offres de maîtrise de la demande en électricité notamment lors des pointes de consommation et à investir dans les moyens de production nécessaires.

- permettre à la concurrence de s'exercer, notamment là où elle peut le plus susciter l'innovation, pour permettre à chacun de mieux consommer ;

Les principes de cette nouvelle organisation du marché de l'électricité consistent à :

- assurer aux fournisseurs d'électricité un accès régulé à l'électricité de base d'EDF dans les mêmes conditions économiques qu'EDF ;

- permettre de la sorte à chaque consommateur d'avoir le choix entre des offres compétitives et innovantes, notamment en matière de maîtrise de la demande et de services, de différents fournisseurs ;

- renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France en obligeant tous les fournisseurs à disposer, directement ou indirectement, des capacités de production ou d'effacement suffisantes pour approvisionner à tout instant leurs clients, en pleine cohérence avec les conclusions du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique présidé par Serge Poignant, député de Loire-Atlantique et Bruno Sido, sénateur de la Haute Marne ;

- éviter les effets d'aubaine en garantissant par une clause de complément de prix que l'électricité de base acquise par l'accès régulé à l'électricité de base des fournisseurs alternatifs est strictement proportionnée à leurs besoins au vu de leur volonté d'être compétitifs vis-à-vis d'EDF sur le marché domestique français ;

- enfin, conforter les tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs, mais permettre leur extinction pour les gros, dès lors que l'accès régulé à l'électricité de base permettra aux fournisseurs de proposer des offres reflétant les conditions économiques du parc de production français.

Une telle réforme, donnant de manière transitoire et limitée aux fournisseurs des conditions d'accès à l'électricité de base équivalentes à celles d'EDF, apparaît comme le seul moyen de répondre à la fois aux objectifs d'intérêt général de continuer à faire bénéficier les

consommateurs de la compétitivité du parc de production électrique en France tout en ouvrant effectivement à la concurrence la fourniture d'électricité, et d'offrir un cadre stable et durable à l'industrie électrique. Du point de vue de son activité de fourniture d'électricité, EDF serait ainsi placé sur un pied d'égalité avec les fournisseurs alternatifs. Par rapport à la situation actuelle dans laquelle EDF vend à des consommateurs finals à des prix régulés, cela conduira EDF à vendre une partie de sa production d'électricité de base, non plus à des consommateurs finals, mais à des fournisseurs toujours à un prix régulé. La fixation du prix de cet accès régulé à l'électricité de base, encadrée par la Commission de régulation de l'énergie, permettra une juste rémunération d'EDF, lui donnera une meilleure visibilité sur ces revenus et lui permettra de réaliser les investissements nécessaires sur son parc de centrales nucléaires. EDF ne sera donc pas lésé au-delà de l'impact de la perte de parts de marché dans l'activité aval de fourniture inhérente à l'ouverture des marchés.

Ce projet de loi contribuera ainsi à mettre en place une régulation ciblée et efficace du marché électrique qui permettra aux consommateurs de continuer à bénéficier de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire, tout en développant pleinement, pour le consommateur, l'innovation et la faculté de choix. Cette nouvelle organisation sera mise en place dès la fin du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), dispositif transitoire créé en 2006 pour les industriels et très contesté.

L'**article 1^{er}**, qui crée un article 4-1 dans la loi 2000-108 relative à la modernisation du service public de l'électricité, met en place l'accès régulé à l'électricité de base, c'est-à-dire le droit pour les fournisseurs, et l'obligation pour EDF, de conclure des contrats d'achat d'électricité à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur.

Le **I** rappelle les objectifs d'intérêt général qui légitiment la mise en place transitoire et limitée de l'accès régulé à l'électricité de base par les fournisseurs.

Le **II** prévoit dans son premier alinéa l'obligation pour EDF de conclure de tels contrats à des conditions économiques représentatives des centrales nucléaires actuellement en service. Ainsi, les fournisseurs alternatifs disposeront de conditions équivalentes à celles d'EDF en ce qui concerne leur approvisionnement en électricité de base. Ils seront donc en mesure de faire des offres compétitives par rapport à celles d'EDF, qu'elles soient réglementées ou non.

Cette régulation doit être proportionnée aux objectifs de développement de la concurrence. S'agissant d'une régulation, dite asymétrique, d'EDF en tant qu'acteur historique dominant, elle a vocation à être plafonnée. Le troisième alinéa pose ainsi le principe d'un plafonnement du dispositif. Le plafond est déterminé par le Gouvernement après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Il est établi de sorte à ne pas brider le développement de la concurrence sur la fourniture aux clients finals. Le plafond doit demeurer proportionné aux objectifs proposés et ne pourra excéder 100 TWh / an soit environ un quart de la production nucléaire d'EDF. Le plafond ne sera sans doute pas atteint avant plusieurs années si la concurrence évolue au rythme habituellement constaté lors de l'ouverture de marchés.

Le III affirme le droit des fournisseurs à conclure des contrats d'accès régulé à l'électricité de base avec EDF, pour une quantité d'électricité déterminée de sorte à leur donner des conditions équivalentes à celles d'EDF en ce qui concerne leur approvisionnement en électricité de base. Ils seront calculés de manière transparente et non discriminatoire, sur la base des prévisions d'évolution du portefeuille de clients en France des fournisseurs, en cohérence avec la réalité de ce que représente pour EDF l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques dans l'approvisionnement du même type de portefeuille de clients. Il s'agit donc d'un système équitable, qui n'entrave pas le potentiel de développement des fournisseurs alternatifs, sans pour autant leur donner une situation plus favorable qu'EDF.

Les droits d'accès régulé à l'électricité de base sont déterminés par référence aux consommations sur le territoire national interconnecté au réseau métropolitain continental. Pour les zones non interconnectées, un dispositif de péréquation par la Contribution au service public de l'électricité permet déjà à chaque fournisseur de se voir compenser les surcoûts de production par rapport au territoire métropolitain continental. Ainsi, le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base n'a pas vocation à s'appliquer pour les consommations sur ces territoires.

La Commission de régulation de l'énergie est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifiera aux cocontractants. Les prévisions détaillées des fournisseurs ne seront connues que de la CRE. EDF ne disposera pas d'information privilégiée par rapport à ses concurrents.

Les quantités d'électricités que les gestionnaires de réseaux achètent pour compenser les « pertes » dues notamment à l'échauffement des câbles ont vocation à être éligibles au dispositif d'accès régulé à l'électricité de base, c'est-à-dire à donner le droit, aux fournisseurs d'électricité qui fourniront les gestionnaires de réseau, d'acheter à EDF de l'électricité dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité de base. Les quantités d'électricité correspondantes sont limitées à 20 TWh/an et s'ajoutent le cas échéant au plafond prévu au II. Le mécanisme est mis en place progressivement sur trois ans à partir de la fixation du prochain tarif d'utilisation des réseaux en 2013. Ce délai est nécessaire car l'achat des pertes est d'ores et déjà couvert, en partie, pour les trois ans qui viennent. Par ailleurs, l'alimentation des pertes dans les modalités actuelles fait intervenir l'ensemble des acteurs de marché et joue de ce fait un rôle significatif dans l'animation du marché de gros de l'électricité. Aussi, la mise en place ultérieure et progressive du mécanisme pour les pertes permet de mieux anticiper et de contrôler son impact éventuel sur le fonctionnement du marché de gros.

Enfin, une « clause de sauvegarde » prévoit, en cas de circonstances exceptionnelles affectant le parc nucléaire historique, la suspension de ces contrats par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Le IV précise les modalités de calcul des droits.

Afin de s'assurer du reflet du prix d'accès régulé à l'électricité de base dans les offres de détail dès la mise en place du dispositif, le 1° prévoit de réserver l'accès régulé à l'électricité de base aux seuls contrats de fourniture aux consommateurs finals conclus ou renégociés après le vote de cette loi. Les plus petits consommateurs font exception à cette règle, car la correspondance entre les prix qu'ils paient aujourd'hui pour les offres libres et les tarifs réglementés élimine de fait le risque d'effet d'aubaine.

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base peut être complémentaire mais ne doit pas faire double emploi au risque d'un effet d'aubaine avec un approvisionnement des *électro intensifs via le consortium Exeltium* qui bénéficie d'une autorisation particulière de conclure des contrats de long terme d'approvisionnement en électricité ; c'est l'objet du 2°.

Le 3° prévoit de laisser la possibilité de pouvoir déduire des droits d'un fournisseur d'accès régulé à l'électricité de base, d'un commun accord entre lui et EDF, les quantités d'électricité de base dont il disposerait par le biais de nouveaux contrats conclus de gré à gré avec EDF. Un tel

mécanisme contribuera à inciter EDF et les fournisseurs d'électricité à conclure des contrats adaptés, à caractère plus industriel, permettant, le cas échéant, de mieux répondre aux besoins des co-contractants que la simple vente d'électricité à un prix régulé. Ces contrats pourront, par exemple, proposer un prix de l'électricité moins élevé que le prix régulé en contrepartie d'un partage du risque entre EDF et l'acheteur ou prévoir une participation du fournisseur à des investissements réalisés par EDF. Le fournisseur ne serait ainsi pas un simple acheteur-revendeur d'électricité mais un industriel impliqué de l'amont à l'aval.

Afin d'éviter les éventuels effets d'aubaine, le V met en place un mécanisme d'ajustement, qui compense rétroactivement les volumes accordés en excès si le développement du portefeuille des fournisseurs ne s'est pas déroulé conformément à leurs prévisions. Ce mécanisme prend la forme d'un complément de prix pour toute quantité d'électricité attribuée en excès. Le complément de prix sera basé sur la différence entre le prix régulé d'achat de cette électricité et le prix de marché sur lequel le fournisseur aura pu vendre cet excédent, majoré des intérêts, et éventuellement ajusté en fonction de l'écart entre la prévision et le constaté, pour empêcher les comportements spéculatifs sans pour autant pénaliser les fournisseurs de bonne foi

La Commission de régulation de l'énergie aura les moyens d'instruction lui permettant d'établir si des comportements visant à détourner le système de ses finalités sont avérés, et le cas échéant à les sanctionner (cf. infra article 7).

Le VI précise les conditions de détermination du prix régulé de ces contrats d'accès régulé à l'électricité de base qui sera représentatif des conditions économiques des centrales nucléaires déjà en service. Ainsi, EDF et les fournisseurs alternatifs auront des conditions équivalentes d'accès à l'électricité de base. Le prix couvrira les coûts complets (rémunération des capitaux, dépenses d'exploitation, dépenses d'investissement, charges nucléaires de long terme). et pourra être lissé pour permettre la réalisation de provisions nécessaires à l'investissement. Ainsi, le prix de cet accès régulé à l'électricité de base permettra une juste rémunération d'EDF, une meilleure visibilité sur ces revenus, et la réalisation des investissements nécessaires sur son parc de centrales nucléaires. Dans la pratique, ce prix permettra que les entreprises du secteur électrique se trouvent dans une situation financière saine à l'approche de la fin de vie du parc nucléaire historique, pour être en mesure de pouvoir contribuer au renouvellement des capacités de production

d'électricité. Ce prix sera arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie selon une méthode, définie par décret en Conseil d'Etat, permettant d'identifier les coûts du parc nucléaire historique. Par exception, dans les 3 prochaines années, jusqu'à l'achèvement de la phase de transition, le prix sera déterminé par les ministres après avis de la CRE. Dans un premier temps, et afin d'assurer une bonne transition, le prix effectif de l'accès régulé à l'électricité de base sera cohérent avec le prix facturé aux clients bénéficiant du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Le dispositif est mis en place pour une période transitoire de 15 ans de nature à assurer à tous les acteurs une visibilité suffisante et cohérente avec la perspective de début du renouvellement du parc nucléaire. **Le VII** prévoit des bilans périodiques que le Gouvernement adressera au Parlement notamment sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie, de l'Autorité de la concurrence pour mettre en œuvre une régulation évolutive et dynamique au sein de ce nouveau cadre de fonctionnement du marché de l'électricité. En effet, cette régulation devra s'adapter à la levée progressive des incertitudes ainsi qu'à l'évolution de la réalité industrielle du parc de production. Schématiquement on peut dégager trois phases au cours de cette période.

Durant les cinq prochaines années, l'enjeu industriel porte sur le rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire et les investissements dans les moyens de production de base et de pointe. Pendant cette période, il s'agit aussi d'étudier les conditions de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire et de documenter les investissements nécessaires. En effet, si dans une perspective économique et sous réserve de toute exigence en terme de sûreté, le scénario privilégié repose sur la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans après des investissements de jouvence, l'Autorité de sûreté nucléaire est la seule compétente et habilitée à se prononcer sur la fermeture ou la prolongation de chaque réacteur, le cas échéant à la condition que des investissements soient réalisés. Enfin, cette première phase s'achèvera par la convergence de toutes les références de prix.

De 2015 à 2020, les investissements nécessaires, le cas échéant, à la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire devront être engagés et leur coût pris en compte dans le prix de l'accès régulé à l'électricité de base.

Enfin de 2020 à 2025, il conviendra d'engager la préparation du renouvellement du parc nucléaire. Le coût de renouvellement pourra alors progressivement devenir une référence de prix pertinente pour le consommateur.

Au-delà de la gestion de ces incertitudes industrielles, il conviendra également de s'assurer, tout au long de cette période, de l'efficacité de cette nouvelle organisation du marché de l'électricité à la fois en ce qui concerne le développement effectif de la concurrence, la cohérence entre les offres de détail des fournisseurs et le prix de l'accès régulé à l'électricité de base et la participation de tous les acteurs aux investissements dans le renouvellement des capacités.

L'article 2 demande à chaque fournisseur d'électricité de prendre sa juste part de responsabilité, en fonction de son portefeuille de clients, dans le bon fonctionnement du système électrique en lui imposant de disposer de capacités de puissance, soit en production soit en effacement de consommation d'électricité, suffisantes pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande. Le dimensionnement de cette obligation et du niveau de sécurité d'approvisionnement seront cohérents avec les critères utilisés jusqu'à ce jour pour dimensionner le parc de production en France. Il s'agit de s'assurer que tous les fournisseurs assument l'ensemble de leurs responsabilités industrielles et énergétiques vis-à-vis de leurs clients et ne se reposent pas sur une garantie de fourniture implicite de l'opérateur historique.

Comme on a pu le constater à l'étranger, notamment en Amérique du nord, un tel dispositif entraîne un large développement des offres modérant ou limitant la consommation d'électricité en période de pointe, réduisant d'autant la nécessité d'investir et de faire fonctionner des centrales thermiques fossiles et donc les émissions de gaz à effet de serre.

Etant donnés les nouveaux droits et obligations des fournisseurs d'électricité mis en place par ces deux premiers articles, **l'article 3** prévoit de remplacer la simple déclaration d'activité d'achat d'électricité pour revente par une procédure d'autorisation ministérielle qui permettra de vérifier les capacités techniques et financières des fournisseurs et la compatibilité de leur projet avec leurs droits et obligations.

L'article 4 est relatif à la définition des tarifs réglementés de vente d'électricité. Le 1° est une disposition de coordination qui soumet le prix régulé de l'électricité de base aux dispositions du Code de commerce relative à la réglementation des prix. Tous les consommateurs étant

désormais éligibles au libre choix de leur fournisseur, le 2° supprime des dispositions transitoires de la loi 2000-108 du 10 février 2000. Le 3° étend au tarif de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés le principe de couverture des coûts.

Le principe de cette nouvelle organisation des marchés de l'électricité repose sur la cohérence entre le prix de l'accès régulé à l'électricité de base et les tarifs réglementés de vente, de manière à garantir la contestabilité du marché. Cela suppose donc que les tarifs réglementés de vente pour les consommateurs finals soient progressivement, et au plus tard en 2015, construits par addition des coûts d'approvisionnement en électricité, du prix régulé pour la part d'accès régulé à l'électricité de base et du coût du complément de la fourniture intégrant la garantie de capacité, des coûts d'acheminement, des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération raisonnable (4°). Ainsi, par construction, les fournisseurs alternatifs pourront faire des offres innovantes et compétitives par rapport aux offres réglementées en optimisant l'approvisionnement complémentaire en électricité, les services associés aux offres de fourniture, et les coûts commerciaux. Par ailleurs, la possibilité d'adaptation de la structure des tarifs réglementés de vente aux objectifs de maîtrise de la demande en électricité notamment en période de pointe sont rappelés.

La cohérence du dispositif suppose un même régulateur pour l'accès régulé à l'électricité de base, l'élaboration des tarifs réglementés de vente aux consommateurs finals et du tarif de cession aux distributeurs non nationalisés. La Commission de régulation de l'énergie sera donc chargée de proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ces différents tarifs réglementés (cf. 5° et 6°). Le tarif de cession aux distributeurs non nationalisés est ainsi conservé pour leur permettre de fournir leurs clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité. A l'instar des autres fournisseurs, les distributeurs non nationalisés pourront bénéficier de l'accès régulé à l'électricité de base pour fournir leurs clients en offres libres et acheter leurs pertes.

L'article 5 prévoit le maintien des tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs afin de protéger ceux d'entre eux qui ne disposent pas de tous les moyens pour tirer bénéfice de la concurrence. La réversibilité entre les offres libres et réglementées est pérennisée et contribuera à rendre plus dynamique la concurrence.

Pour les plus gros consommateurs, le maintien des tarifs réglementés de vente n'apparaît pas nécessaire dès lors que la concurrence permettra de leur garantir un prix de l'électricité reflétant la compétitivité du parc de production à laquelle les fournisseurs ont accès par le dispositif régulé. Les tarifs réglementés seront donc maintenus pour une phase transitoire jusqu'en 2015 pendant laquelle sera garantie la réversibilité entre les offres libres et réglementées pour les consommateurs qui n'ont pas déjà fait jouer leur éligibilité.

Du fait du mécanisme de péréquation par la contribution au service public de l'électricité, tous les sites de consommation des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental pourront continuer à bénéficier des tarifs réglementés de vente.

Par ailleurs, il est proposé de mettre en place des règles de réversibilité similaires pour les consommateurs domestiques de gaz naturel. C'est l'objet du **II** de cet article.

L'article 6 est une disposition de coordination.

La Commission de régulation de l'énergie voit son champ de compétences élargi à la gestion de l'accès régulé à l'électricité de base et à l'élaboration des tarifs réglementés de vente. **L'article 7** formalise ces nouvelles attributions en ce qui concerne les compétences générales (**I**), les habilitations (**II**), le rapport d'activité (**III**), les moyens de préciser les règles de détail relatives à la gestion de l'accès régulé à l'électricité de base et à l'identification des coûts du parc nucléaire historique (**IV**).

La Commission de régulation de l'énergie se voit confier la mission de surveillance de la cohérence des prix proposés par les acteurs du marché de l'électricité avec leurs contraintes économiques, notamment l'accès régulé à l'électricité de base. Le cas échéant, le contrôle des pratiques anticoncurrentielles relève de l'Autorité de la concurrence en vertu des articles L 420-1 et suivants du code de commerce. Cette articulation des missions est de nature à protéger les consommateurs et à leur garantir un prix de l'électricité reflétant la compétitivité du parc de production.

Les **V** à **X** étendent le mécanisme de sanction prévu par la loi n° 2000-108 relative à la modernisation du service public de l'électricité aux cas d'abus ou d'entrave au dispositif d'accès régulé à l'électricité de base. Il apparaît en effet nécessaire que le régulateur puisse proposer des sanctions dissuasives en cas d'entrave ou de détournement du dispositif.

Les nouvelles compétences confiées à la Commission de régulation de l'énergie font apparaître le besoin de mettre en place un collège plus resserré, gardien dans la durée d'une doctrine claire et pérenne de régulation, et, parallèlement, d'organiser son « écoute » des enjeux de la politique énergétique dont la CRE n'est pas directement en charge et qui peuvent donner lieu à des orientations du Gouvernement ou des parties prenantes représentées au Conseil supérieur de l'énergie. C'est la raison pour laquelle l'**article 8** prévoit :

- la réduction du collège de la CRE de neuf à cinq membres ;
- que la CRE consulte le Conseil supérieur de l'énergie en amont des projets de décision de principe structurantes pour l'organisation des marchés, et qui peuvent avoir un impact sur les autres volets de la politique énergétique b;

La commission composée selon le nouveau format sera mise en place deux mois après l'entrée en vigueur de la loi.

L'**article 9** complète ou modifie le code de la consommation pour transposer les dispositions relatives à la protection des consommateurs contenues dans les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel qui abrogent les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du 26 juin 2003.

Ces directives édictent au niveau communautaire des règles qui figurent déjà pour l'essentiel à la section 12 du chapitre I^{er} du titre II du livre Ier du code de la consommation depuis la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

De nouvelles dispositions appellent cependant une transposition complémentaire par voie législative dans le code de la consommation. Ces dispositions améliorent l'information générale et particulière du public (modes de règlement des litiges - aide mémoire du consommateur - données de consommation), facilitent la relation avec le fournisseur (réduction des délais en cas de changement de fournisseur - changement de fournisseur sans frais - libre choix du mode de paiement) ou concernent certains sujets récurrents de réclamation (indemnisation par le fournisseur - index estimés de consommation - prise en compte des indices réels).

Indépendamment des mesures de transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009, le champ d'application des

articles L. 121-87 à L. 121-93 du code de la consommation est complété pour éviter une insécurité juridique et assurer une protection identique à tous les bénéficiaires des tarifs réglementés.

L'article 10 a pour objet, dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, d'autoriser le Gouvernement à prendre par ordonnance les dispositions nécessaires à la transposition des deux directives relatives au marché intérieur de l'énergie ou de celles de leurs dispositions qui n'ont pas encore été transposées, ainsi que les mesures d'adaptation de la législation liées à cette transposition à savoir :

a) La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ;

b) Et la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur de gaz.

Ces deux textes complètent les deux directives adoptées respectivement en 1996 et 1998, d'une part, et en 2004, d'autre part, pour permettre la libéralisation du secteur de l'énergie et aujourd'hui transposées en droit français dans les lois de 2000, 2003, 2004, 2005 et 2006.

Ces deux nouvelles directives au contenu très technique, dont l'essentiel des dispositions est identique pour les deux énergies concernées, visent à renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz et compléter en cohérence les compétences du régulateur de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie, pour contrôler la réalité de l'indépendance renforcée des gestionnaires de réseaux *ab initio* et au cours du temps.

Pour cela, trois options alternatives sont proposées aux États membres qui doivent choisir l'une d'entre elles : la séparation patrimoniale des réseaux de transport d'électricité ou de gaz, la gestion des réseaux par une société tierce (modèle ISO) ou le renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz modèle «ITO», proposé et défendu par la France lors de la négociation des textes communautaires et inscrit dans le chapitre V de la directive 2009/72 et le chapitre IV de la directive 2009/73.

C'est cette dernière option, la plus adaptée à notre contexte national qui permet de préserver des groupes intégrés d'énergie, qu'il est proposé de

retenir dans l'ordonnance de transposition et qui conduit notamment à adapter le mode de gouvernance des trois sociétés de transport d'électricité et de gaz visées par ces deux directives à savoir RTE, (filiale à 100 % d'EDF) pour le secteur de l'électricité, et GRTgaz (filiale à 100 % de GDF Suez) et TIGF (filiale à 100 % du groupe TOTAL), pour celui du gaz.

Le renforcement des conditions d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport notamment en ce qui concerne leurs moyens techniques et humains et les modes de gouvernance de ces sociétés se traduira par une adaptation du statut de ces sociétés déjà dérogoires au droit commun du droit des sociétés et une modification de la loi de 2004.

Toutefois, cette ordonnance veillera à concilier autant que possible la préservation des droits antérieurs des salariés et dirigeants concernés de ces sociétés.

Elle précisera également la procédure de certification des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité ou de gaz confiée au régulateur de l'énergie qui interviendra au plus tard en mars 2011, et encadrera si nécessaire ses modalités techniques par un décret en Conseil d'Etat. Elle définira aussi les principes et les modalités de la certification lorsque le capital d'une société de transport de gaz ou d'électricité est détenu par une entité sise hors de l'Espace économique européen.

Les directives prévoient qu'afin de s'assurer de l'indépendance réelle de la gestion quotidienne des réseaux, les sociétés de transport devront se doter d'un déontologue ou « compliance officer » personne physique ou morale qui sera dotée de pouvoirs exorbitants du droit commun des sociétés : ce déontologue pourra notamment participer à toutes les réunions relatives aux investissements dans les réseaux, aux séances des conseils d'administration ou du directoire, avoir accès aux locaux du gestionnaire de réseau de transport de gaz ou d'électricité en toutes circonstances et avoir accès à tous les documents nécessaires à sa mission et informer la CRE de tout projet d'investissement en amont des décisions éventuelles des sociétés de transport de gaz ou d'électricité. Dans le dispositif actuel, l'ensemble des sociétés gestionnaires des réseaux de transport ou de distribution desservant plus de 100 000 clients, de gaz ou d'électricité, disposaient déjà d'un responsable de la mise en œuvre du code de conduite.

Les sociétés de distribution desservant plus de 100 000 clients seront soumises à la même obligation de se doter d'un déontologue : six sociétés sont aujourd'hui concernées par cette disposition en sus de GDF Suez et EDF, à savoir, Réseau GDS (Gaz de Strasbourg) et Régaz (Gaz de

Bordeaux) pour le secteur du gaz d'une part, Électricité de Strasbourg, UEM (Metz), Séolis et Sorégies (respectivement dans les départements des deux Sèvres et de la Vienne) d'autre part pour le secteur de l'électricité.

Dans la mesure où la fonction de déontologue serait remplie par un salarié de la société de transport ou de distribution, l'ordonnance devra, le cas échéant préciser les garanties offertes à celui-ci en confiant au régulateur la mission de contrôle de ces garanties.

Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité devront également prévoir de réaliser des plans décennaux de développement de leurs réseaux.

L'ordonnance devra en conséquence adapter les compétences de la Commission de régulation de l'énergie, y compris en matière de sanctions pour permettre le suivi de cette indépendance renforcée des gestionnaires de réseaux de transport ainsi que l'exercice de la surveillance des marchés de détail et de gros de l'électricité et du gaz.

En cas de manquement à l'obligation nouvelle d'investissement -du moins pour le secteur du gaz-, la Commission de régulation de l'énergie devra disposer de nouveaux outils pour faciliter la réalisation de tels investissements. Pour autant, l'ordonnance se limitera à donner à la CRE un pouvoir d'injonction vis à vis des gestionnaires de réseaux de transport de gaz ou d'électricité ainsi qu'à renforcer sa compétence en matière de lancement d'appels d'offre et non le pouvoir d'imposer des augmentations de capital des gestionnaires de réseaux de transport comme la directive en laisse le choix aux États membres.

Enfin, les modalités d'adoption des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz et d'électricité seront adaptées.

L'article 11 traite des dépenses de démantèlement des installations nucléaires avec des situations sont très disparates parmi les exploitants. Le CEA doit faire face actuellement à d'importantes opérations de démantèlement et d'assainissement de ses installations. De même, AREVA devra commencer à démanteler son usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse 1 après son arrêt. Par comparaison, pour EDF, l'échéance moyenne des dépenses de démantèlement, d'évacuation et de stockage des déchets définitifs est de plus de vingt-cinq ans dans une hypothèse conservatrice d'une durée d'exploitation de quarante ans. Même si ces échéances sont lointaines, il n'en demeure pas moins qu'EDF est

l'exploitant qui aura à constituer le plus important portefeuille d'actifs dédiés.

Afin de remplir les obligations légales résultant de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, EDF a mis en place, dès la publication de cette loi, un programme conséquent de constitution d'actifs dédiés mais dans une logique de montée en puissance progressive (*i*) du fait de l'échéance lointaine des décaissements et (*ii*) du fait des montants en jeu afin de garantir la liquidité du groupe. Dans l'hypothèse conservatrice d'une durée d'exploitation des réacteurs d'EDF de quarante ans, l'essentiel des dépenses de démantèlement se situe à partir de l'horizon 2030 ; or, cet horizon pourrait être significativement repoussé si EDF atteint son objectif d'allongement de la durée de vie de ses réacteurs au-delà de quarante ans.

En phase de constitution des actifs, les théories économique et financière plaident pour un étalement des dotations afin de diversifier les actifs et les périodes de placement au sein des cycles économiques. Du fait de l'échéance lointaine des décaissements et des montants en jeu afin de garantir la liquidité du groupe, il est important que la réglementation ne conduise pas les exploitants à investir massivement dans une période de volatilité forte des marchés mettant ainsi en risque les dotations restant à réaliser et conduisant à une mauvaise affectation des actifs. La crise, en 2008-2009, a ainsi entamé provisoirement la valeur du portefeuille et compliqué la stratégie de placement. Malgré une amélioration des marchés, ceux-ci sont volatils et incertains, ce qui plaide pour une stratégie de placement prudente et progressive.

Compte tenu de ces éléments, et du niveau de couverture déjà atteint par les exploitants nucléaires, une prolongation de l'échéance de constitution des actifs de cinq ans paraît raisonnable et prudente, pour les exploitants dont les décaissements seront tardifs (essentiellement au-delà de 2030). Cela permettra un programme de placement plus diversifié dans le temps et donc plus efficace car moins exposé aux aléas de la conjoncture économique.

En tout état de cause la modification proposée assure qu'il sera pour tout exploitant impossible de réduire son niveau de couverture du fait du report de l'échéance de mi 2011 et d'utiliser les décaissements induits à autre chose qu'à des opérations de démantèlement des installations nucléaires de base tant que la nouvelle échéance de 2016 de première constitution des actifs ne sera pas atteinte. Autrement dit, un exploitant qui

aurait complètement constitué son portefeuille ne serait pas concerné par la modification législative envisagée.

PROJET DE LOI

Le Premier ministre,

Sur le rapport du ministre d'État, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat,

Vu l'article 39 de la Constitution,

Décète :

Le présent projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, délibéré en conseil des ministres après avis du Conseil d'État, sera présenté à l'Assemblée nationale par le ministre d'État, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat, qui sera chargé d'en exposer les motifs et d'en soutenir la discussion.

Article 1^{er}

- ① Au titre I^{er} de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, il est inséré un article 4-1 ainsi rédigé :
- ② « *Art. 4-1. – I. –* Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électro-nucléaire français, il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité de base produite par EDF, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire national, à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires actuelles.
- ③ « L'électricité de base est la part d'électricité fournie correspondant à la production des centrales fonctionnant en permanence à l'exception des périodes d'arrêt pour maintenance.
- ④ « II. – Pendant la période définie au VII, EDF conclut dans les conditions définies au III, pour un volume maximal, des contrats de vente d'électricité avec les fournisseurs d'électricité qui en font la demande,

titulaires de l'autorisation prévue au IV de l'article 22 et qui prévoient d'alimenter des consommateurs finals ou des gestionnaires de réseau pour leurs pertes, situés sur le territoire métropolitain continental. Les contrats garantissent aux cocontractants des conditions d'achat reflétant les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant la publication de la loi n° du portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

- ⑤ « Les stipulations de ces contrats sont conformes à un contrat type défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Il en est de même de celles de l'accord cadre mentionné au III.
- ⑥ « Le volume global maximal d'électricité de base pouvant être cédé au titre de ces contrats est déterminé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals. Ce volume global maximal, qui demeure strictement proportionné aux objectifs poursuivis, ne peut excéder cent térawattheures par an.
- ⑦ « III. – Dans un délai de trois mois à compter de la demande présentée par un fournisseur mentionné au II, un accord cadre conclu avec EDF garantit, dans les conditions définies par le présent article, les modalités selon lesquelles ce fournisseur pourra, à sa demande, exercer son droit d'accès régulé à l'électricité de base pendant la période transitoire par la voie de contrats d'une durée d'un an.
- ⑧ « Chaque contrat annuel prévoit la cession d'un volume maximal d'électricité calculé en fonction des caractéristiques et des prévisions d'évolution de la consommation finale effective des consommateurs finals que fournit le cocontractant sur le territoire métropolitain continental. Ce volume est fixé par la Commission de régulation de l'énergie dans le respect des dispositions du IV du présent article et est notifié au fournisseur ainsi qu'à EDF. Les échanges d'information doivent être organisés de telle sorte qu'ils ne puissent permettre à EDF d'avoir accès de façon privilégiée à des positions individuelles.
- ⑨ « Si la somme des droits des fournisseurs excède le plafond fixé par l'arrêté mentionné au II, la Commission de régulation de l'énergie répartit le volume disponible entre les fournisseurs en fonction de la consommation

réelle des consommateurs finals fournis par chacun d'eux et des prévisions d'évolution de celle-ci.

- ⑩ « À compter du 1^{er} août 2013, les droits des fournisseurs sont augmentés de manière progressive en suivant un échéancier sur trois ans défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes. Ces volumes supplémentaires sont globalement limités à vingt térawattheures par an et s'ajoutent au plafond fixé par l'arrêté mentionné au II.
- ⑪ « Les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent, par arrêté conjoint, suspendre le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base et l'exécution de tout ou partie des contrats d'accès régulé à l'électricité de base en cas de circonstances exceptionnelles affectant les centrales mentionnées au II.
- ⑫ « IV. – Le volume maximal mentionné au III est calculé selon les modalités suivantes :
- ⑬ « 1° En ce qui concerne les sites pour lesquels a été souscrite une puissance supérieure à 36 kVA, seules sont prises en compte les consommations d'électricité faisant l'objet de contrats avec des consommateurs finals conclus, ou modifiés par avenant pour tenir compte de l'accès régulé à l'électricité de base, après la publication de la loi n° du portant nouvelle organisation du marché de l'électricité ;
- ⑭ « 2° Les volumes d'électricité correspondant aux droits des actionnaires des sociétés de capitaux agréées qui ont pour activité l'acquisition de contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité, mentionnées à l'article 238 *bis* HV du code général des impôts, sont décomptés dans des conditions précisées par décret ;
- ⑮ « 3° Le volume peut être réduit, sur décision conjointe du fournisseur et d'EDF, des quantités d'électricité de base dont dispose, sur le territoire métropolitain continental, le fournisseur ou toute société qui lui est liée par le biais de contrats conclus avec EDF, ou toute société liée à ce dernier, après la publication de la loi n° du mentionnée ci-dessus. Le cas échéant, les cocontractants notifient à la Commission de régulation de l'énergie la teneur de ces contrats et la quantité d'électricité devant être déduite.
- ⑯ « Deux sociétés sont réputées liées :

- ⑰ « a) Soit lorsque l'une détient directement ou indirectement la majorité du capital social de l'autre ou y exerce en fait le pouvoir de décision ;
- ⑱ « b) Soit lorsqu'elles sont placées l'une et l'autre sous le contrôle d'une même tierce entreprise qui détient directement ou indirectement la majorité du capital social de chacune ou y exerce en fait le pouvoir de décision.
- ⑲ « V. – Dans le cas où les droits alloués à un fournisseur en début de période en application du III s'avèrent supérieurs aux droits correspondant à la consommation constatée des clients finals sur le territoire métropolitain continental, la Commission de régulation de l'énergie notifie au fournisseur et à EDF le complément de prix à acquitter par le premier au titre des volumes excédentaires. Ce complément, qui tient compte du coût de financement lié au caractère différé de son règlement, est au moins égal à la partie positive de l'écart moyen entre les prix observés sur les marchés et le prix d'accès régulé à l'électricité de base. Il tient également compte de l'ampleur de l'écart entre la prévision initialement faite par le fournisseur et la consommation constatée de ses clients finals sur le territoire métropolitain continental. Les modalités de son calcul sont précisées par décret en Conseil d'Etat.
- ⑳ « Les prix mentionnés à l'alinéa précédent s'entendent avant toutes taxes.
- ㉑ « VI. – Le prix de l'électricité cédée en exécution des contrats conclus en application du présent article entre EDF et les fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental, est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de la proposition de la Commission. Afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales mentionnées au II du présent article. Il tient compte :
- ㉒ « 1° D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;
- ㉓ « 2° Des coûts d'exploitation ;
- ㉔ « 3° Des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;

- ②⑤ « 4° Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base visées au I de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.
- ②⑥ « Pour apprécier les conditions économiques de production d'électricité par les centrales mentionnées au II, la Commission de régulation de l'énergie se fonde sur des documents permettant d'identifier l'ensemble des coûts exposés dans le périmètre d'activité de ces centrales, selon les méthodes usuelles. Elle peut exiger d'EDF les documents correspondants et leur contrôle, aux frais d'EDF, par un organisme indépendant qu'elle choisit.
- ②⑦ « A titre transitoire, pendant une durée de trois ans à compter de la publication de la loi n° du portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, le prix est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la Commission de régulation de l'énergie. Toute décision des ministres passant outre l'avis motivé de la Commission de régulation de l'énergie est motivée.
- ②⑧ « VII. – Le dispositif transitoire d'accès régulé à l'électricité de base est mis en place à compter de l'entrée en vigueur du décret mentionné au VIII, jusqu'au 31 décembre 2025.
- ②⑨ « Avant le 31 décembre 2015, puis tous les cinq ans, le Gouvernement présente au Parlement, sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, un rapport sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base. Ce rapport :
- ③⑩ « 1° Évalue la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité de base ;
- ③⑪ « 2° Évalue son impact sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix régulé d'accès à l'électricité de base ;
- ③⑫ « 3° Évalue son impact sur le fonctionnement du marché de gros ;
- ③⑬ « 4° Évalue son impact sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et EDF et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ;
- ③⑭ « 5° Propose, le cas échéant, des adaptations du dispositif ;

- ③⑤ « 6° Propose le cas échéant, sur la base de la programmation pluriannuelle des investissements mentionnée à l'article 6 qui pourra fixer les objectifs en terme de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires et d'échéancier de renouvellement du parc nucléaire, de prendre progressivement en compte dans le prix de l'électricité pour le consommateur final les coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et de mettre en place un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire.
- ③⑥ « A cet effet, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont accès aux informations nécessaires dans les conditions fixées à l'article 33.
- ③⑦ « VIII. – Un décret en Conseil d'Etat précise les conditions d'application du présent article, notamment :
- ③⑧ « 1° Les obligations qui s'imposent à EDF et aux fournisseurs bénéficiant de l'accès régulé à l'électricité de base en application des dispositions du II et du III, et les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts mentionnés au VI ;
- ③⑨ « 2° Les conditions dans lesquelles la Commission de régulation de l'énergie calcule et notifie les volumes et propose les conditions d'achat de l'électricité cédée en exécution des contrats conclus en application du présent article et les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent ces conditions d'achat.

Article 2

- ① Au titre I^{er} de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, il est inséré un article 4-2 ainsi rédigé :
- ② « *Art. 4-2.* – Chaque fournisseur contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients sur le territoire national métropolitain, à la sécurité d'approvisionnement en électricité.
- ③ « Chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation ou de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental, notamment lors des périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée, conformément aux prescriptions définies annuellement par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis de la

Commission de régulation de l'énergie. Ces prescriptions sont déterminées de manière à inciter au respect du niveau de sécurité d'approvisionnement retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel pluriannuel mentionné à l'article 6.

- ④ « Les garanties de capacités dont doivent justifier les fournisseurs en vertu du présent article sont des capacités dont le gestionnaire de réseau public de transport a certifié la disponibilité et le caractère effectif.
- ⑤ « La capacité d'une installation de production ou d'une capacité d'effacement de consommation est certifiée par contrat conclu entre l'exploitant de cette capacité et le gestionnaire du réseau public de transport. Ce contrat prévoit les conditions dans lesquelles est assuré le contrôle de la capacité certifiée ainsi que la pénalité due par l'exploitant au gestionnaire de réseau de transport dans le cas où la capacité effective est inférieure à celle certifiée. Les méthodes de certification d'une capacité tiennent compte des caractéristiques techniques de celle-ci et sont transparentes et non discriminatoires.
- ⑥ « Les garanties de capacité sont échangeables.
- ⑦ « Les méthodes de certification et les conditions du contrôle des capacités certifiées, notamment les conditions d'application de la pénalité contractuelle, sont approuvées par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.
- ⑧ « Le fournisseur qui ne justifie pas qu'il détient la garantie de capacité nécessaire à l'accomplissement des obligations dont il a la charge, encourt, après mise en demeure demeurée infructueuse d'apporter cette justification, une sanction pécuniaire prononcée par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions prévues à l'article 40.
- ⑨ « Si un fournisseur ne s'acquitte pas de l'amende mise à sa charge, le ministre chargé de l'énergie peut suspendre sans délai l'autorisation d'exercice de l'activité d'achat pour revente, délivrée en application de l'article 22.
- ⑩ « L'obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité prend effet à l'issue d'un délai de trois ans suivant la publication du décret en Conseil d'État mentionné au dernier alinéa.

- ⑪ « Un décret en Conseil d'Etat précise les modalités de mise en œuvre et de contrôle de l'obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité. »

Article 3

- ① I. – Le IV de l'article 22 de la même loi est remplacé par les dispositions suivantes :
- ② « IV – Les fournisseurs souhaitant exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leur pertes doivent être titulaires d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.
- ③ « L'autorisation est délivrée en fonction :
- ④ « 1° Des capacités techniques, économiques et financières du demandeur ;
- ⑤ « 2° De la compatibilité du projet du demandeur avec les obligations pesant sur les fournisseurs d'électricité, notamment celles prévues à l'article 4-2.
- ⑥ « Un décret en Conseil d'Etat fixe les conditions d'application du présent IV, notamment le contenu du dossier de demande d'autorisation et précise les obligations qui s'imposent en matière d'information des consommateurs d'électricité, tant aux fournisseurs mentionnés au présent IV qu'aux services de distribution et aux producteurs. »
- ⑦ II. – Les fournisseurs ayant déclaré exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente conformément à l'article 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 dans sa version antérieure à la publication de la présente loi sont pendant une durée d'un an réputés autorisés au titre du IV de l'article 22 de cette même loi dans sa version modifiée par la présente loi.

Article 4

- ① L'article 4 de la même loi est modifié comme suit :
- ② 1° Le premier alinéa du I est remplacé par les dispositions suivantes :

- ③ « Les dispositions du deuxième alinéa de l'article L. 410-2 du code de commerce s'appliquent au prix de l'accès régulé à l'électricité de base mentionné au I de l'article 4-1 de la présente loi, aux tarifs réglementés de vente d'électricité, aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et aux tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. » ;
- ④ 2° Le troisième alinéa du I est supprimé ;
- ⑤ 3° Au premier alinéa du II, entre les mots : « les tarifs » et « mentionnés » sont insérés les mots : « de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et les tarifs réglementés de vente d'électricité. » ;
- ⑥ 4° Le dernier alinéa du II est remplacé par les dispositions suivantes :
- ⑦ « Dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité de base, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale.
- ⑧ « Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée. » ;
- ⑨ 5° Après le premier alinéa du III, il est inséré deux alinéas ainsi rédigés :
- ⑩ « Les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions. Les tarifs sont publiés au *Journal officiel*.
- ⑪ « A titre transitoire, pendant une durée de cinq ans suivant la publication de la loi n° du portant nouvelle organisation du

marché de l'électricité, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis de la Commission de régulation de l'énergie. » ;

⑫ 6° Le V est remplacé par les dispositions suivantes :

⑬ « V. - Les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée peuvent bénéficier des tarifs de cession mentionnés au I pour la seule fourniture des tarifs réglementés de vente.

⑭ « Les propositions motivées de tarifs de cession sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception des propositions de la Commission. Les tarifs sont publiés au *Journal officiel*.

⑮ « A titre transitoire, pendant une durée de cinq ans suivant la publication de la loi n° du portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, les tarifs de cession mentionnés au I sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la Commission de régulation de l'énergie. Toute décision des ministres passant outre l'avis motivé de cette Commission est elle-même motivée. »

Article 5

① I. – L'article 66 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique est remplacé par les dispositions suivantes :

② « Art. 66. – I. – Les tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés au premier alinéa du I de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée bénéficient, à leur demande, aux consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

③ « II. – Les tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés au premier alinéa du I de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée bénéficient, à leur demande, aux consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leurs sites situés dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

- ④ « III. – Jusqu’au 31 décembre 2015, les consommateurs finals domestiques et non domestiques autres que ceux mentionnés au I bénéficient, à leur demande, pour leurs sites autres que ceux mentionnés au II, des tarifs réglementés de vente d’électricité mentionnés à l’article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée pour la consommation d’un site pour lequel il n’a pas été fait usage, à la date de publication de la loi n° du portant nouvelle organisation du marché de l’électricité, de la faculté prévue au I de l’article 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée. A partir du 31 décembre 2015, ils ne bénéficient plus, pour leurs sites autres que ceux mentionnés au II, de ces tarifs. »
- ⑤ II. – Le IV de l’article 66-1 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 précitée est remplacé par les dispositions suivantes :
- ⑥ « IV. – Un consommateur final domestique de gaz naturel qui en fait la demande bénéficie des tarifs réglementés de vente de gaz naturel mentionnés à l’article 7 de 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. »
- ⑦ III. – Les articles 66-2 et 66-3 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 précitée sont abrogés.

Article 6

Au 1° du III de l’article 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 mentionnée ci-dessus, les mots : « aux clients qui n’exercent pas les droits mentionnés à l’article 22 » sont remplacés par les mots : « aux tarifs réglementés de vente d’électricité suivant les conditions de l’article 66 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 ».

Article 7

- ① I. – La dernière phrase du troisième alinéa du I de l’article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 mentionnée ci-dessus est remplacée par les dispositions suivantes : « Afin de garantir un accès transparent, équitable et non discriminatoire à l’électricité produite par les centrales mentionnées au II de l’article 4-1 de la présente loi, pour les fournisseurs d’électricité, y compris le propriétaire de ces centrales, elle propose les prix, calcule les droits et contrôle l’accès régulé à l’électricité de base prévu par l’article 4-1. Elle surveille notamment les transactions effectuées par ces fournisseurs et s’assure de la cohérence entre les volumes d’électricité de base

bénéficiant de l'accès régulé et la consommation des consommateurs finals desservis sur le territoire métropolitain continental. Elle surveille la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants, et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité de base visé à l'article 4-1. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence sur le marché de détail, notamment en matière de transparence de prix. ».

- ② II. – Au premier alinéa de l'article 33 de la même loi, entre les mots : « gaz naturel liquéfié » et « ainsi qu'auprès des autres » sont ajoutés les mots : « , des fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental bénéficiant de l'accès régulé à l'électricité de base prévu à l'article 4-1 ».
- ③ III. – Le troisième alinéa de l'article 32 de la même loi est ainsi modifié :
- ④ 1° Après le mot : « relatives » sont ajoutés les mots : « à l'accès régulé à l'électricité de base et à la surveillance des marchés de détail et de gros » ;
- ⑤ 2° Après les mots : « décisions sur » sont ajoutés les mots : « le développement de la concurrence et le bénéfice apporté aux consommateurs résidentiels, professionnels, et industriels ».
- ⑥ IV. – L'article 37 de la même loi est complété par les dispositions suivantes :
- ⑦ « 7° La méthode d'identification des coûts mentionnés au VI de l'article 4-1 ;
- ⑧ « 8° Les règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'accès régulé à l'électricité de base mentionné à l'article 4-1. »
- ⑨ V. – Au premier alinéa de l'article 40 de la même loi, entre les mots : « ouvrages et installations, » et « dans les conditions suivantes » sont ajoutés les mots : « y compris les fournisseurs d'électricité, ».
- ⑩ VI. – Au premier alinéa du 1° de l'article 40 de la même loi, entre les mots : « En cas » et « de manquement » sont insérés les mots : « d'abus du droit d'accès régulé à l'électricité de base mentionné à l'article 4-1 ou d'entrave à l'exercice de ce droit ou en cas ».

- ⑪ VII. – Le premier alinéa du 1° de l'article 40 de la même loi est complété par une phrase ainsi rédigée : « Est regardé comme un abus du droit d'accès régulé à l'électricité de base tout achat d'électricité de base dans le cadre d'un contrat d'accès régulé à celle-ci sans intention de constituer un portefeuille de clients y ouvrant droit, en particulier tout achat de quantités d'électricité de base excédant substantiellement celles nécessaires à l'approvisionnement de sa clientèle et sans rapport avec la réalité du développement de son activité et les moyens consacrés à celui-ci, et plus généralement toute action participant directement ou indirectement au détournement des capacités d'électricité de base à prix régulé. »
- ⑫ VIII. – Au *b* du 1° de l'article 40 de la même loi, les mots : « sans pouvoir excéder 3 % du chiffre d'affaires et 5 % en cas de violation de la même obligation » sont remplacés par les mots : « sans pouvoir excéder 8 % du chiffre d'affaires et 10 % en cas de violation de la même obligation ».
- ⑬ IX. – Au 2° de l'article 40 de la même loi, entre les mots : « installations » et « mentionné au premier alinéa » sont ajoutés les mots : « ou le fournisseur d'électricité ».
- ⑭ X. – Au 4° de l'article 40 de la même loi, entre les mots : « installations » et « mentionné au premier alinéa » sont ajoutés les mots : « ou le fournisseur d'électricité ».

Article 8

- ① I. – L'article 28 de la même loi est ainsi modifié :
- ② 1° Le II est remplacé par les dispositions suivantes :
- ③ « II. – Le président et les quatre autres membres du collège sont nommés par décret. Deux des membres sont désignés respectivement par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat.
- ④ « Les membres du collège sont nommés pour six ans. Leur mandat n'est pas renouvelable.
- ⑤ « En cas de vacance d'un siège de membre du collège, il est procédé à son remplacement pour la durée du mandat restant à courir. Un mandat exercé pendant moins de deux ans n'est pas pris en compte pour l'application de la règle de non renouvellement fixée à l'alinéa précédent. » ;

- ⑥ 2° Au IV, le mot : « cinq » est remplacé par le mot : « trois » ;
- ⑦ 3° Le V est remplacé par les dispositions suivantes :
- ⑧ « V. – Le président et les quatre autres membres du collège exercent leur fonction à plein temps. Ces fonctions sont incompatibles avec tout mandat électif communal, départemental, régional, national ou européen, et avec la détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie.
- ⑨ « Les fonctions de membre du collège sont incompatibles avec celles de membre du comité.
- ⑩ « Les membres du collège ou du comité ne peuvent être nommés au-delà de l'âge de soixante-cinq ans.
- ⑪ « Le président du collège reçoit un traitement égal à celui afférent à la première des deux catégories supérieures des emplois de l'Etat classés hors échelle. Les autres membres du collège reçoivent un traitement égal à celui afférent à la seconde de ces deux catégories. Lorsqu'ils sont occupés par des fonctionnaires, les emplois de président du collège et de membres sont des emplois conduisant à pension au titre du code des pensions civiles et militaires de retraite. » ;
- ⑫ 4° La première phrase du VI est ainsi rédigée :
- ⑬ « Les membres du collège ou du comité ne prennent, à titre personnel, aucune position publique sur des sujets relevant de la compétence de la Commission de régulation de l'énergie et sont tenus au secret professionnel pour les faits, actes et renseignements dont ils ont pu avoir connaissance en raison de leurs fonctions. »
- ⑭ II. – Le mandat des membres du collège de la Commission de régulation de l'énergie en exercice à la date de publication de la présente loi s'achève deux mois après cette date.
- ⑮ Le mandat des premiers membres du collège nommés après la date de publication de la présente loi entre en vigueur deux mois après cette date pour une durée de six ans en ce qui concerne le président, de quatre ans en ce qui concerne les membres nommés par les présidents de l'Assemblée nationale et du Sénat et de deux ans en ce qui concerne les deux autres membres.

- ⑫ III. – A la fin du premier alinéa de l'article 32 de la même loi, il est ajouté la phrase suivante : « La Commission de régulation de l'énergie consulte le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à toute proposition de principe ou décision importantes dont la liste est déterminée par décret en Conseil d'État. »

Article 9

- ① I. – La section 12 du chapitre I^{er} du titre II du livre I^{er} du code de la consommation est modifiée ainsi qu'il suit :
- ② 1° A l'article L. 121-86, après le mot : « consommateur » sont ajoutés les mots : « ou un non-professionnel » ;
- ③ 2° Au 12° de l'article L. 121-87, après le mot : « distribution » sont ajoutés les mots : « et les modalités de remboursement ou de compensation en cas d'erreur ou de retard de facturation ou lorsque les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints » ;
- ④ 3° Au 15° de l'article L. 121-87, entre les mots : « amiable » et « des litiges » sont ajoutés les mots : « et contentieux » ;
- ⑤ 4° Il est ajouté après le 16° de l'article L. 121-87 un alinéa ainsi rédigé :
- ⑥ « Un exemplaire de l'aide mémoire du consommateur d'énergie établi par la Commission européenne, ou à défaut un document équivalent établi par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie, est joint par le fournisseur à l'offre de fourniture d'électricité ou de gaz naturel. Cet aide mémoire est mis en outre à disposition du public sur les sites Internet des fournisseurs d'électricité et de gaz. » ;
- ⑦ 5° Au deuxième alinéa de l'article L. 121-89, les mots : « trente jours » sont remplacés par les mots : « vingt-et-un jours » ;
- ⑧ 6° Le deuxième alinéa de l'article L. 121-89 est complété par une phrase ainsi rédigée : « Dans tous les cas, le consommateur doit recevoir la facture de clôture dans un délai de six semaines à compter de la résiliation du contrat. » ;
- ⑨ 7° Au troisième alinéa de l'article L. 121-89 les mots : « directement ou » sont supprimés ;
- ⑩ 8° L'article L. 121-91 est complété par trois alinéas ainsi rédigés :

- ⑪ « Cet arrêté précise également les différents modes de paiement que le fournisseur est tenu d'offrir au client et leurs modalités.
- ⑫ « En cas de facturation terme à échoir ou fondée sur un index estimé, l'estimation du fournisseur reflète de manière appropriée la consommation probable. Cette estimation est fondée sur les consommations réelles antérieures lorsqu'elles sont disponibles ; à défaut, le fournisseur indique au consommateur sur quelle base repose son estimation.
- ⑬ « Le fournisseur est tenu d'offrir au client la possibilité de transmettre, par Internet, par téléphone, ou à l'aide d'un système automatisé de relève, le relevé de son compteur à des dates qui permettent une prise en compte de cet indice pour l'émission des factures. » ;
- ⑭ 9° L'article L. 121-92 est complété par un alinéa ainsi rédigé :
- ⑮ « Le consommateur accède gratuitement à ses données de consommation. Un décret pris après avis du Conseil national de la consommation et de la Commission de régulation de l'énergie précise les modalités d'accès aux données et aux relevés de consommation. »
- ⑯ II. – Les dispositions des 2° à 9° du présent article entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2011.

Article 10

- ① I. – Dans les conditions prévues par l'article 38 de la Constitution, le Gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de neuf mois à compter de la date de publication de la présente loi, les dispositions relevant du domaine de la loi nécessaires pour transposer les directives 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel ainsi que les mesures d'adaptation de la législation liées à cette transposition.
- ② Ces dispositions devront respecter les principes énoncés ci-après :
- ③ 1° Renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz, s'agissant de leurs moyens techniques et humains ainsi que de la gouvernance de ces sociétés, en choisissant dans les deux cas l'option « Gestionnaire de réseau indépendant », régie respectivement par les dispositions du chapitre V de la directive 2009/72 précitée et par

celles du chapitre IV de la directive 2009/73 précitée et en conciliant les principes de non-intéressement que ces directives énoncent avec la préservation des droits antérieurs des salariés des entreprises concernées ;

- ④ 2° Instaurer une procédure de certification de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz confiée à la Commission de régulation de l'énergie, y compris dans le cas où le capital du gestionnaire de réseau de transport d'électricité ou de gaz est détenu par une entité sise hors de l'Espace économique européen ;
- ⑤ 3° Permettre le suivi de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz par une personne, physique ou morale, responsable de la conformité, et étendre cette obligation aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz desservant plus de 100 000 clients ;
- ⑥ 4° Renforcer les obligations d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz en instaurant l'obligation de réalisation d'un plan décennal de développement du réseau de transport d'électricité ou de gaz ;
- ⑦ 5° Adapter les compétences du régulateur notamment en matière de sanctions, pour lui permettre d'assurer le contrôle de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz, l'accomplissement de ses missions de surveillance des marchés de détail et de gros de l'électricité et du gaz, le contrôle des contrats de stockages souterrains de gaz et le doter de nouvelles compétences pour sanctionner le manquement éventuel des opérateurs de transport d'électricité ou de gaz en matière d'investissements ;
- ⑧ 6° Adapter les compétences du régulateur en ce qui concerne les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution d'électricité ou de gaz ainsi que les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié.
- ⑨ II. – Le projet de loi portant ratification de cette ordonnance est déposé devant le Parlement au plus tard le dernier jour du troisième mois à compter de la publication de cette ordonnance.

Article 11

- ① Après le dernier alinéa du III de l'article 20 de la loi n° 2006-739 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les dispositions suivantes sont insérées :

- ② « A titre dérogatoire, un report de cinq ans pour la mise en œuvre du plan de constitution des actifs définis au II est accordé à un exploitant nucléaire si les deux conditions suivantes sont remplies :
- ③ « 1° Les charges mentionnées au I, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, évaluées en euros courants sur la période allant de la date de publication de la présente loi à 2030 sont inférieures à 10 % de l'ensemble des charges mentionnées au I du présent article, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, évaluées en euros courants ;
- ④ « 2° Au moins 75 % des provisions mentionnées au premier alinéa du II, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, sont couvertes au 29 juin 2011 par des actifs mentionnés à ce même II.
- ⑤ « Jusqu'au 29 juin 2016, la dotation moyenne annuelle au titre des actifs susmentionnés doit être positive ou nulle déduction faite des décaissements au titre des opérations de démantèlement en cours et des dotations au titre des charges nouvelles ajoutées au passif des fonds dédiés. »

Fait à Paris, le 14 avril 2010.

Signé : François FILLON

Par le Premier ministre :

*Le ministre d'État, ministre de l'écologie, de
l'énergie, du développement durable et de la
mer, en charge des technologies vertes et des
négociations sur le climat,*

Signé : Jean-Louis BORLOO



**Projet de loi
portant
nouvelle organisation du marché de l'électricité
(NOME)**

Etude d'impact

Avril 2010

SOMMAIRE

Partie A : Étude d'impact des articles 1 à 9 : mise en place de l'accès régulé à l'électricité de base, de l'obligation de capacité, évolution des tarifs réglementés de vente et de la Commission de régulation de l'énergie 4

1 SITUATION DE RÉFÉRENCE ET DIFFICULTÉS À RÉSOUDRE : une ouverture progressive à la concurrence des marchés européens de l'électricité qui n'a pas atteint, en France, les objectifs attendus..... 4

2 OBJECTIFS : assurer aux consommateurs le bénéfice de l'investissement consenti dans le nucléaire, inciter à l'innovation et à la maîtrise de la demande en électricité et favoriser les investissements dans le cadre du marché européen de l'électricité..... 14

3 Parmi les différentes OPTIONS, le gouvernement choisit la mise en place d'un accès régulé à l'électricité de base, suivant les préconisations de la commission Champsaur..... 15

4 IMPACTS DE LA RÉFORME ENVISAGÉE..... 20

Description de la nouvelle organisation du marché de l'électricité inscrite dans le projet de loi 20

Mise en place d'un accès régulé des fournisseurs à la production électrique de base d'EDF..... 20

Obligation de capacité 24

Tarifs réglementés de vente..... 24

4.1 Hypothèses de cadrage..... 25

4.1.1 Écart prix de marché - prix régulé..... 25

4.1.2 Volume cédé aux fournisseurs alternatifs 26

4.1.3 Prix de la garantie de capacité..... 26

4.2 Impacts économiques pour les acteurs du marché de l'électricité..... 27

4.2.1 Les fournisseurs alternatifs..... 27

4.2.2 EDF 29

4.2.3 Les consommateurs 32

4.2.4 Les gestionnaires de réseau 39

4.2.5 Les entreprises locales de distribution (ELD) 40

4.2.6 Impacts sur le marché de gros de l'électricité..... 40

4.2.7 Ces impacts seront suivis de manière dynamique afin d'adapter la régulation aux enjeux. 44

4.3 Impacts macro économiques 44

4.3.1 L'impact macroéconomique associé à la maîtrise de la facture électrique est potentiellement très important..... 44

4.3.2 La nouvelle organisation du marché électrique pourrait conduire à un léger gain macroéconomique à long terme par rapport à la situation de dérégulation des prix pour les gros consommateurs. 45

4.3.3 L'absence de volatilité du prix de l'électricité permet aux acteurs d'améliorer leurs anticipations et joue un rôle assurantiel par rapport aux chocs des prix pétroliers . 45

4.4 Impacts sur les finances et sur l'emploi public 46

4.4.1 Impact financier pour l'État..... 46

4.4.2 Impact sur l'emploi public 47

4.5 Impacts environnementaux 47

4.5.1	La mise en œuvre du Grenelle de l'environnement conduit à une réduction des émissions de CO ₂ par rapport à aujourd'hui	47
4.5.2	La réforme envisagée permettra de clarifier les signaux économiques, d'inciter à une meilleure maîtrise de la demande en électricité et contribuera à l'atteinte des objectifs de la PPI.....	49
4.5.3	Certes, le scénario virtuel de dérégulation des prix pourrait se traduire par des émissions de CO ₂ encore inférieures mais exclusivement du fait de prix plus élevés	50
4.6	Impacts sociaux	51
4.6.1	La réforme conforte les tarifs réglementés de vente d'électricité pour les petits consommateurs et a donc un impact social bénéfique	51
4.6.2	Les consommateurs les plus modestes continueront à pouvoir bénéficier du tarif de première nécessité.....	51
4.7	Impacts juridiques.....	52
5	CONSULTATIONS MENÉES	53
6	APPLICATION DE LA RÉFORME DANS LE TEMPS.....	56
7	GLOSSAIRE.....	57
8	ANNEXE 1 : rapport de la Commission sur l'organisation des marchés de l'électricité, présidée par Paul Champsaur - avril 2009.....	59
9	ANNEXE 2 : échange de lettres entre le Premier Ministre et les commissaires européens à la concurrence et à l'énergie - 15 septembre 2009.....	59
10	ANNEXE 3 : tableau de concordance pour la transposition des dispositions relatives à la protection des consommateurs d'électricité et de gaz des directives européennes 2009/72 et 2009/73.....	60
	Partie B : Étude d'impact de l'article 10 autorisant le gouvernement à prendre par ordonnance les dispositions nécessaires à la transposition des directives 2009/72 et 2009/73	75
	Partie C : Étude d'impact de l'article 11 modifiant l'art. 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la transparence et à la sûreté nucléaire	77

Partie A : Étude d'impact des articles 1 à 9 : mise en place de l'accès régulé à l'électricité de base, de l'obligation de capacité, évolution des tarifs réglementés de vente et de la Commission de régulation de l'énergie

1 SITUATION DE RÉFÉRENCE ET DIFFICULTÉS À RÉSOUDRE : une ouverture progressive à la concurrence des marchés européens de l'électricité qui n'a pas atteint, en France, les objectifs attendus

Le système électrique et le marché de l'électricité sont organisés autour de quatre grands pôles : la production, le transport, la distribution et la fourniture (ou commercialisation) de l'électricité. Depuis 1946 et jusqu'avant 2000, l'ensemble de ces activités étaient assurées par les opérateurs historiques (EDF et distributeurs non nationalisés), en situation de monopoles locaux.

Depuis 1996, la France est engagée, aux côtés de ses partenaires européens, dans un processus de construction d'un marché européen de l'énergie qui vise à développer une offre d'énergie sûre, respectueuse de l'environnement et compétitive, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs européens. L'Union européenne a ainsi adopté deux premiers paquets de mesures législatives relatives au marché intérieur du gaz et de l'électricité en 1996, 1998 et 2003¹, complétés par un troisième, adopté à l'été 2009². L'objectif des deux premiers paquets était d'organiser l'ouverture du marché de l'énergie en prévoyant, pour les consommateurs, la faculté de choisir librement son fournisseur, pour les producteurs, la liberté d'établissement, et pour les utilisateurs des réseaux de transport et de distribution, le droit d'accès aux infrastructures dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Le 3^e paquet vise en particulier à renforcer la régulation des réseaux de transport et la coordination des gestionnaires de réseaux. Il améliore notamment la séparation des activités d'approvisionnement et de production, d'une part, et de la gestion des réseaux, d'autre part. Il crée par ailleurs une Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). La transposition de ces nouvelles dispositions des directives est proposée par ordonnance (cf. partie B de la présente étude, pp. 75 et suivantes).

Pour transposer les directives communautaires, la France a fait le choix d'une ouverture progressive et maîtrisée du marché, et l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité a été achevée le 1^{er} juillet 2007. Ainsi, les lois

- n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité,
- n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie,

¹ Concernant l'électricité, il s'agit des directives 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE, ainsi que du règlement 1228/2003/CE du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

² Concernant l'électricité, il s'agit des directives 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, règlement 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement 1228/2003 et règlement 713/2009 du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

- n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières,
- et n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

ont notamment :

- complètement ouvert à la concurrence l'activité de production d'électricité : dès lors qu'il dispose des capacités techniques et financières, tout industriel peut désormais construire et exploiter une centrale de production d'électricité après avoir obtenu les autorisations administratives requises,
- organisé la régulation des réseaux de transport et de distribution qui restent en monopole, comme le permettent les directives,
- progressivement ouvert la fourniture d'électricité en rendant les clients finals éligibles au libre choix de leur fournisseur :
 - en 2000, les sites industriels consommant plus de 16 GWh/an représentant 107 TWh/an soit 30% du marché,
 - en 2003, les sites consommant plus de 7 GWh/an (123 TWh/an soit 37% du marché)
 - en 2004, tous les clients professionnels (310 TWh, 70% du marché)
 - enfin au 1^{er} juillet 2007, les clients particuliers.

Ainsi, aujourd'hui tout consommateur peut librement choisir son fournisseur d'électricité parmi ceux ayant déclaré exercer l'activité d'achat - revente d'électricité.

La France ayant souhaité jusqu'ici conserver, pour son marché intérieur, un système de tarifs réglementés de vente d'électricité, fournis par les opérateurs historiques, les consommateurs ont le choix entre des offres libres et des offres réglementées. Néanmoins, sauf pour les particuliers pendant une période transitoire s'achevant mi-2010, le choix d'une offre libre (l'exercice de l'éligibilité) est irréversible, c'est-à-dire qu'après avoir choisi de conclure, pour un site de consommation, une offre libre, le consommateur ne peut plus bénéficier pour ce site d'une offre au tarif réglementé.

Les tarifs réglementés sont fondés sur les coûts complets d'EDF, dont l'essentiel de la production provient de centrales nucléaires et hydrauliques, moyens de production compétitifs et insensibles aux évolutions du prix des hydrocarbures et des quotas de CO₂. Les tarifs réglementés de vente connaissent ainsi une évolution régulière, fidèle à l'évolution des coûts complets d'EDF³.

En revanche, les prix de marché de l'électricité se déterminent en fonction de l'équilibre entre l'offre et de la demande au niveau européen, les réseaux étant interconnectés. Ils s'établissent, conformément à la théorie économique, au niveau du coût marginal de production de la dernière centrale appelée à fonctionner, soit la plus chère des centrales en fonctionnement au niveau du marché européen, et par exemple fréquemment au niveau du coût du combustible et du CO₂ d'une centrale à charbon fonctionnant en Allemagne⁴.

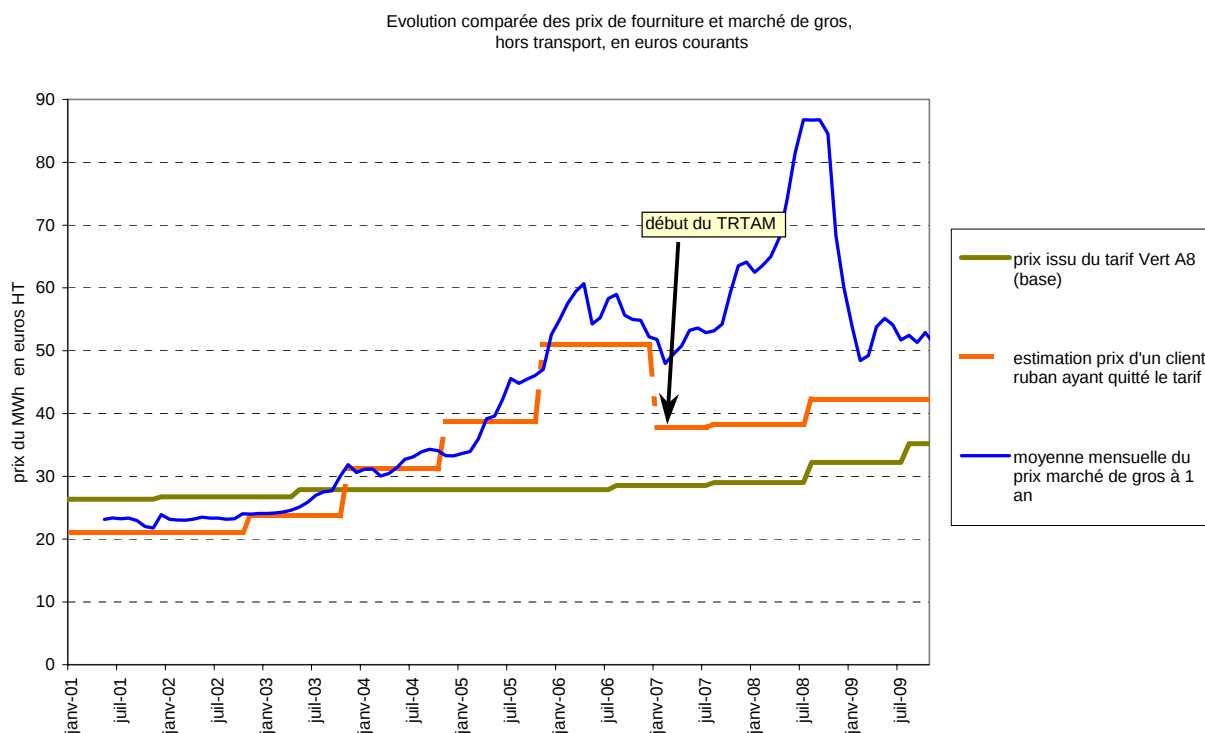
Ainsi, comme le montre le graphique ci-dessous, les prix de marché présentent une forte volatilité et ne reflètent, en France, pas les fondamentaux de coût du parc de production électrique qui devraient rester durablement inférieurs aux prix de marché en Europe, le parc nucléaire historique étant durablement compétitif par rapport aux autres moyens de production.

³ cf. rapport de la commission Champsaur §2.1.1

⁴ cf. rapport de la commission Champsaur §2.1.2

Au début de l'ouverture des marchés à la concurrence, les prix de marché étaient inférieurs aux tarifs réglementés de vente, en raison notamment du faible niveau du cours des hydrocarbures et combustibles et d'une surcapacité de production. Aussi, de nombreux industriels ont choisi de conclure une offre librement négociée. A partir de 2005, la réduction des surcapacités⁵, la hausse des prix des combustibles et l'entrée en vigueur du système d'échange de quotas de CO₂ ont entraîné en Europe, et donc en France, une hausse des prix de marché de l'électricité, déconnectée des fondamentaux économiques du parc français de production d'électricité. Les prix de marché sont donc devenus largement supérieurs aux tarifs réglementés de vente.

Les consommateurs ne pouvant pas solliciter à nouveau le bénéfice des tarifs réglementés, et les prix de marché atteignant des niveaux particulièrement élevés, la situation est devenue difficile pour les consommateurs industriels d'électricité, notamment ceux pour lesquels l'électricité constitue une charge importante par rapport à leur valeur ajoutée (les « électro-intensifs »). Le Parlement et le gouvernement ont donc décidé par la loi du 7 décembre 2006 de mettre en place le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) qui permet aux consommateurs non résidentiels (*i.e.* : professionnels, industriels, *etc.*⁶) ayant exercé leur éligibilité de revenir à un tarif réglementé pour une durée initialement fixée à deux ans, ensuite prolongée jusqu'au 30 juin 2010. Le TaRTAM ne peut être supérieur de plus de 25% au tarif réglementé de vente.



NB : dans la légende : prix issu du tarif réglementé vert A8 base ; estimation du prix payé par un client industriel en offre libre pour une consommation en base

⁵ A la fin des années 90, les capacités de production d'électricité étaient excédentaires par rapport aux besoins en France continentale. Cette surcapacité avait notamment conduit EDF à « mettre sous cocon » (en arrêt) certaines centrales. Suite à l'augmentation de la consommation d'électricité en France, les marges de production se sont réduites.

⁶ Voir glossaire en annexe.

Le système actuel n'est satisfaisant ni au plan juridique, ni au plan économique

Au plan économique :

A ce stade, force est de constater que, en France, les objectifs de l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité (énergie sûre et compétitive au bénéfice des consommateurs européens) n'ont pas été atteints. Le constat est même fait que, sans régulation spécifique, la compétitivité du parc de production électrique français ne peut bénéficier au consommateur final d'électricité.

Ainsi, aujourd'hui, les consommateurs sont cloisonnés dans des offres, réglementées ou non, sans cohérence⁷. La multiplicité des niveaux de prix (tarifs réglementés, TaRTAM, offres de marché) crée des distorsions inefficaces sur le plan microéconomique. Elle contribue en outre à renforcer l'incertitude quant au prix futur de l'électricité.

Les parts de marché entre EDF et les fournisseurs alternatifs se décomposent entre les différentes offres tarifaires comme indiqué dans le tableau suivant.

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par catégorie de consommateurs

	Résidentiels		Non résidentiels					
	Nombre de sites	Consommation	Nombre de sites	Consommation	dont Offre libre (hors TaRTAM)		dont TaRTAM	
					Nombre de sites	Consommation	Nombre de sites	Consommation
EDF	28 515 000	135,4 TWh	4 487 000	259,0 TWh	382 795	59,4 TWh	2 205	44,6 TWh
Fournisseurs alternatifs	1 385 000	5,6 TWh	367 000	39,0 TWh	365 705	9,6 TWh	1 295	27,4 TWh
total	29 900 000	141,0 TWh	4 854 000	298,0 TWh	748 500	69,0 TWh	3 500	72,0 TWh
EDF	95,4%	96,0%	92,4%	86,9%	51,1%	86,0%	63,0%	62,0%
Fournisseurs alternatifs	4,6%	4,0%	7,6%	13,1%	48,9%	14,0%	37,0%	38,0%

Parts de marché selon l'offre tarifaire au 31 décembre 2009

Données CRE

De façon dynamique, on observe depuis plusieurs trimestres une stagnation des parts de marchés des fournisseurs alternatifs sur le segment des clients non résidentiels, notamment en raison du TaRTAM, et un faible développement des fournisseurs alternatifs sur le segment des clients résidentiels. Sur ce dernier segment, les fournisseurs alternatifs ne disposent pas de source d'approvisionnement en électricité compétitive par rapport au coût moyen de production d'EDF, lequel repose essentiellement sur le nucléaire, et ne disposent donc pas des moyens leur permettant de faire des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés⁸.

Compte tenu de ces conditions de concurrence, les fournisseurs alternatifs n'ont pu que proposer des offres très similaires, calées notamment sur les tarifs réglementés. Ils ne sont pas incités à se démarquer et à proposer des services innovants, notamment en terme de maîtrise de la demande en électricité. Par ailleurs, de nombreuses incertitudes pèsent sur l'évolution future des dispositifs réglementaires actuellement en vigueur. Dans ces conditions, ces fournisseurs alternatifs adoptent une posture d'attente plutôt qu'une réelle stratégie de conquête et d'innovation.

Au 31 décembre 2009, la CRE a constaté que, sur les 365 000 mises en services par mois environ, seules 10% se faisaient au profit de fournisseurs alternatifs.

⁷ cf 2.2 du rapport Champsaur

⁸ cf 2.3 du rapport Champsaur

Au plan juridique :

Le TaRTAM n'est pas pérenne, s'agissant d'un dispositif transitoire. La loi de 2006 en fixe le terme au 30 juin 2010. Lors de l'examen de la loi de 2006, le Conseil constitutionnel a considéré que les tarifs réglementés « *imposent aux opérateurs historiques du secteur de l'énergie, et à eux seuls, des obligations tarifaires permanentes, générales et étrangères à la poursuite d'objectifs de service public* »⁹. Selon cette décision, le TaRTAM, en ce qu'il s'applique à tous les professionnels, ne saurait être que temporaire au risque d'aller à l'encontre des objectifs d'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

De plus, les autorités européennes mettent en cause la compatibilité du dispositif tarifaire français avec le droit de l'union. Elles ont engagé une procédure d'infraction contre la France pour défaut de transposition de la directive 2003/54 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'énergie et ont également ouvert une procédure d'enquête au titre des aides d'Etat à l'encontre des tarifs réglementés de vente d'électricité et du TaRTAM.

S'agissant du défaut de transposition de la directive 2003/54, la France a ainsi fait l'objet d'une mise en demeure du 10 avril 2006, portant notamment sur le maintien des tarifs réglementés pour les consommateurs non résidentiels. La réponse des autorités françaises de juin 2006 n'ayant pas suffi à convaincre la Commission, l'infraction a été confirmée par un avis motivé du 15 décembre 2006. Dès juillet 2007, la saisine de la Cour européenne a été envisagée.

S'agissant de la procédure engagée au titre des aides d'État, une enquête approfondie a été ouverte le 13 juin 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente d'électricité et du TaRTAM dont bénéficient certaines grandes et moyennes entreprises en France. L'enquête a été étendue en mars 2009 suite à la décision de la France de prolonger le système du TaRTAM.

Ces procédures sont actuellement en suspens dans l'attente de la mise en œuvre de la nouvelle organisation du marché de l'électricité. En cas de reprise des procédures, la France pourrait être condamnée par la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) à de lourdes sanctions pécuniaires (astreintes ou amendes) pour défaut de transposition des directives communautaires et la Commission pourrait également exiger le remboursement des aides qu'elle estimerait illégalement perçues par les entreprises consommatrices d'électricité.

En raison de l'évolution des règles applicables au secteur de l'énergie, le dispositif français n'est aujourd'hui plus conforme ni au droit national, ni au droit de l'Union. Au plan national, le Conseil constitutionnel s'est déjà prononcé sur l'incompatibilité manifeste du système actuel avec le droit de l'union dans une décision du 30 novembre 2006¹⁰. Au plan européen, la Commission européenne, dans sa communication du 10 janvier 2007 accompagnant les nouvelles propositions de législation (le « troisième paquet énergie »), a également jugé insuffisantes les dispositions actuelles. En plus des deux procédures ouvertes contre la France, tendant à remettre en cause les tarifs réglementés, des enquêtes ont été ouvertes à l'encontre

⁹ Décision n° 2006-543 DC du 30 novembre 2006.

¹⁰ Décision DC n°2006-543 du 30 novembre 2006, Loi relative au secteur de l'énergie.

d'opérateurs historiques pour abus de position dominante¹¹ ou entente. Elles pourraient, en l'absence de modification du droit français, aboutir à une saisine de la CJUE. Le droit français doit donc impérativement évoluer.

Il est vrai que le cas français n'est pas isolé : l'état d'avancement réel de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie est très différent selon les pays. Ceux-ci n'ont pas tous, à ce stade, transposé les directives européennes de 2003 mentionnées. Une enquête sectorielle de la Commission sur les marchés du gaz et de l'électricité, dont un rapport préliminaire avait été publié fin 2005, a recensé les domaines où la concurrence n'est pas pleinement effective et dans lesquels il convient d'intervenir afin que l'ouverture des marchés puisse porter ses fruits. En 2006, la Commission a poursuivi 16 Etats membres qui tardaient à libéraliser leur marché. Dans son communiqué du 13 mars 2010 accompagnant la publication d'un rapport d'étape sur la création d'un marché intérieur du gaz et de l'électricité, la Commission européenne fait à nouveau le constat que la l'ouverture des marché est loin d'être effective. Elle rappelle que les directives existantes ne sont pas encore correctement transposées par les États membres et que de graves problèmes de transparence, de régulation, de coordination des gestionnaires de réseau persistent.

Comme ses partenaires, la France doit donc s'adapter au nouveau cadre juridique dans le domaine de l'énergie. Elle l'a déjà fait pour partie, mais ces évolutions ne s'avèrent aujourd'hui ni suffisantes au plan juridique ni satisfaisantes au plan économique dans la mesure où elles n'ont pas conduit à l'ouverture escomptée du marché de la fourniture d'électricité.

L'incertitude juridique relative à l'organisation actuelle du marché électrique fait subir un grave préjudice aux consommateurs français et aux acteurs du marché de l'électricité. En effet, ceux-ci, peu confiants dans la robustesse du dispositif actuellement en vigueur, ne sont pas en capacité de prédire avec un bon niveau de confiance l'évolution du système. Cette faiblesse est particulièrement préoccupante pour les consommateurs industriels, dont les hypothèses d'évolution des conditions d'approvisionnement en électricité constituent l'un des critères importants dans les décisions d'investissements. Ce manque de visibilité peut nuire également aux décisions d'investissement dans les moyens de production électrique. Elle est en outre paradoxale au regard des caractéristiques du parc français, largement nucléaire, dont les facteurs de coûts ne peuvent varier de façon erratique.

L'équilibre entre l'objectif d'ouverture des marchés concurrentiels de l'électricité et le droit à l'électricité pour tous est perfectible

Explicitement affirmé par l'article 1er de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, le droit à l'électricité pour tous requiert de garantir un accès des consommateurs résidant sur le territoire national à l'énergie électrique dans des conditions reflétant les choix énergétiques français. La spécificité française que constitue l'existence d'un parc nucléaire historique doit donc être

¹¹ En décembre 2008, la Commission a adressé à EDF une communication des griefs (voir [MEMO/08/809](#)), lui faisant part de sa crainte de voir la portée, la durée et la nature exclusive de ses contrats d'approvisionnement empêcher l'entrée et l'expansion d'autres fournisseurs sur le marché français de l'électricité.

Le 17 mars 2010, la Commission européenne a rendu contraignants les engagements offerts par le groupe EDF en réponse à ses préoccupations. Elle craignait en effet que les contrats passés par EDF avec les grands consommateurs d'électricité n'entravent l'entrée et l'expansion de concurrents sur le marché français. EDF s'engage à permettre chaque année à un nombre élevé de clients de conclure des contrats avec d'autres fournisseurs d'électricité. Les restrictions à la revente seront également supprimées.

prise en compte pour maintenir l'équilibre entre l'objectif d'ouverture à la concurrence et la préservation du droit à l'électricité pour tous.

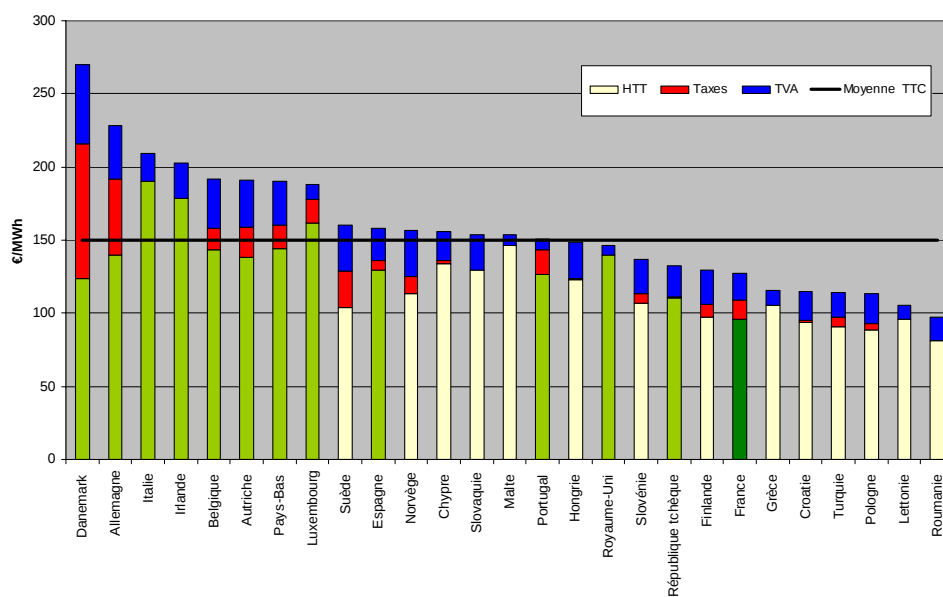
Si la France ne prend pas d'initiative, elle s'expose à l'engagement de procédures au niveau européen dont les conséquences sont peu prévisibles mais pourraient être, même à très court terme, extrêmement préjudiciables aux intérêts français des consommateurs, des opérateurs (dont EDF) ou de l'économie. Il paraît donc préférable de faire évoluer le dispositif en vigueur, sans renoncer à l'acquis du maintien d'un fort niveau de régulation, ciblé de façon plus efficace, dont le bilan coût-avantage des différents intérêts pris en compte est à coup sûr plus favorable que ceux d'une initiative européenne non impulsée par la France.

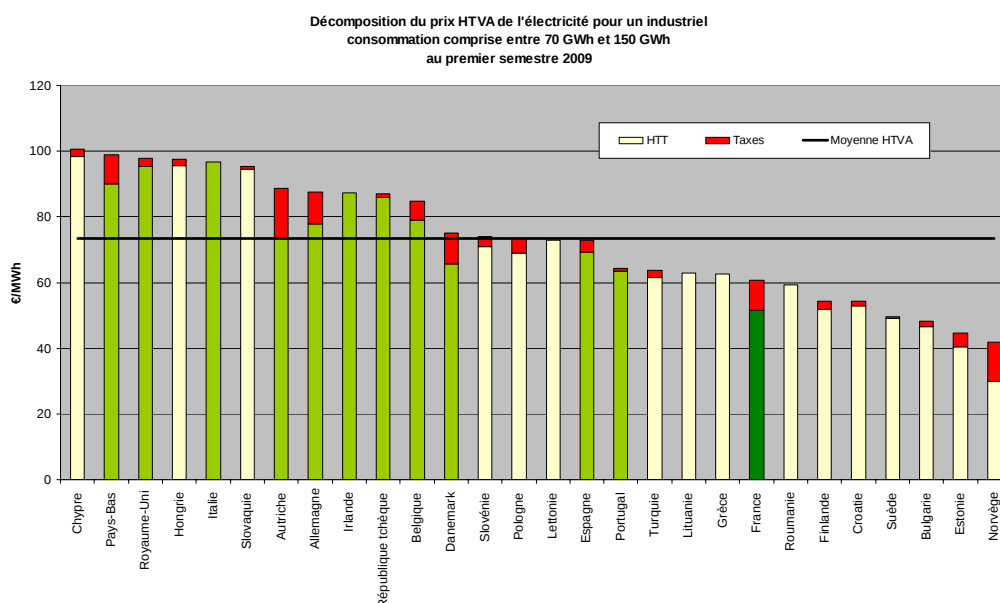
C'est pourquoi, en s'engageant dans la réforme de l'organisation du marché électrique, le gouvernement a fait le choix d'un équilibre entre les intérêts des consommateurs pour des prix compétitifs et stables, les intérêts environnementaux pendant cette phase de transition énergétique et les intérêts des différents acteurs, historiques et nouveaux entrants, du marché de l'énergie. Par un échange de courriers du 15 septembre 2009 (cf. annexe 2), le Premier ministre a présenté aux commissaires européens à la concurrence et à l'énergie les grandes lignes du projet de la réforme relative à l'organisation du marché de l'électricité. En réponse, les commissaires concernés ont indiqué que ce projet de réforme s'inscrivait dans le cadre d'une amélioration effective des conditions d'ouverture du marché électrique à la concurrence. Mieux, les commissaires ont estimé que la mise en place d'une telle organisation répondrait aux griefs formulés par la Commission et serait de nature à permettre la clôture des procédures contentieuses en cours. La nécessité de la mise en œuvre du dispositif par le biais d'une loi apparaît dans cet échange de courriers.

Encadré : les prix de l'électricité en Europe



Décomposition du prix TTC de l'électricité pour un particulier
consommation comprise entre 2500 kWh et 5000 kWh
au premier semestre 2009

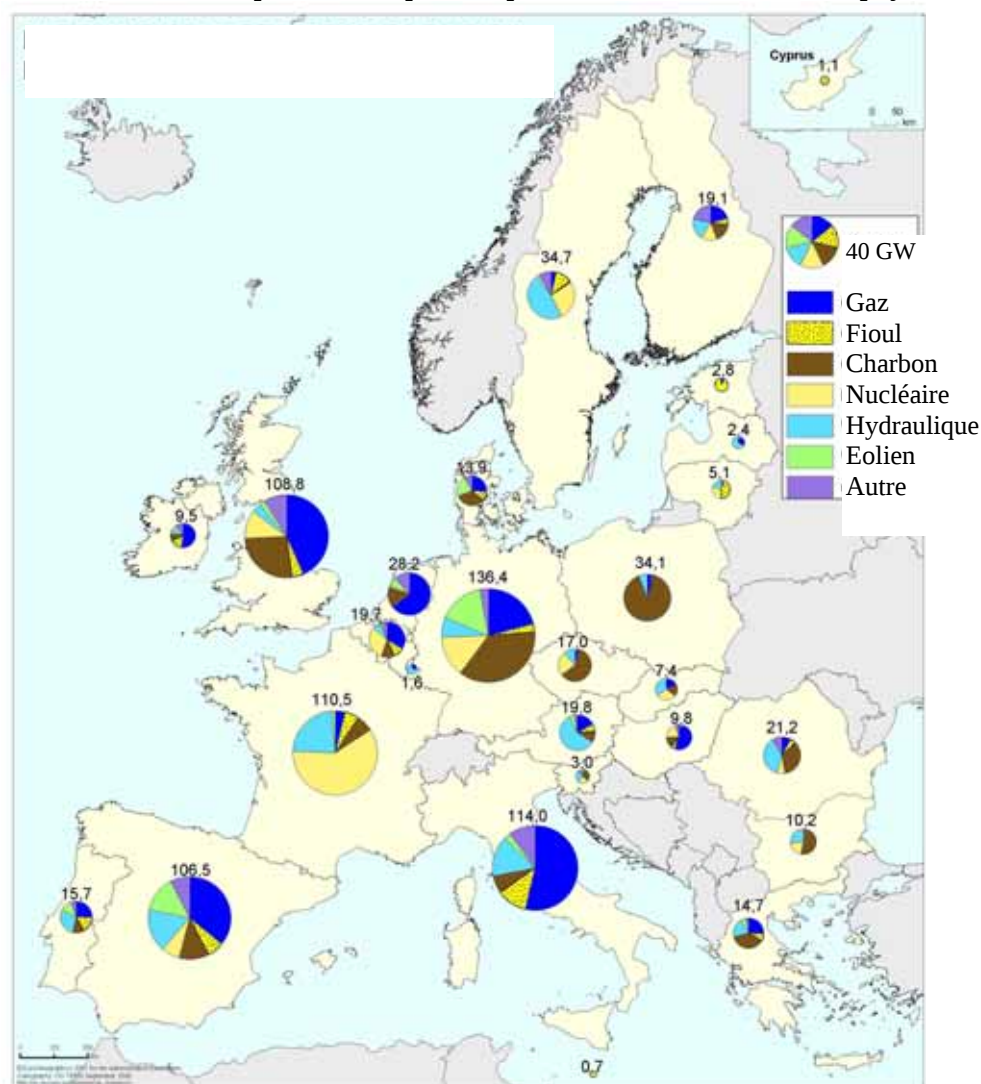




Source : Eurostat

Au sein de l'Union européenne, la France affiche des prix de l'électricité *pour le consommateur final* parmi les plus bas des 27 pays (cf. graphes). Cette situation reflète la compétitivité du *mix* électrique français composé à 78% de nucléaire et environ 14% d'hydraulique. Les tarifs réglementés, calés sur le coût de production moyen du parc français, permettent aux consommateurs de bénéficier de cet atout. La très grande majorité des pays européens présentent quant à eux des parcs de production constitués essentiellement de centrales thermiques plus coûteuses.

Composition du parc de production d'électricité des pays de l'UE



Source : Commission Européenne

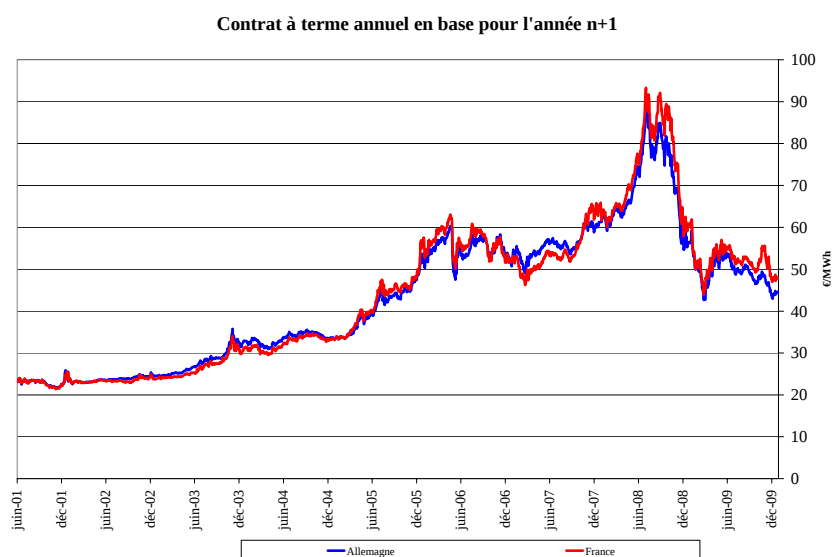
La forte particularité de la structure de production du parc français (la France est le seul pays au monde à produire plus des trois quarts de son électricité à partir de nucléaire) a toutefois peu de répercussions sur le niveau *du prix de gros* de l'électricité.

En effet, le prix de gros de l'électricité :

- dépend de l'équilibre entre l'offre et la demande sur la plaque européenne (et non uniquement de la situation en France),
- correspond au coût de la centrale marginale (*i.e.* la plus chère en fonctionnement).

En conséquence, et notamment du fait des interconnexions avec les pays voisins, le prix de gros se cale sur le coût de centrales fonctionnant avec des énergies fossiles et carbonées (gaz, charbon, fioul). Il est très peu influencé par le nucléaire, et se situe donc à un niveau bien supérieur au coût moyen du parc français. Ainsi, si les caractéristiques fondamentales des parcs de production français et allemand diffèrent largement, les prix du marché de gros, du fait des échanges transfrontaliers, ont des évolutions similaires (*cf.* graphe *infra*). L'interconnexion des « plaques » est optimale du point de vue économique global (sécurité d'approvisionnement, recourt aux moyens de production les moins chers au niveau de la plaque interconnectée) mais conduit, par rapport à une situation hypothétique où la France

serait isolée, à un ajustement du prix de gros à un niveau bien supérieur à celui correspondant au coût du nucléaire.



Source : Pownext

Or, dans un contexte de libéralisation du marché de l'électricité, le prix du marché de gros, du fait qu'il reflète l'équilibre offre demande au niveau global, est devenu une référence pour tous les acteurs. Il est par ailleurs représentatif du coût d'approvisionnement d'un nouvel entrant sur le marché de l'électricité. En conséquence, la déréglementation « brutale » du prix de l'électricité au client final, sans mesure d'accompagnement, se traduirait en France par une forte hausse de la facture électrique, induite par l'alignement de toutes les offres de détail sur le prix de gros.

Cette situation ne serait pas problématique si la technologie nucléaire était facilement diffusable et rapide à déployer. En effet, dans tous les pays les industriels auraient alors intérêt à construire leurs propres réacteurs nucléaires le plus rapidement possible, ce qui entraînerait, le cas échéant, une baisse du prix de gros de l'électricité. Cependant, le développement d'une filière nucléaire est un choix politique fort et la durée de construction des réacteurs est d'au moins cinq années, précédées souvent d'une procédure d'autorisation qui s'écoule aussi sur plusieurs années, afin de garantir le respect des droits des citoyens à l'information et à la concertation. Il n'y a donc pas lieu d'attendre à ce que l'écart entre le prix de gros et le coût moyen de production du parc français ne diminue.

2 OBJECTIFS : assurer aux consommateurs le bénéfice de l'investissement consenti dans le nucléaire, inciter à l'innovation et à la maîtrise de la demande en électricité et favoriser les investissements dans le cadre du marché européen de l'électricité

La situation actuelle, dans laquelle la concurrence peine à se développer et où le maintien en l'état des tarifs réglementés est juridiquement fragile, n'apparaît donc pas tenable, et ce d'autant moins que le dispositif transitoire mis en place, le TaRTAM, ne donne pas pleine satisfaction. C'est pourquoi le Ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du

développement durable et de la mer et la Ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi ont demandé à une commission de parlementaires (MM. les députés Brottes et Lenoir et MM. les sénateurs Pastor et Poniowski) et de personnalités qualifiées (MM. Bergougnoux, Hellwig, Labetoulle et Percebois), présidée par M. Paul Champsaur, de formuler des propositions sur l'organisation du marché électrique. Le rapport de cette commission, auquel il a déjà été fait référence, est joint en annexe à la présente étude d'impact et ne peut en être dissociée.

Comme l'indique la lettre de mission des ministres à la commission présidée par M. Paul Champsaur, l'objectif est de disposer d'une organisation de marché qui, simultanément, protège les intérêts des consommateurs, incite à la maîtrise de la demande et aux investissements, et s'inscrit dans le marché européen de l'électricité. Plus précisément, il s'agit de permettre aux consommateurs d'électricité de bénéficier des avantages compétitifs du parc de production électrique français, d'assurer aux nouveaux entrants sur le marché de une marge de manœuvre suffisante pour se développer, et développer ainsi la concurrence et l'innovation tout en ne réduisant pas les incitations pour ces nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production d'électricité.

Si, sur l'initiative du sénateur Poniowski, le sujet des règles de réversibilité entre le choix d'une offre libre et de tarifs réglementés est déjà à l'ordre du jour du Parlement¹², le gouvernement entend s'inscrire dans une démarche plus générale proposant une nouvelle régulation plus ciblée et plus efficace.

3 Parmi les différentes OPTIONS, le gouvernement choisit la mise en place d'un accès régulé à l'électricité de base, suivant les préconisations de la commission Champsaur.

En préliminaire, il faut noter que le passage par la loi pour atteindre les objectifs décrits dans la partie précédente est nécessaire. Sans cela, il faudrait compter sur des engagements volontaires que prendrait EDF afin de fournir de l'énergie à ses concurrents à un prix reflétant les coûts du parc nucléaire historique. Toutefois, le prix des contrats de ventes qu'EDF a récemment signés avec d'autres fournisseurs ont tous pour sous jacent le coût du « nouveau nucléaire » supérieur aux coûts du parc nucléaire historique du fait d'exigences plus fortes en matière de sûreté. Leur prix est donc sensiblement supérieur à celui permettant aux fournisseurs alternatifs de faire des offres similaires aux tarifs réglementés.

Dans son rapport, la commission Champsaur passe en revue les différentes options envisageables. Plusieurs scénarii peuvent être considérés :

1. statu quo juridique impliquant l'extinction programmée du TaRTAM qui arrive à échéance en 2010, sans solution de remplacement à ce jour,
2. prolongation du TaRTAM et ainsi maintien de la situation économique actuelle,
3. libéralisation complète des prix avec la disparition de tout tarif réglementé pour les industriels et maintien pour les petits consommateurs

¹² Le Sénat a examiné dans sa séance du 25 mars 2010, une proposition de loi du sénateur Poniowski tendant à autoriser les consommateurs finals domestiques d'électricité et les petites entreprises à retourner au tarif réglementé d'électricité

4. libéralisation complète des prix avec la disparition de tout tarif réglementé, tant pour les industriels que pour les petits consommateurs¹³,
5. libéralisation complète des prix, accompagnée d'un mécanisme de taxation du parc de production électrique de base et d'une réallocation de cette ressource¹⁴,
6. mise en place d'un accès régulé à l'électricité de base accompagné du maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs et d'une disparition progressive des tarifs réglementés pour les industriels¹⁵.

Le premier scénario de statu quo juridique impliquerait la fin du TaRTAM et conduirait donc les consommateurs ayant exercé leur éligibilité à ne pouvoir souscrire que des offres au prix de marché, ne leur assurant donc pas le bénéfice de la compétitivité du parc de production français. En outre, ce statu quo juridique resterait contesté par les autorités européennes essentiellement en ce qui concerne le maintien de tarifs réglementés de vente aux consommateurs industriels qui n'ont pas exercé leur éligibilité. Enfin, dans un tel scénario, les nouveaux entrants n'auraient pas de marge de développement sur le segment des consommateurs n'ayant pas encore exercé leur éligibilité.

Le deuxième scénario diffère du premier par la prolongation du TaRTAM. Si au plan économique il pourrait apparaître supportable pour les consommateurs, le TaRTAM a conduit à un gel des parts de marché des fournisseurs et a pu contribuer à réduire l'activité sur le marché de gros (voir *infra*). De plus, un tel scénario serait très fragile au regard du droit de l'union. En effet, le TaRTAM qui ne serait plus transitoire, serait d'autant plus contesté par les autorités européennes qui ont d'ores et déjà ouvert un contentieux contre la France au titre des aides d'Etat risquant de conduire à terme à la fin non maîtrisée des tarifs réglementés (voir *supra*). Enfin, ce scénario ne résoudrait pas les problèmes posés par le cloisonnement du marché électrique en différents sous-marchés étanches.

Le troisième scénario apparaît juridiquement compatible avec les critiques de la Commission européenne puisque l'existence de tarifs réglementés pour les petits consommateurs n'est pas exclue par la nouvelle directive. Économiquement, il permet donc aux petits consommateurs de bénéficier de la compétitivité du parc de production français ; a contrario, il ne permet pas le développement des fournisseurs alternatifs (par défaut d'accès à l'électricité de base dans des conditions similaires à celles d'EDF), et reste de ce fait contestable. En revanche, les gros consommateurs se verraient proposer des prix de l'électricité déconnectés des fondamentaux de coûts du parc français. Par conséquent, dans ce scénario, une part importante de l'avantage de la compétitivité du parc nucléaire, correspondant à la fourniture des gros consommateurs, est transférée à l'opérateur historique au détriment des gros consommateurs.

Le quatrième scénario (libéralisation totale des prix) permet le développement de la concurrence sur tous les segments de marché. En ce sens, il apparaît juridiquement robuste aux critiques de la Commission Européenne. Deux critiques majeures ont néanmoins conduit la commission Champsaur à l'écarter. En raison de la disparition de tout tarif réglementé et donc de l'alignement des prix de détail sur les prix de gros, il ne permet aux consommateurs de bénéficier ni de l'investissement consenti dans le nucléaire, ni de leur choix majoritaire d'accepter la présence de centrales nucléaires sur le territoire national. La totalité de l'avantage de la compétitivité du parc électronucléaire bénéficierait à l'opérateur historique, au détriment

¹³ Voir glossaire pour la définition.

¹⁴ cf. § 4.1 du rapport Champsaur

¹⁵ cf. § 4.2 du rapport Champsaur

des consommateurs. Renforçant la position dominante d'EDF, cette situation pourrait en outre pousser la Commission Européenne à prôner des solutions radicales, comme une restructuration industrielle se traduisant par le démantèlement du parc nucléaire au profit de plusieurs opérateurs, afin de renforcer la concurrence. En l'absence d'initiative de la France et en cas d'aboutissement des contentieux engagés par les autorités européennes, c'est à une organisation de ce type que le marché français pourrait aboutir.

Les cinquième et sixième scénarii sont précisément décrits et analysés dans le rapport de la commission Champsaur. Ils devraient permettre de garantir le bénéfice de la compétitivité du parc de production à l'ensemble des consommateurs, le développement de la concurrence et être compatible avec le droit européen. La commission Champsaur préconise néanmoins, entre ces deux scénarii, le scénario 6, c'est-à-dire celui du système d'accès régulé à l'électricité de base.

Le gouvernement a décidé de suivre cette préconisation et de mettre en place un accès régulé à l'électricité de base, assorti du maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs, dont l'impact est précisément évalué au § IV de la présente étude.

En effet, par rapport à la solution 5, le gouvernement préfère :

- *éviter de faire supporter la volatilité des prix de marché aux consommateurs*

En effet, la redistribution du produit de la taxe serait complexe à gérer et ne pourrait qu'intervenir avec un décalage par rapport aux évolutions de prix du marché de gros. Ainsi, les consommateurs finals devraient supporter la volatilité des prix du marché de gros qui ne reflète pas la structure des coûts du parc de production en France.

- *ne pas s'exposer à la difficulté de définir les modes et bénéficiaires de la redistribution*

La taxation se traduirait par un prélèvement sur EDF, aussi volatil que les prix de marché, de 4 à 11 Md€ par an (sur la base de différentes hypothèses d'écart entre le prix de gros de l'électricité et le coût de production du nucléaire). La redistribution de tels montants aux consommateurs finals d'électricité ne manquerait pas de provoquer des débats liés non seulement aux critères de redistribution (définition d'un niveau plus ou moins forfaitaire, fonction des caractéristiques des consommateurs, compatibilité de cette redistribution envers les professionnels avec les règles relatives aux aides d'Etat, ...) mais également à la pertinence du choix de ces bénéficiaires (alternative d'usage du produit de la taxe pour aider d'autres secteurs de l'économie ou pour le budget de l'Etat). Cela ferait inévitablement peser un risque politique sur ce système de régulation, réduisant d'autant la visibilité des acteurs et nuisant ainsi aux investissements et aux changements durables de comportement, notamment en matière d'économie d'énergie.

- *mettre en place un système de régulation sans intermédiaire budgétaire et reposant uniquement sur des principes de droit de la concurrence.*

Le scénario 6 correspond en effet à un transfert le plus direct possible, compte tenu des enjeux liés au développement de la concurrence, de la compétitivité du parc nucléaire historique vers le consommateur final d'électricité. De ce fait, il apparaît comme le plus robuste, offre une meilleure visibilité et correspond à l'objectif politique poursuivi.

Une telle organisation du marché électrique impose notamment des obligations à EDF qui seront strictement proportionnées à l'objectif poursuivi, donne des droits aux fournisseurs d'électricité aux clients finals résidant en France, établit de nouveaux principes pour l'élaboration des tarifs et confie de nouvelles missions à la Commission de régulation de l'énergie. Cette organisation du marché nécessite d'être mise en place par voie législative.

Synthèse de l'analyse d'option

	Gros consommateurs	Petits consommateurs	EDF	Nouveaux entrants	Robustesse juridique
Scénario 1 <i>(statu quo juridique impliquant l'extinction programmée du TaRTAM qui arrive à échéance en 2010, sans solution de remplacement à ce jour)</i>	Pas de bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire historique pour ceux qui ont fait jouer leur éligibilité	Protégés par le tarif réglementé de vente	Accroissement de la rentabilité, par le biais d'une augmentation des prix sans rapport avec les fondamentaux des coûts, pour ceux des gros consommateurs ayant exercé leur éligibilité	Pas de marge de développement sur les consommateurs n'ayant pas exercé aujourd'hui leur éligibilité	fragile
Scénario 2 <i>(prolongation du TaRTAM et ainsi maintien de la situation économique actuelle)</i>	Maintien de la situation actuelle	protégés par le tarif réglementé de vente	Maintien de la situation actuelle	Maintien de la situation actuelle	très fragile
Scénario 3 <i>(libéralisation complète des prix avec la disparition de tout tarif réglementé pour les industriels et maintien pour les petits consommateurs)</i>	Exposés au prix de marché	Protégés par le tarif réglementé de vente	Accroissement de la rentabilité, par le biais d'une augmentation des prix sans rapport avec les fondamentaux des coûts, pour tous les gros consommateurs	Des marges de développement du fait de la suppression des tarifs réglementés pour les gros consommateurs	compatible
Scénario 4 <i>(libéralisation complète des prix avec la disparition de tout tarif réglementé, tant pour les industriels que pour les petits consommateurs)</i>	Exposés au prix de marché	Exposés au prix de marché	Accroissement de la rentabilité, par le biais d'une augmentation des prix, sans rapport avec les fondamentaux des coûts, pour tous les consommateurs, gros ou petits	Des marges de développement du fait de la suppression des tarifs réglementés pour tous les consommateurs	Robuste
Scénario 5 <i>(libéralisation complète des prix, accompagnée d'un mécanisme de taxation du parc de production électrique de base et d'une réallocation de cette ressource)</i>	Protection dépendant des conditions de réallocation des ressources de la taxe	Protection dépendant des conditions de réallocation des ressources de la taxe	Maintien de la situation actuelle, à supposer que la taxe permette de restituer l'écart entre les prix et les coûts	Des marges de développement du fait de la suppression des tarifs réglementés pour les gros consommateurs	Compatible
Scénario 6	Bénéfice de la	Protégés par les	Maintien de la	Sont sur le même	Compatible

(mise en place d'un accès régulé à l'électricité de base accompagné du maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs et d'une disparition progressive des tarifs réglementés pour les industriels)	compétitivité du parc nucléaire historique garanti par la concurrence ayant accès régulé à l'électricité de base	tarifs réglementés de vente	situation actuelle	pied d'égalité que l'opérateur historique	
--	---	------------------------------------	---------------------------	--	--

4 IMPACTS DE LA RÉFORME ENVISAGÉE

Description de la nouvelle organisation du marché de l'électricité inscrite dans le projet de loi

D'un point de vue opérationnel, la nouvelle organisation du marché électrique repose sur trois dispositions fondamentales :

- la mise en place, au profit des fournisseurs alternatifs, d'un droit d'accès régulé à la production électrique de base d'EDF à des conditions représentatives des conditions économiques de production de l'électricité par ses centrales nucléaires déjà en service (*le parc de référence*) ;
- l'instauration d'une obligation de capacité afin de garantir *a priori* que chaque fournisseur est capable de couvrir les besoins de consommation en pointe de ses clients ;
- l'évolution progressive du système des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Mise en place d'un accès régulé des fournisseurs à la production électrique de base d'EDF

Les droits des fournisseurs

Les droits d'un fournisseur à accéder à l'électricité de base d'EDF seront calculés sur la base des caractéristiques de la consommation prévisionnelle de son portefeuille de clients en France de façon claire, transparente et non discriminatoire, sans jugement *a priori* de la crédibilité de ses prévisions. Il s'agit de reproduire, pour le fournisseur, des conditions d'approvisionnement en électricité de base équivalentes à celles d'EDF. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) sera chargée de la gestion du dispositif. Le cas échéant, elle disposera des moyens pour dissuader les fournisseurs d'abus manifeste, en particulier dans leurs prévisions commerciales.

En parallèle de ce système, la possibilité pourrait être maintenue pour les fournisseurs nouveaux entrants de conclure avec l'opérateur historique des contrats de gré à gré d'approvisionnement en électricité de base, éventuellement de long terme, susceptibles d'inclure une part de risque industriel en contrepartie d'un prix plus adapté. De tels contrats pourraient notamment permettre à EDF de transférer une partie des risques industriels liés à la production d'électricité nucléaire (notamment ceux concernant la disponibilité des centrales) et aux fournisseurs alternatifs d'obtenir un meilleur prix et/ou un aménagement des conditions de livraison (possibilité de moduler la puissance, durée des contrats, etc.). Dans ce cas, les volumes d'électricité de base couverts par de tels contrats pourront être déduits des droits d'accès au dispositif des fournisseurs alternatifs, ceci afin d'inciter EDF à conclure de tels contrats.

Ce dispositif d'accès régulé à l'électricité de base peut être complémentaire mais ne doit pas faire double emploi avec un approvisionnement des électro intensifs via le consortium Exeltium¹⁶, qui bénéficie d'une autorisation particulière de conclure des contrats de long

¹⁶ Exeltium est un consortium de consommateurs industriels électro intensifs s'approvisionnant en électricité de base par un contrat de long terme avec EDF.

terme d'approvisionnement en électricité. A ce jour, seul EDF s'est déclaré intéressé pour conclure un tel contrat.

Les quantités d'électricité que les gestionnaires de réseaux achètent pour compenser les pertes, notamment dues à l'échauffement des câbles, seront progressivement éligibles au dispositif d'accès régulé à l'électricité de base. Elles donneront, aux fournisseurs d'électricité qui fourniront les gestionnaires de réseau le droit d'acheter à EDF de l'électricité, dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité de base, dans la limite de 20 TWh/an.

L'accès régulé des fournisseurs alternatifs à l'électricité de base produite par EDF sera limité dans le temps et en volume. Ainsi, le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base sera globalement plafonné. Le plafond sera déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis de la Commission de régulation de l'énergie dans la limite de 100 TWh / an¹⁷. Il sera déterminé de façon à être proportionné à l'objectif d'approvisionnement en électricité sur le territoire national dans des conditions économiques satisfaisantes pour les consommateurs, dans le respect de la compétitivité de l'économie et de la liberté des consommateurs de choisir leur fournisseur d'électricité¹⁸. Il faut donc s'assurer que le dispositif ne soit ni une entrave au développement de la concurrence sur la fourniture aux clients finals, ni ne réduise les incitations de l'ensemble des acteurs à investir dans le renouvellement des moyens de production d'électricité.

Le prix d'accès à la production électrique de base d'EDF

Le prix régulé d'accès à ces volumes d'électricité de base traduira les conditions économiques du parc de référence et tiendra compte :

- de la nécessaire rémunération des capitaux, tenant compte de la nature de l'activité,
- des coûts d'exploitation,
- des coûts des investissements de maintenance ou nécessaire à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation,
- des coûts prévisionnels liés aux charges nucléaires de long terme.

Ce prix sera défini sur la base de documents qu'EDF devra produire pour suivre les coûts du parc de référence (c'est-à-dire le parc constitué des centrales nucléaires actuellement en service), de sorte à couvrir sur la durée du dispositif l'ensemble des coûts de ce parc. Ce prix sera ré-évalué de façon régulière pour tenir compte de la réalité des coûts. La Commission de régulation de l'énergie sera responsable de l'évaluation des coûts.

Par exception, jusqu'à l'achèvement d'une phase de transition de 3 ans au plus, nécessaire à la mise en place de cette nouvelle organisation, le prix sera déterminé par les ministres après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Dans un premier temps, et afin d'assurer une bonne transition, le prix effectif de l'accès régulé à l'électricité de base sera cohérent avec le prix facturé aux clients bénéficiant du TaRTAM.

¹⁷ Le plafond ne sera bien sûr atteint que dans l'hypothèse d'un développement de la concurrence dans ces proportions, ce qui ne sera naturellement pas immédiat, vu le rythme courant de développement de la concurrence dans les marchés récemment libéralisés..

¹⁸ Cf. I de l'article 1 : «Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électro-nucléaire français, il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité de base produite par EDF, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire national, à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires actuelles »

Le suivi et l'évolution du dispositif dans la durée

L'accès régulé à l'électricité de base est mis en place car l'accès aux conditions économiques du parc nucléaire historique est aujourd'hui déterminant et discriminant pour le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité aux clients finals. Le dispositif est mis en place pour une période transitoire de 15 ans de nature à assurer à tous les acteurs une visibilité suffisante. A ce jour, la fin de cette période coïncide avec le début du renouvellement du parc nucléaire. Si des projets de nouvelles capacités de production nucléaire sont aujourd'hui engagés (Flamanville pour une mise en service en 2012 et Penly pour une mise en service en 2017), ils n'ont pas vocation à remplacer le parc nucléaire historique mais à satisfaire, en complément du parc actuel, l'évolution de la demande, tout en se prémunissant des incertitudes qui pèsent sur la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire, ainsi qu'à maintenir les compétences humaines et industrielles de réalisation de centrales électronucléaires (cf. programmation pluriannuelle des investissements de production électrique –PPI-). Néanmoins, dans cette période, les enjeux de la régulation vont évoluer avec la réalité industrielle du parc de production d'électricité sujette à de nombreuses incertitudes. La levée progressive de ces incertitudes permet de dégager trois phases de 2010 à 2025 :

- Durant la première phase (2010-2015), l'enjeu industriel concernera le bon fonctionnement du parc nucléaire actuel et les investissements dans les moyens de production de semi base et de pointe. Les incertitudes liées à la décision d'allonger ou non la durée de vie des centrales nucléaires seront progressivement levées. En effet, si dans une perspective économique et sous réserve de toute exigence en terme de sûreté, le scénario privilégié repose sur la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans après des investissements de jeunesse, l'Autorité de sûreté nucléaire est la seule compétente et habilitée à se prononcer sur la fermeture ou la prolongation de chaque réacteur, le cas échéant à la condition que des investissements soient réalisés. Cette phase s'achèvera par la convergence de l'ensemble des références de prix.
- Durant la deuxième phase (2015-2020), beaucoup d'investissements de prolongation devront, le cas échéant, être réalisés sur le parc nucléaire et leurs coûts répercutés dans le prix de l'accès régulé à l'électricité de base.
- Durant la troisième phase (2020-2025), le renouvellement du parc nucléaire devra être préparé.

Au-delà de la gestion de ces incertitudes industrielles, des bilans périodiques que le gouvernement adressera au Parlement, notamment sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, permettront de s'assurer, tout au long de cette période, de l'efficacité de la nouvelle organisation du marché électrique, en ce qui concerne le développement effectif de la concurrence, la cohérence entre les offres de détail des fournisseurs et le prix de l'accès régulé à l'électricité de base, et la participation de tous les acteurs aux investissements dans le renouvellement des capacités de production nécessaires à notre sécurité d'approvisionnement.

Les garanties d'équilibre du système

L'objectif de la loi consiste à permettre un accès de tous les fournisseurs à l'électricité du parc nucléaire historique, dans des conditions équivalentes. Le dispositif est donc conçu pour que

la contrainte imposée à l'opérateur historique soit strictement proportionnée à l'objectif poursuivi :

- le périmètre de la régulation est borné dans son champ d'application, comme dans le temps. La régulation porte exclusivement sur l'accès à une fraction de la production du parc nucléaire historique d'EDF, dont la duplication n'aurait aucun sens au plan économique. Les autres moyens de production en base ne sont pas pris en compte : ils sont en effet sur la voie d'un développement concurrentiel que ce soit l'hydraulique avec la mise en concurrence des renouvellements de concessions ou le nouveau nucléaire qui implique déjà des co-investissements dans une logique concurrentielle. Par suite, le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base diminuera en proportion au fur et à mesure du développement de nouvelles capacités de production de base et de la sortie de service des centrales nucléaires du parc historique ;
- le périmètre de la régulation est borné en volume : le montant maximal d'électricité pouvant faire l'objet d'un accès régulé à l'électricité de base est fixé, par la loi, à 100 TWh/an (auxquels s'ajoute un maximum de 20 TWh/an pour les pertes), ce qui représente moins de 30% du volume d'électricité produit par le parc nucléaire historique. Un niveau inférieur ne permettrait pas d'engager le développement d'un marché concurrentiel de la fourniture d'électricité ;
- la loi impose que l'accès à l'électricité du parc nucléaire historique se fasse dans des conditions économiques équivalentes pour les différents fournisseurs, EDF et les nouveaux entrants. Le prix de vente de l'électricité dans le cadre des contrats d'accès régulé permettra à EDF de couvrir ses coûts et de bénéficier d'une rentabilité normale. Le dispositif vise ainsi à conserver, pour les consommateurs résidant sur le territoire national, le bénéfice de l'avantage compétitif que représentent les choix spécifiques français en matière d'énergie nucléaire, sans pénaliser EDF ;
- le dispositif est placé sous le contrôle et la surveillance d'une autorité indépendante, la Commission de régulation de l'énergie, chargée par la loi d'assurer, autant que possible, la neutralité du dispositif d'accès régulé à l'électricité de base, pour tous les fournisseurs d'électricité de base, y compris le propriétaire du parc nucléaire historique. Il lui appartient, d'une part, de proposer le juste niveau des tarifs et de définir le juste niveau des volumes, permettant d'assurer la neutralité des opérations pour EDF. La Commission est ainsi chargée, entre autres choses, de superviser les éventuelles corrections dans le cas où un cocontractant d'EDF aurait surestimé le nombre de consommateurs finaux résidant sur le territoire national dans son portefeuille : si, après constat et analyse par la Commission de régulation de l'énergie, les droits alloués à un fournisseur donné pour une période donnée ont excédé le besoin réel de base du portefeuille de clients effectif de ce fournisseur, un complément de prix sera en effet appliqué. Il sera établi conformément aux prix de marché, à partir de la différence entre le prix de gros régulé et le prix en vigueur sur le marché de gros en France, et portera uniquement sur les volumes en excès des besoins de base du portefeuille de clients finals effectif. Pour que ce mécanisme soit à la fois protecteur pour les fournisseurs alternatifs qui s'engagent effectivement dans le développement d'un portefeuille de clients et prévienne les comportements spéculatifs, ce complément de prix pourra être ajusté en fonction de l'ampleur de l'écart entre la prévision et le constaté. La loi confie d'autre part à la Commission de régulation de l'énergie la mission de réprimer les cas éventuels d'abus ou d'entrave.

Obligation de capacité¹⁹

La nouvelle organisation du marché de l'électricité prévoit que chaque fournisseur devra contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité en France continentale. La mise en place de cette obligation de capacité vise une nécessité déjà prise en compte dans les tarifs réglementés de vente d'électricité : la garantie d'un niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité, notamment en période de pointe de consommation. Elle ne se traduira pas, par rapport à la situation actuelle, par un coût additionnel.

Chaque fournisseur devra apporter la garantie qu'il détient, directement ou indirectement, la capacité d'effacement de consommation ou de production nécessaire pour satisfaire la demande de ses clients lors des pointes de consommation²⁰. L'objectif fixé à chaque fournisseur sera déterminé en fonction du profil de consommation de ses clients et de manière à ce que l'objectif de sécurité d'approvisionnement au niveau global, fixé par le gouvernement, soit atteint. Par ailleurs, cet objectif sera fixé de façon suffisamment anticipée (3 - 4 ans par exemple) pour inciter leurs consommateurs à prendre leurs dispositions pour s'effacer et pour que les fournisseurs puissent développer de nouvelles capacités d'effacement ou de production (notamment à la pointe).

L'efficacité du dispositif tient dans ce que :

- un prix *unique* sera déterminé pour valoriser *toute* la puissance disponible ou effaçable lors des pointes de consommation ;
- les fournisseurs pourront s'ils le souhaitent *échanger* des garanties de capacité avec d'autres acteurs.

En conséquence, tous les acteurs (producteurs, fournisseurs, consommateurs) seront incités à offrir des capacités de production ou d'effacement et les solutions mises en œuvre seront les plus pertinentes sur le plan économique.

Cette obligation de capacité sera mise en œuvre progressivement et aura une portée effective à partir de 2015, compte tenu du délai nécessaire aux fournisseurs pour développer des offres de capacité de production et d'effacement.

La valeur de la garantie de capacité est d'ores et déjà intégrée dans les tarifs réglementés historiques. La création d'une obligation de capacité n'entraînera donc pas de surcoût mais permettra de mieux identifier la valeur de cette garantie. Ainsi chaque fournisseur (i) pourra mieux calibrer les offres faites aux clients finals afin de leur proposer de réduire leur consommation pendant les périodes de pointe, et (ii) sera invité à investir dans des moyens d'effacement ou de production de pointe, quand cela sera nécessaire au bénéfice de l'ensemble du système électrique.

Tarifs réglementés de vente

La mise en place du mécanisme d'accès régulé à la production électrique de base permettra de faire évoluer le système des tarifs réglementés en vigueur.

¹⁹ De tels mécanismes ont été mis en place, notamment aux Etats Unis (marché dit « PJM », ainsi que New England).

²⁰ Voir glossaire pour la définition des périodes de pointe de consommation.

Les tarifs réglementés de vente sont confortés pour les petits consommateurs, particuliers comme professionnels. Pour ces consommateurs, la réversibilité totale entre les offres libres et les offres réglementées sera mise en place.

Les tarifs réglementés seront progressivement établis par addition analytique du coût d'approvisionnement en base régulée tel que déterminé par le régulateur, du coût d'approvisionnement du reste de la consommation de base et de pointe y compris la garantie de capacité mentionnée précédemment, des coûts d'acheminement et des coûts commerciaux. La Commission de régulation de l'énergie sera chargée de proposer le niveau de ces tarifs qui sera arrêté par les ministres en charge de l'énergie et de l'économie.

Les gros consommateurs ne pourront plus disposer des tarifs réglementés de vente à compter de 2015. La première étape de la transition vers le système cible de tarifs réglementés correspond à l'expiration du TaRTAM. Ensuite, au fur et à mesure, les tarifs réglementés pour les grandes et moyennes entreprises seront progressivement mis en cohérence avec le prix régulé d'accès à la base étant entendu qu'une réversibilité totale entre les offres libres et réglementées sera offerte aux consommateurs n'ayant pas aujourd'hui fait jouer leur éligibilité. Les consommateurs ayant déjà fait jouer leur éligibilité ne pourront en revanche plus souscrire le tarif réglementé.

4.1 Hypothèses de cadrage

Les impacts économiques de la réforme envisagée dépendent essentiellement des facteurs suivants :

- différence entre le prix de marché de l'électricité et le prix régulé auquel les fournisseurs pourront acheter leur électricité à EDF ;
- volumes cédés aux fournisseurs alternatifs ;
- prix de la garantie de capacité.

Les facteurs suivants : modalités de calcul des droits des fournisseurs alternatifs (critères permettant de déterminer les droits), nature du « produit » qui leur sera livré (électricité livrée sous la forme d'une puissance constante tout au long de l'année ou variant selon les heures et les saisons conformément à la production nucléaire), modalités de compensation dans le cas où le volume alloué est supérieur au volume auxquels ont droit les fournisseurs, *etc.* sont décisifs pour le bon fonctionnement du dispositif mais ne constituent pas en soi des paramètres dimensionnant pour l'analyse de l'impact de la réforme.

4.1.1 Écart prix de marché - prix régulé

Les mécanismes de formation des prix de marché de l'électricité reposent sur des déterminants sans lien direct avec les coûts de production du parc de référence. Les prix de marché dépendent des prix des pays voisins, des coûts marginaux de production de la dernière centrale appelée et donc du prix des combustibles et des quotas de CO₂, d'un équilibre général entre l'offre et la demande en Europe, des réserves hydrauliques, *etc.* Comme indiqué au § 1., le prix de marché²¹ est très volatil et reflète principalement l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau européen.

²¹

Année	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Moyenne du prix spot Powernext	38,70	21,19	29,23	28,13	46,67	49,29	40,87	69,16	43,01

A contrario, comme c'est le cas aujourd'hui pour les tarifs réglementés de vente fondés sur les coûts du parc de production d'EDF, le prix de l'accès régulé à l'électricité de base sera représentatif des conditions économiques du parc nucléaire de référence, et dépendra en particulier des dépenses opérationnelles et des provisions pour démantèlement, des investissements d'allongement de la durée de vie du parc, de la disponibilité des centrales et de la rémunération du capital. Il ne dépendra qu'à la marge du prix du combustible nucléaire car celui-ci ne compte que pour 5% du coût complet de production nucléaire. Ce coût de production est donc assez stable dans le temps. Au-delà de la simple détermination du coût de production du parc de référence, la régulation devra s'attacher à assurer le financement des investissements de maintenance et le cas échéant, d'allongement de la durée de vie du parc. La réalisation des investissements de prolongation dont l'échéance approche²² et des investissements de maintenance dont le montant devrait croître du fait du vieillissement du parc, devrait avoir un impact sur les coûts de production du parc de référence par rapport à leur niveau actuel. Ce phénomène, de nature industrielle, ne présente aucun lien avec le projet de nouvelle organisation du marché électrique.

Notamment en raison des incertitudes sur l'éventualité de la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires et des investissements nécessaires, la régulation devra être dynamique et évolutive. La trajectoire de prix de l'accès régulé à l'électricité de base ne peut être précisément établie à ce stade. Si la compétitivité du parc de référence se traduira sûrement par un coût inférieur au prix de marché, il n'est pas possible de présumer de son niveau. C'est pourquoi, afin de permettre d'illustrer l'impact de la réforme envisagée, on propose dans la suite quelques évaluations sur la base d'un écart entre le prix régulé de la base et le prix de marché compris entre 10 et 30 €/MWh, ordre de grandeur représentatif de la différence observée ces dernières années entre le niveau du TaRTAM ou des tarifs réglementés de vente et les prix de marché.

4.1.2 Volume cédé aux fournisseurs alternatifs

Le volume d'électricité de base mise à disposition des fournisseurs alternatifs sera calculé en fonction des caractéristiques et des prévisions d'évolution de la consommation de leurs clients finals et de la part représentative de la production du parc de référence dans l'approvisionnement des clients en France. Si des règles précises devront être définies par la suite pour garantir aux fournisseurs alternatifs des conditions équivalentes à celles d'EDF et pourront le cas échéant dépendre du profil de consommation des clients, une première règle, donnée à des fins d'illustration, pourrait être la suivante : la consommation sera supposée égale à la consommation observée en 2007, et chaque client donnera droit à son fournisseur à un accès régulé à l'électricité de base pour un volume correspondant à 80% de sa consommation totale.

4.1.3 Prix de la garantie de capacité

L'obligation de capacité, imposée à chaque fournisseur en vue d'atteindre l'objectif global de sécurité d'approvisionnement en électricité, associée à la possibilité d'échanger des garanties de capacité fera émerger un prix de la garantie de capacité. Le niveau de ce prix ne peut être anticipé car il dépend des gisements d'effacement existants, de la fin de vie des moyens de

²² Le réacteur le plus ancien du parc nucléaire français aura 40 ans en 2017 le cas échéant. Les investissements de prolongement devraient intervenir quelques années auparavant.

production existants et de la création de nouveaux moyens de production. Ce prix pourra varier d'une année sur l'autre.

Néanmoins, sur le long terme, ce prix ne pourra dépasser le coût fixe des moyens de production de pointe : en effet, le cas échéant, de nouvelles centrales seraient construites, jusqu'à ce que l'offre de capacité satisfasse les besoins en pointe. En première approximation, cette analyse supposera que le prix de la garantie de la capacité soit donc plafonné au coût fixe annuel d'une turbine à combustion. Ce coût fixe est ici estimé à 60 000 €/MW/an.

Le coût de la garantie de capacité est depuis toujours intégré dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité. La mise en place de l'obligation de capacité ne se traduira donc pas par un coût additionnel pour les consommateurs mais par une meilleure identification par les fournisseurs.

Scénarii de comparaison : situation actuelle et scénario virtuel de dérégulation

Dans l'analyse d'impact, on compare la situation résultant de la nouvelle organisation du marché électrique, d'une part à la situation actuelle, d'autre part à un scénario virtuel de dérégulation totale pour les gros consommateurs.

Dans la situation actuelle :

- Les petits consommateurs bénéficient des tarifs réglementés ;
- Les gros consommateurs bénéficient du tarif réglementé ou du tarif de retour (TaRTAM).

Dans le scénario virtuel de dérégulation :

- Les petits consommateurs bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité : il n'existe donc pas de différence du point de vue du petit consommateur entre le scénario étudié et le scénario virtuel pour ce segment de marché ;
- Les tarifs réglementés pour les gros consommateurs sont supprimés : ces consommateurs souscrivent donc une offre de marché dont le niveau reflète le prix de l'électricité sur le marché de gros.

Dans la situation actuelle comme dans le scénario virtuel de dérégulation :

- il n'existe pas d'accès régulé à l'électricité de base ;
- il n'existe pas d'obligation de capacité.

4.2 Impacts économiques pour les acteurs du marché de l'électricité

4.2.1 Les fournisseurs alternatifs

Il existe plus de 150 fournisseurs alternatifs d'électricité²³ en France. Parmi eux, 15 sont positionnés sur le marché des consommateurs résidentiels²⁴. La nouvelle organisation du marché électrique leur donne des droits (accès régulé à l'électricité de base) mais aussi des

²³ Voir la liste au lien suivant :

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/electric/textes/liste-achat-revente.htm>

²⁴ Voir la liste au lien suivant :

http://www.energie-info.fr/fichier/Liste_Fourn_Particuliers.pdf

devoirs notamment en terme de sécurité d'approvisionnement, en faisant ainsi des acteurs à part entière du système électrique avec les moyens de développer l'innovation.

Le droit à l'accès régulé à l'électricité de base permettra aux fournisseurs alternatifs de faire des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés

L'accès régulé à l'électricité de base permettra aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés, sans subir de marge négative. Le complément d'approvisionnement en électricité, au delà de l'accès régulé à l'électricité de base, sera assuré par le développement de leurs propres moyens de production ou par des achats sur le marché de gros dans des conditions économiques similaires à celles d'EDF. Les fournisseurs alternatifs pourront également continuer à s'approvisionner avec les dispositifs existants aujourd'hui : Virtual Power Plan (VPP), contrats bilatéraux (notamment sous la forme de SWAP, échange de capacité avec EDF), contrats issus des enchères AOF dites « Direct Energie » (cf. notes de bas de pages 41 et 42). Ainsi, les fournisseurs alternatifs seront en mesure de proposer des offres compétitives par rapport à celles, réglementées ou non, de l'opérateur dominant, et ainsi de se développer en se distinguant notamment par des offres innovantes.

Avec l'obligation de capacité, les fournisseurs alternatifs seront pleinement responsables de la sécurité d'approvisionnement en électricité à hauteur des besoins de leurs clients et seront ainsi encouragés à devenir des acteurs industriels de l'effacement et de la production

Faute de rémunération suffisante par le seul marché de l'énergie, les investissements en pointe, qu'il s'agisse de capacités d'effacement ou de production, ne sont pas assurés aujourd'hui par les nouveaux opérateurs. En effet, le système repose sur une assurance implicite de l'opérateur historique. L'obligation de capacité incitera les acteurs à exploiter tous les gisements d'effacement. Si nécessaire, ils seront incités à investir dans de nouvelles capacités d'effacement ou de production de pointe. La détention d'outils de gestion de la pointe (effacement et capacité de production) fournira de la flexibilité aux fournisseurs alternatifs. Cette flexibilité leur permettra de mieux optimiser leur portefeuille et contribuera par ailleurs à faire correspondre l'offre à la demande. L'obligation de capacité fera des fournisseurs alternatifs des acteurs à part entière assumant leurs responsabilités quant au bon fonctionnement du système électrique.

La dynamique du dispositif donnera les moyens aux fournisseurs alternatifs de développer de nouvelles offres au profit du consommateur

L'attribution des droits des fournisseurs sur la base de leurs prévisions de développement leur permettra d'acquérir de façon anticipée l'électricité de base dont ils estiment avoir besoin. Ce principe est à la fois incitatif et protecteur pour eux sans pour autant leur offrir une situation plus confortable que celle d'EDF. Un calcul régulier des droits leur permettra d'adapter leur stratégie d'approvisionnement en électricité de base à la dynamique d'évolution de leur portefeuille clients.

Les fournisseurs alternatifs pourront donc se développer en proposant des innovations sur :

- la commercialisation : nouvelles offres, nouveaux services, meilleure productivité ;

- l'optimisation de la gestion amont/aval notamment par :
 - le développement d'offres incitant à la maîtrise de la demande,
 - l'optimisation de l'approvisionnement en électricité, le cas échéant avec le développement de moyens de production si nécessaires.

Le développement de la concurrence s'opérera progressivement.

Lors de la mise en place du dispositif, le segment immédiatement contestable est celui des consommateurs non résidentiels ayant exercé leur éligibilité et bénéficiant donc aujourd'hui d'offres libres ou au TaRTAM. Ce segment représente environ 750 000 sites²⁵ pour une consommation de 141 TWh/an, soit 32% de la consommation nette d'électricité en France.

La mise en cohérence progressive des tarifs réglementés avec le prix de l'accès régulé à l'électricité de base, puis leur suppression, permettra d'augmenter la taille du marché contestable d'environ :

- 4 100 000 sites de consommateurs non résidentiels représentant 157 TWh/an;
- 28 000 000 sites de consommateurs résidentiels représentant de l'ordre de 140 TWh/an.

La réversibilité totale entre le choix d'une offre libre et d'une offre réglementée sera mise en place pour les petits consommateurs, ainsi que, jusqu'en 2015, pour les plus gros consommateurs qui n'ont pas encore fait jouer leur éligibilité. L'assurance de pouvoir revenir au tarif réglementé protégera les consommateurs et les encouragera ainsi à choisir les meilleures offres. De manière progressive, les consommateurs bénéficiant aujourd'hui des tarifs réglementés devraient se tourner en partie vers les fournisseurs alternatifs. Pour autant, ce changement ne sera pas brutal : il est conditionné par le rythme des nouvelles mises en service (déménagements, nouvelles constructions, etc.), par celui des renouvellements de contrat et surtout par la force de vente et d'innovation des fournisseurs alternatifs.

Le dispositif prévoit de limiter le volume d'électricité cédé dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité de base, dans la limite de 100 TWh/an auxquels sont ajoutés les volumes correspondant aux pertes. Le plafond sera déterminé en fonction de la taille du marché contestable et de sorte à inciter également au développement de la concurrence à la fois sur le marché de la fourniture mais aussi de la production. Le plafonnement des volumes ne sera pas, dans les faits, limitant pour le développement de la concurrence si la concurrence évolue au rythme habituellement constaté lors de l'ouverture de marchés autrefois sous monopole.

4.2.2 EDF

Concernant l'accès régulé à l'électricité de base

- *Par rapport à la situation actuelle*

La régulation préserve au plan économique et industriel EDF comme acteur intégré de la production et de la fourniture d'électricité

²⁵ Fin 2009, cf. CRE.

Au plan industriel, cette nouvelle régulation permet à EDF de rester le propriétaire et l'exploitant de son parc de centrales nucléaires. EDF pourra continuer à optimiser l'exploitation de son parc de production en fonction de ses engagements commerciaux et de ses contraintes techniques et économiques.

Au plan économique, le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base poursuit le transfert de la compétitivité du parc nucléaire vers les consommateurs, transfert jusqu'alors assuré par les tarifs réglementés. En effet, aujourd'hui, la quasi totalité de l'électricité consommée en France est achetée à un prix réglementé (tarif réglementé de vente ou TaRTAM²⁶), et EDF, en particulier, vend l'essentiel de sa production à un prix réglementé. La nouvelle organisation revient donc à remonter vers l'amont, dans la chaîne de valeur, le lieu de régulation. De ce fait, toutes choses égales par ailleurs, l'impact est globalement neutre pour EDF en termes financiers.

Le dispositif est proportionné à l'objectif d'ouverture des marchés à l'aval

Les volumes cédés aux fournisseurs alternatifs seront déterminés en fonction du rapport entre la production nucléaire du parc de référence et la consommation effective des clients situés sur le territoire français. De ce fait, par construction, EDF est assuré de disposer d'énergie nucléaire pour alimenter ses propres clients dans la même proportion.

En fonction du dynamisme commercial de ses concurrents, EDF perdra des parts de marchés comme tout opérateur historique lors de l'ouverture d'un marché. Néanmoins, en prévenant tout effet d'aubaine (complément de prix en cas de demande trop élevé de la part des nouveaux entrants, sanctions en cas d'abus, ...), la loi s'assure qu'EDF ne transférera pas de valeur économique qui resterait exclusivement aux nouveaux entrants. En effet, la concurrence entre eux et EDF les conduira à répercuter l'avantage compétitif du nucléaire dans leurs offres aux consommateurs finals.

La régulation est garante d'une meilleure visibilité pour EDF et peut donc même être présentée comme un progrès

La régulation proposée conduira à la définition d'une méthode de calcul du prix d'accès régulé à l'électricité de base et des tarifs réglementés de vente appliquée sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, autorité administrative indépendante. Cette formalisation est garante d'une meilleure transparence qui permet d'anticiper l'évolution des prix et ainsi de donner une plus grande visibilité pour EDF.

Cette méthode assure, de manière systématique, la couverture des coûts et une rémunération normale d'EDF. Elle garantit le financement de l'ensemble des investissements qui seront nécessaires sur le parc nucléaire historique afin d'en améliorer la performance voire en allonger la durée d'exploitation.

²⁶ Lorsqu'un fournisseur alternatif vend de l'énergie au prix Tartam, il est compensé du surcoût que cela induit. Ce surcoût est compensé essentiellement par EDF (à 95%). En conséquence, même si ce n'est pas directement EDF qui livre ces clients, financièrement, tout se passe comme si EDF vendait de l'énergie à ces clients au prix Tartam.

La régulation permettra de garantir à EDF une situation financière saine à l'aube du renouvellement du parc nucléaire quand des investissements très importants devront être engagés.

- *Par rapport au scénario virtuel de dérégulation*

La seule perte de valeur pour EDF est celle par rapport à un scénario virtuel qui n'a jamais été celui ni des pouvoirs publics, ni des consommateurs à savoir une dérégulation totale

La comparaison par rapport à une situation théorique où EDF pourrait commercialiser l'électricité de base produite par le parc nucléaire historique au prix du marché a peu de sens. Cette dérégulation consistant en la fin des tarifs conduirait à la captation de toute la compétitivité du parc nucléaire historique par EDF grâce à son pouvoir de marché. Une telle hypothèse ne correspond pas à la spécificité du parc nucléaire historique, dont les avantages par rapport aux autres modes de production doivent bénéficier non à l'opérateur historique mais aux consommateurs. Un tel scénario n'a d'ailleurs jamais été celui des pouvoirs publics, y compris lors de l'ouverture du capital d'EDF et ne saurait donc leur être opposé.

Concernant l'obligation de capacité

L'obligation de capacité garantit une rémunération à toute capacité, y compris celles qui sont peu utilisées (centrales de production de pointe) mais indispensables à la sécurité d'approvisionnement et donc à l'intérêt général.

Avant l'ouverture des marchés, EDF garantissait l'équilibre du système²⁷ en s'assurant que la capacité totale dont il disposait couvrait les besoins de l'ensemble des consommateurs en France continentale, notamment lors des périodes de pointe de consommation. Le coût des centrales de pointe était couvert par les tarifs réglementés que payait l'ensemble des consommateurs. Les tarifs réglementés comprennent en effet une prime fixe, proportionnelle à la puissance souscrite, reflétant le coût fixe des moyens de pointe et couvrant ainsi le coût de la garantie de puissance.

Depuis l'ouverture des marchés de l'énergie, l'érosion du portefeuille de clients d'EDF a conduit à ce que certaines centrales de pointe ne soient plus rémunérées par les tarifs réglementés mais par le marché de gros. Or le prix de gros, plafonné sur les marchés de l'électricité, est insuffisant pour rentabiliser des investissements dans des moyens de pointe. Le maintien en service de ces centrales, utilisées initialement pour satisfaire les besoins de pointe des clients au tarif réglementé, constitue une assurance pour l'ensemble du système dont le coût est aujourd'hui supporté par EDF. Dans la perspective d'investissements à venir en semi-base et en pointe, une telle assurance « implicite » et non rémunérée de l'équilibre électrique par EDF, n'était ni soutenable, ni équitable vis-à-vis d'EDF.

Par rapport à la situation dans laquelle la capacité n'est pas explicitement rémunérée en dehors des tarifs réglementés de vente, la mise en place d'une obligation de capacité se traduira par un gain financier pour EDF par la vente de garanties de capacité aux fournisseurs qui n'en disposent pas. Cette rémunération permettra notamment à l'opérateur historique de rémunérer correctement les centrales de pointe qui ne servent pas à la fourniture de ses clients au tarif

²⁷ A hauteur des critères de sécurité fixés sur une base probabiliste.

réglementé et de partager ainsi entre les fournisseurs la charge de l'« assurance » de la sécurité d'approvisionnement. Le gain financier est proportionnel à l'excédent de capacité détenu par EDF par rapport aux besoins de ses clients. Cet excédent se calcule en soustrayant à la capacité globale dont dispose EDF en France continentale :

- la capacité utilisée par EDF pour fournir ses propres clients ;
- la capacité transférée aux opérateurs alternatifs par le biais de l'accès régulé à l'électricité de base.

L'excédent de capacité dont disposera EDF lors de la mise en place du dispositif (en 2015) est difficile à calculer. Il dépendra notamment de l'évolution de la capacité installée d'EDF et de ses parts de marché dans la fourniture. Quoi qu'il en soit, cet excédent de capacité augmentera avec la part de marché des fournisseurs alternatifs. En effet, lorsqu'un client est capté par un fournisseur alternatif, EDF n'a plus à couvrir la consommation de ce client par une garantie de capacité correspondante. Par rapport à la situation dans laquelle le marché de capacité n'existe pas, le bilan est positif pour EDF qui peut valoriser les capacités de pointes utilisées initialement, en complément des moyens de base, pour couvrir les besoins de capacité du client. La croissance progressive des parts de marché des fournisseurs alternatifs pourrait donc se traduire par un impact financier positif pour EDF (toujours par rapport à la situation sans marché de capacité) qui pourra céder, aux fournisseurs qui ne disposent pas en propre de suffisamment de capacité pour fournir les besoins de leurs clients, au-delà de l'accès régulé à l'électricité de base, une fraction²⁸ de ses capacités de semi-base et de pointe valorisé jusqu'à 60 000 €/MW/an.

4.2.3 Les consommateurs

4.2.3.1 *Les petits consommateurs : particuliers et petits professionnels (site dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA²⁹)*

Au 31 décembre 2009, les consommateurs résidentiels et petits professionnels³⁰ représentent respectivement un peu moins de 30 millions et 3,5 millions de sites.

Le dispositif pérennise les tarifs réglementés et la réversibilité totale pour les petits consommateurs

Les petits consommateurs pourront toujours bénéficier d'offres à un tarif réglementé reflétant le prix de gros régulé de la base ou conclure des offres libres avec des fournisseurs ayant un accès régulé à l'électricité de base. Le prix final payé par les consommateurs restera donc fondé sur les conditions économiques du parc de production français, aujourd'hui et demain reflétées par les tarifs réglementés de vente.

L'assurance de pouvoir revenir au tarif réglementé encouragera les consommateurs à tirer profit de la concurrence.

²⁸ Cette fraction dépendra de la part de marché des fournisseurs alternatifs, du développement de leurs propres moyens de production et de l'évolution du parc de production de semi-base et de pointe d'EDF.

²⁹ Ceux pour lesquels s'appliquait le tarif réglementé bleu.

³⁰ Voir glossaire en annexe.

La réversibilité constitue une forme de protection pour les consommateurs qui pourront revenir aux tarifs réglementés s'ils ne sont pas satisfaits des offres libres. Cette réversibilité garantit donc une pleine et entière liberté de choix au consommateur.

Pour être en mesure de gagner des parts de marché, chaque fournisseur devra développer une variété d'offres tarifaires attrayantes³¹, adaptés aux différents usages de l'énergie et aux besoins de différentes catégories de consommateurs. Certains fournisseurs proposeront ainsi des offres incitatives à la maîtrise de l'énergie (remise conditionnée à une baisse de la consommation d'une année sur l'autre) incitant aux effacements de consommation notamment en période de pointe, des services associés à la fourniture (dépannage de l'installation électrique intérieure, ...), des assurances (assurance grand froid), etc. D'autres fournisseurs pourront proposer des offres dites « vertes » dont l'énergie proviendra de sources renouvelables.

A moyen terme, l'apparition de compteurs évolués devrait également favoriser la diversification des offres tarifaires en fonction des périodes de consommation (jour de la semaine, tranche horaire). Enfin, la concurrence devrait pousser chaque fournisseur à minimiser ses coûts commerciaux. A cet égard, les modes de facturation et de suivi de la consommation innovants et peu coûteux devraient être favorisés.

Afin de renforcer la protection des petits consommateurs particuliers et petits professionnels, certaines dispositions du code de la consommation sont modifiées ou complétées.

Il s'agit principalement de transposer les dispositions relatives au droit de la consommation contenues dans les directives 2009/72 CE du Parlement européen et du Conseil, du 13 juillet 2009, relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2009/73 CE du Parlement européen et du Conseil, du 13 juillet 2009, relative aux règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Les nouvelles directives abrogent les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du 26 juin 2003.

En ce qui concerne le droit de la consommation, les directives du 13 juillet 2009 contiennent chacune un article 3 sur les obligations de service public et la protection des consommateurs, ainsi qu'une annexe I sur les mesures relatives à la protection des consommateurs. Elles édictent au niveau communautaire des règles qui figurent déjà pour l'essentiel à la section 12 du chapitre 1^{er} du titre II du livre Ier du code de la consommation depuis la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Cependant, des dispositions nouvelles précisent l'information générale et particulière à délivrer au public, facilitent les relations avec le fournisseur ou concernent certains sujets récurrents de réclamation. Elles améliorent le dispositif existant sur les points suivants :

- une facturation erronée ou retardée ou des services insuffisants peut donner lieu à compensation ou remboursement. Il s'agit de donner une information explicite au consommateur, puisque le principe selon lequel une facturation inexacte peut donner lieu à remboursement existe déjà en droit civil.

³¹ Actuellement, pour capter de nouveaux clients, les fournisseurs font généralement des offres similaires au tarif réglementé de vente auquel ils appliquent une « ristourne ». Ce type de comportement n'est pas pérenne dans le cadre concurrentiel actuel, car il se traduit généralement par des pertes pour les fournisseurs qui l'adoptent. En revanche il sera économiquement viable dans la nouvelle organisation du marché de l'électricité.

- l'offre de fourniture doit compléter les informations déjà requises sur les modes de règlement amiable des litiges avec les informations relatives aux modes de règlement contentieux des litiges. Seule la directive 2009/72/CE relative à l'électricité prévoit cette disposition. Les directives transposées par le présent projet ne sont pas des directives d'harmonisation qui interdiraient aux États membres de prendre des dispositions plus strictes ; par souci de clarté et de cohérence cette disposition est rendue applicable aux contrats de fourniture de gaz naturel.
- les fournisseurs doivent communiquer avec leurs offres un exemplaire de l'aide mémoire du consommateur d'énergie établi par la Commission ou par les Ministres chargés de la consommation et de l'énergie dans l'attente de ce document. La France a déjà communiqué les éléments la concernant permettant à la Commission d'élaborer l'aide mémoire.
- le délai dans lequel l'opérateur doit effectuer le changement de fournisseur demandé par le client est réduit de trente jours à trois semaines.
- le consommateur qui change de fournisseur doit recevoir le décompte final de facturation dans un délai de six semaines. Actuellement, aucun délai n'est fixé.
- le consommateur n'a rien à payer à son fournisseur lorsqu'il en change. Actuellement, les frais que les fournisseurs peuvent facturer sont limités aux frais qui correspondent aux coûts qu'ils ont effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre et qu'ils soient dûment justifiés. La modification proposée supprime la faculté pour le fournisseur de facturer ses propres frais. Cette disposition doit contribuer à l'ouverture effective des marchés. Elle permet au consommateur de changer de fournisseur plus librement puisque aucun frais ne s'ajoutera dans son décompte final à ceux dus au gestionnaire de réseau.
- le consommateur dispose d'un choix de mode de paiement. Cette mesure correspond à une attente des consommateurs qui souhaitent, d'une manière générale, ne pas se voir imposer un mode de paiement unique tel que le prélèvement automatique.
- le fournisseur encadre les estimations de consommation facturées sur les données réelles antérieures connues. Si le fournisseur ne dispose pas des consommations précédentes, il doit expliquer la méthode d'estimation de consommation sur laquelle il fonde sa facture. Actuellement, une seule facturation annuelle sur indice réel est requise des fournisseurs. Cependant, les gestionnaires de réseaux responsables de la relève des compteurs et de la transmission des données aux fournisseurs procèdent à deux relevés par an. En revanche, de nombreux consommateurs se considèrent régulièrement lésés par les évaluations réalisées par les fournisseurs dans le cadre des « factures intermédiaires estimées » émises entre les relevés réels. Ils affirment qu'elles ne correspondent pas à leur niveau de consommation.
- le fournisseur organise son système de facturation de manière à prendre en compte les indices réels transmis par le consommateur qui souhaite relever son compteur entre les relevés du gestionnaire de réseau. Cette mesure a déjà été adoptée par certains fournisseurs ; elle sera désormais obligatoire pour tous.
- le consommateur dispose, sans surcoût, de ses données de consommation. Cette mesure d'information sera en outre utile pour permettre de réaliser des économies d'énergie. Une plus grande disponibilité de ce type d'information contribuera à créer de nouveaux services, voire de la valeur ajoutée.

L'entrée en vigueur des mesures transposant les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel est prévue dans un délai de neuf mois à compter de la date de publication du projet de loi adopté. Les directives prévoient la mise en application par les Etats membres avant le 3 mars 2011.

Indépendamment des mesures de transposition du troisième paquet énergie (cf. tableau de concordance en annexe 3), la modification de l'article L. 121-86 du code de la consommation a pour objet de préciser le champ d'application des articles L. 121-87 à L. 121-93 du même code sur les contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel.

Actuellement, ces dispositions sont applicables aux consommateurs aux termes de l'article L. 121-86 du code de la consommation et, pour la plupart d'entre elles ainsi qu'il est prévu à l'article 43 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, aux consommateurs finals non domestiques, c'est à dire aux « petits professionnels » souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères ou consommant moins de 30 000 kilowattheures par an de gaz naturel.

Dans le domaine du droit de la consommation, la notion de consommateur, qui a pu comprendre les personnes morales, évolue actuellement à la suite d'interprétations plus restrictives inspirées de la jurisprudence communautaire. La nouvelle définition jurisprudentielle du consommateur pourrait être amenée à ne couvrir que les seules personnes physiques.

Ainsi, pour les contrats de fourniture d'électricité et de gaz naturel, la couverture des personnes physiques et des « petits professionnels » conduit à exclure de la protection du code de la consommation et par conséquent de la compétence du Médiateur national de l'énergie les personnes non-professionnelles toutefois éligibles aux tarifs réglementés telles que les syndicats de copropriétés.

Pour assurer une protection identique à tous les bénéficiaires des tarifs réglementés et éviter une insécurité juridique, il est souhaitable d'étendre le champ d'application des articles L. 121-87 à L. 121-93 du code de la consommation aux non-professionnels en complétant l'article L. 121-86.

Au regard du code de la consommation, cette mesure est en harmonie avec les dispositions identiques prises en 2008, par exemple, à l'article L. 121-85 portant sur les contrats de services de communications électroniques et à l'article L. 136-1 relatif à l'information en matière de reconduction des contrats.

Au regard de la compétence du Médiateur national de l'énergie, fixée à l'article 43-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, cette mesure est également cohérente. Elle permettra à l'ensemble des clients bénéficiant des tarifs réglementés de saisir le Médiateur en cas de différend avec un fournisseur.

4.2.3.2 Les moyens et gros consommateurs (sites dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA)³²

Les moyens et gros consommateurs (PME, grands sites industriels, hôpitaux, immeubles, hypermarchés, etc.³³) représentent environ 4 800 000 sites.

Les tarifs réglementés de vente sont maintenus jusqu'en 2015 pour les consommateurs qui n'ont pas aujourd'hui fait jouer leur éligibilité tout en les autorisant à faire des allers-retours entre tarifs réglementés et offres de marché (réversibilité).

Ces clients pourront ainsi appréhender progressivement l'ouverture des marchés avant 2015, date de suppression des tarifs réglementés pour l'ensemble des gros consommateurs. A cette échéance, les grandes ou moyennes entreprises disposeront d'informations suffisamment précises pour pouvoir faire jouer à leur profit la concurrence entre des fournisseurs disposant de conditions comparables d'accès à la production de base. Le maintien des tarifs réglementés au-delà de 2015 n'apporterait donc pas d'avantage significatif à ces entreprises.

A terme, le dispositif permettra aux moyens et gros consommateurs de tirer parti de la concurrence

Pour les moyens et gros consommateurs qui ne bénéficieront plus, à terme, de tarifs réglementés, la transparence du dispositif (rendant public le prix régulé de l'électricité de base), leurs moyens techniques pour tirer parti de la concurrence et le jeu concurrentiel conduiront les fournisseurs à intégrer dans leurs offres la compétitivité du parc de production français dont ils bénéficient à travers l'accès régulé à l'électricité de base.

La Commission de régulation de l'énergie se voit confier la mission de surveillance de la cohérence des prix proposés par les acteurs du marché de l'électricité avec leurs contraintes économiques, notamment l'accès régulé à l'électricité de base. Cela permettra, le cas échéant, de détecter des écarts manifestement injustifiés entre les prix de détail proposés aux clients finals par l'ensemble des fournisseurs et les coûts d'approvisionnement de ces fournisseurs, traduisant un comportement coordonné. Le contrôle des pratiques anticoncurrentielles relève de l'Autorité de la concurrence en vertu des articles L 420-1 et suivants du code de commerce. Cette articulation des missions permettra de détecter les éventuels abus et est de nature à protéger les consommateurs et à leur garantir un prix de l'électricité reflétant la compétitivité du parc de production.

Par rapport à la situation économique actuelle, le dispositif permet de pérenniser la maîtrise de la facture d'électricité fondée sur la réalité industrielle des coûts compétitifs de production du parc de référence, non exposée aux aléas des prix de marché européen et dépendant des coûts des combustibles fossiles.

Par rapport à une situation virtuelle de dérégulation totale des prix de détail, où le prix serait fixé par le prix de gros de l'électricité, le dispositif se traduit par un prix inférieur de 8 à 24€/MWh³⁴ pour l'ensemble des entreprises, soit 10 à 25% d'économie moyenne sur la facture

³² Ceux pour lesquels s'appliquaient les tarifs réglementés jaune et vert.

³³ Voir glossaire en annexe.

³⁴ A titre d'illustration, il est supposé que l'écart entre prix de l'accès régulé et prix de marché est de 10 à 30€/MWh et que le taux de couverture des besoins est de 80%

électrique (en fonction de l'hypothèse faite pour l'écart entre prix de marché et prix d'accès régulé à l'électricité de base).

La consommation de ce type de clients représente un volume d'environ 300 TWh. Le transfert direct au secteur industriel et professionnel est compris entre 2,4 et 7,2 Md€.

Economie réalisée grâce au dispositif, par secteur, par rapport à la situation virtuelle d'absence de tarif dans laquelle le prix de détail reflète le prix de marché

	Petits consommateurs (correspondant au tarif bleu)		Moyens et gros consommateurs (correspondant aux tarifs jaune et vert)				Total moyens et gros consommateurs
	Ménages	Secteur tertiaire	Secteur tertiaire	Industrie	Secteur énergétique	Transports	
Consommation d'électricité 2007 (TWh) <i>Source : RTE (Bilan prévisionnel édition 2009) et estimations DGEC*</i>	145	40	82	134	58	13	297
Economie (Md€) sur la facture électrique par rapport au scénario virtuel de dérégulation	0	0	0,6 à 2	1, à 3,2	0,5 à 1,4	0,1 à 0,3	2,4 à 7,2

*Les consommateurs résidentiels du secteur tertiaire sont supposés avoir une consommation de 40 TWh.

Plus spécifiquement pour le secteur industriel, la facture énergétique représente environ 13 Md€ par an (soit 5,5% de la valeur ajoutée du secteur). Par rapport à la situation virtuelle de fin des tarifs réglementés, la mise en place du dispositif permettra une économie comprise entre 1,2 et 3,5 Md€ (soit 9 à 27% de la facture énergétique), ce qui représente entre 0,5 et 1,5% de la valeur ajoutée du secteur industriel français.

Facture énergétique du secteur industriel

	Unité	2008
Évolution des énergies marchandes :		
Consommation brute	Milliers de TEP	30 854
Facture énergétique	Millions d'euros courant	12 965

Répartition des énergies consommées hors utilisation matière première		
Total		100,0
Electricité	%	40,9
Vapeur	%	7,2
Gaz	%	36,5
Combustibles Minéraux Solides (houille, lignite , coke de houille)	%	5,7
Produits pétroliers (coke de pétrole, Butane propane, Fioul lourd et Fioul domestique)	%	9,7

Prix moyen annuel		
Électricité	€/Mwh	52,7
Vapeur	€/tonne	28,1
Gaz naturel	€/Mwh	31,5
Autres gaz de réseau	€/Mwh	33,0
Charbon (Houille, lignite, charbon pauvre)	€/tonne	95,3
Coke de houille	€/tonne	241,7
Coke de pétrole	€/tonne	148,6
Butane - Propane	€/tonne	558,3
Fioul lourd	€/tonne	374,4
Fioul domestique	€/litre	0,64

Source : Insee : Les consommations d'énergie dans l'industrie en 2008

L'économie réalisée, en pourcentage de la facture électrique, pour un site donné, dépend des caractéristiques de consommation et de raccordement au réseau.

Ecart de facture par rapport au scénario virtuel de dérégulation totale des prix, pour des consommateurs industriels types (chiffres indicatifs*)

Consommateurs	Jaune	Vert	Electrointensif	Ensemble des entreprises
Hausse	-9 à -22%	-11 à -27%	-13 à -31%	-10 à -25%

*La fourchette correspond à celle prise pour l'écart entre prix de marché et prix régulé d'accès à la base. Ces chiffres sont approximatifs.

L'activité de certaines filières industrielles grosses consommatrices d'électricité est particulièrement dépendante des conditions d'approvisionnement en énergie (une part significative des coûts est imputable à la facture électrique). En particulier, plusieurs d'entre elles sont soumises à la concurrence internationale et sont donc susceptibles d'être délocalisées pour tout ou partie de leur activité. Celles-ci sont notamment l'industrie du papier et carton, la fabrication de fibres de verre, la fabrication d'autres produits chimiques inorganiques de base, la sidérurgie, la production d'aluminium, la production de plomb, zinc ou étain et première transformation. Elles représentent un chiffre d'affaires de plusieurs dizaines de milliards d'euros et environ 80 000 emplois. Le dispositif envisagé devrait donc

permettre de continuer à leur faire bénéficier de la compétitivité du parc de production et de conforter ainsi leur implantation et les emplois.

La mise en œuvre du dispositif envisagé maintiendra l'attractivité économique du territoire français notamment pour les industries électro intensives. Par ailleurs, ces dernières peuvent, grâce au dispositif établi *via* le consortium Exeltium, bénéficier à partir du 1^{er} mai 2010 de conditions d'approvisionnements offrant une bonne visibilité, stables sur le long terme et à un prix représentatif du coût de production des centrales nucléaires.

4.2.4 Les gestionnaires de réseau

Dans le cadre de cette réforme, les gestionnaires de réseau (Réseau de Transport d'Electricité, Electricité Réseau Distribution France et les entreprises locales de distribution³⁵ qui sont au nombre de 175) sont progressivement considérés comme des consommateurs finals en ce qu'ils permettent à leurs fournisseurs de bénéficier de droits à l'accès régulé à l'électricité de base. Ainsi, pour répondre aux appels d'offres des gestionnaires de réseau pour l'approvisionnement des pertes, les fournisseurs pourront intégrer le prix de l'accès régulé à l'électricité de base. Ainsi, de même que pour tout autre consommateur, les gestionnaires de réseaux pourront bénéficier d'une visibilité à long terme sur une partie significative de leurs coûts.

Un tel approvisionnement aura un impact à la baisse sur le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité), toutes choses égales par ailleurs. Les coûts annuels moyens retenus par la Commission de régulation de l'énergie pour l'achat des pertes sont de 750M€ (11,5 TWh) pour Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et 1 372 M€ (21,6 TWh) pour Electricité Réseau Distribution France (ERDF). Le gain en termes de coûts évités pour les gestionnaires de réseau pourrait s'élever à une fourchette de 250M€ à 800M€ soit 1,7% à 5,0% des charges totales sur la base des hypothèses illustratives du 4.2. Cette réforme n'aura pas d'impact sur le tarif actuellement en vigueur (dit "TURPE 3") puisque l'inclusion de l'approvisionnement des pertes dans le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base sera mise en œuvre, progressivement sur 3 ans, à compter de la fin de ce tarif, en août 2013³⁶.

³⁵ Voir glossaire en annexe.

³⁶ Le TURPE 3 inclut déjà l'achat des pertes à prix de marché

Charges moyennes sur TURPE 3 (M€)	RTE	ERDF	Total
Charges de capital	1 423	3 265	4 688
Charges nettes d'exploitation	2 983	8 341	11 324
dont Coût d'achat des pertes	750	1 372	2 122
<i>En pourcentage des charges d'exploitation</i>	25%	16%	19%
<i>En pourcentage des charges totales</i>	17%	12%	13%

<i>Impact du dispositif sur les charges totales</i>				
Ecart de prix de 10€/MWh entre prix de marché et accès régulé à la base	-	92	-	173
		-2,1%		-1,5%
				-1,7%
Ecart de prix de 30€/MWh entre prix de marché et accès régulé à la base	-	276	-	518
		-6,3%		-4,5%
				-5,0%

L'impact sur le TURPE, qui, en fonction de la tension de raccordement, représente une part plus ou moins grande de la facture électrique totale pour le consommateur final, pourrait être de l'ordre de 0,6 à 1,7 €/MWh.

Par ailleurs, RTE jouera un rôle central dans la gestion du dispositif d'obligation de capacité en déterminant la répartition, entre les fournisseurs, des objectifs de couverture de la pointe, délivrant les "certificats" de capacité et contrôlant le niveau de puissance garantie.

4.2.5 Les entreprises locales de distribution (ELD)

Les entreprises locales de distribution sont au nombre de 175 et distribuent environ 5% de l'électricité.

Le tarif de cession aux distributeurs non nationalisés est pérennisé pour leur permettre de fournir leurs clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité. A l'instar des autres fournisseurs, les distributeurs non nationalisés pourront bénéficier de l'accès régulé à l'électricité de base pour fournir leurs clients en offres libres et acheter leurs pertes.

4.2.6 Impacts sur le marché de gros de l'électricité

4.2.6.1 *En modifiant radicalement les échanges commerciaux entre les acteurs, la mise en place de l'accès régulé à l'électricité de base pourrait avoir un impact significatif sur le fonctionnement du marché de gros*

L'instauration de l'accès régulé à l'électricité de base a pour effet :

- d'accroître la part des volumes échangés dans un cadre régulé ;
- de modifier les échanges commerciaux entre opérateurs.

De ce fait, des interrogations se posent quant à l'impact de cette réforme sur le marché de gros de l'électricité, dont la liquidité est aujourd'hui relativement faible³⁷.

A cet égard, l'approvisionnement des pertes par les gestionnaires de réseau joue aujourd'hui un rôle important d'animation du marché. En effet RTE et ERDF effectuent régulièrement des appels d'offres pour l'achat d'électricité, selon diverses modalités (contrats fermes et

³⁷ Les volumes échangés sur le marché de gros français représentent 134% de la consommation nationale. En Allemagne, ce ratio est d'environ 900%.

optionnels à diverses échéances)³⁸. De nombreux acteurs répondent à ces appels d'offres et couvrent généralement leur position sur le marché de gros ou *via* les enchères VPP³⁹. L'existence simultanée des enchères pour l'achat des pertes et des enchères de vente de VPP joue donc un rôle moteur dans le fonctionnement du marché de gros.

Dans ce contexte, l'inclusion des pertes dans le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base (possibilité pour les fournisseurs d'avoir des volumes de base régulée pour alimenter les gestionnaires de réseau) pourrait modifier le recours au marché par les acteurs fournissant les gestionnaires de réseau. Ce point, s'il doit être relativisé⁴⁰, suscite des interrogations de la part de certains acteurs⁴¹. Le projet de réforme y répond en prévoyant d'intégrer les pertes au dispositif d'accès régulé à l'électricité de base seulement de manière progressive. Cette progressivité permet de tenir compte du fait que le TURPE en vigueur a été établi sur la base d'une couverture des pertes au prix de marché. Elle permettra en outre de bénéficier du retour d'expérience concernant les effets immédiats (dès la mise en œuvre de l'accès à la base, excluant initialement l'approvisionnement des pertes) de la réforme sur la liquidité du marché de gros.

La suite de l'analyse distingue donc :

- l'effet immédiat, c'est-à-dire à la date de la mise en œuvre de la réforme ;
- l'effet à moyen terme, c'est-à-dire après quelques années, à un horizon auquel l'approvisionnement des pertes aura pu être intégré dans le dispositif.

4.2.6.2 L'évaluation de l'impact immédiat de la mise en place du dispositif d'accès régulé à de l'électricité en base sur la liquidité du marché de gros est soumise à de fortes incertitudes

L'activité du marché de gros couvre toutes les transactions effectuées :

- sur les bourses de l'électricité ;
- sur les plateformes de brokers ;
- de façon bilatérale entre deux acteurs.

Les deux premières catégories sont dites « intermédiées » car les cocontractants utilisent un intermédiaire (bourse ou broker). Les deux dernières catégories constituent les transactions « OTC »⁴².

Le marché de gros constitue en soi une source d'approvisionnement. Néanmoins, il existe peu de fournisseurs « purs » se procurant de l'énergie uniquement sur le marché de gros, de

³⁸ Le gestionnaire du réseau de transport (RTE) et le gestionnaire du réseau de distribution (ERDF) achètent leurs pertes *via* des appels d'offre. Les produits mis aux enchères sont à échéance mensuelle, trimestrielle et annuelle. L'énergie engagée contractuellement en 2007 par les vendeurs de pertes s'est élevée à 39 TWh de produits fermes et l'équivalent de 18 TWh sous forme de produits optionnels.

³⁹ *Virtual Power Plant*. Suite à une décision de la Commission européenne, EDF est contraint de mettre à disposition une partie de ses capacités de production (5,4 GW). Le droit d'utiliser l'énergie produite par ces installations est vendu aux enchères.

⁴⁰ En premier lieu il convient de noter que les gestionnaires de réseau n'agissent pas aujourd'hui directement sur les marchés mais indirectement *via* les stratégies de couverture des volumes sur le marché. En second lieu, les volumes concernés, soit 57 TWh en 2007, doivent être comparés aux 577 TWh échangés la même année sur le marché à terme (bourse et OTC) : ils en représentent 10%.

⁴¹ Voir rapport du groupe de travail « pertes sur le réseau électrique » <http://gtpe.cre.fr/>.

⁴² *Over The Counter*. Il s'agit de contrats dont l'exécution n'est pas centralisée par une bourse : ce sont soit des contrats intermédiés par des brokers, soit des contrats « bilatéraux purs » c'est à dire sans aucun intermédiaire.

nombreux fournisseurs étant également producteurs, le cas échéant dans un autre pays. De fait, ce dernier est généralement utilisé par les acteurs comme « ajustement », pour résorber les déséquilibres pouvant exister entre leurs différentes sources d'approvisionnements (hors marché de gros donc) et les besoins de leurs clients. Ces sources d'approvisionnement proviennent :

- des moyens de production propres ;
- des importations ;
- des enchères Virtual Power Plant (VPP) et « Direct Energie⁴³ » pour les fournisseurs alternatifs⁴⁴ ;
- des « swap » passés entre opérateur (échanges de capacité de production).

Le déséquilibre existant entre, d'une part, les volumes issus des moyens de production propres, des importations et des VPP et, d'autre part, la consommation des clients est résorbé par le recours au marché de gros. Il traduit la « position nette » de l'acteur sur le marché de gros.

Il peut être négatif : on parle alors d'une position d'« acheteur net » sur le marché de gros. Les « fournisseurs purs » (sans actif de production) sont généralement dans cette catégorie.

Il peut être positif : on parle alors d'une position de « vendeur net ». Par exemple, un acteur disposant de grandes capacités de productions peut chercher à vendre sur le marché de gros l'énergie qu'il n'a pas destinée à ses propres clients finals.

L'impact de l'instauration d'un accès régulé à l'électricité de base dépendra donc essentiellement de la modification induite dans les « positions nettes » des acteurs⁴⁵. Il est difficile *a priori* de prédire quel sera le sens de ce changement.

4.2.6.3 A moyen terme, la dynamique concurrentielle instaurée par le dispositif d'accès régulé et les échanges avec les pays voisins prendront le relais sur l'accroissement de la liquidité

L'activité du marché de gros dépend de nombreux facteurs. En particulier, elle est reliée à la réglementation et au degré de concurrence pouvant exister sur le marché de détail et de la production.

⁴³ Saisi par la société Direct Énergie, le 22 février 2007, de pratiques mises en œuvre par EDF sur le marché de la fourniture d'électricité, le Conseil de la concurrence a rendu une décision le 10 décembre 2007 par laquelle il rend obligatoire la fourniture d'électricité en gros permettant d'alimenter la revente au détail par les concurrents d'EDF sur le marché libre. Ces enchères concernent au total une capacité de 1500 MW.

⁴⁴ Ces enchères répliquent la structure de coût de fonctionnement de centrales nucléaires et de pointe. Elles ont été conçues précisément pour palier le manque de moyens de production des fournisseurs alternatifs. Leur prix s'aligne généralement sur les prix à terme observés sur le marché de gros. Pour autant, elles ne constituent pas à proprement parler des transactions de marché de gros.

⁴⁵ Généralement, la couverture des besoins physiques sur le marché de gros donne lieu à des transactions dont le volume total est supérieur à celui correspondant au strict besoin physique. En effet, les acteurs cherchent à réduire les risques liés notamment de la volatilité de prix. A cette fin, ils adoptent des stratégies d'intervention sur les marchés qui peuvent être très complexes, conduisant *in fine* à accroître les volumes effectivement échangés. Il est possible de tenir compte de cet effet multiplicateur en utilisant un facteur moyen pour passer du marché physique au marché des transactions. Par exemple, sur le marché pétrolier, les volumes échangés sont environ 100 fois supérieurs aux volumes consommés mondialement.

Les freins au développement du marché de gros devraient être levés du fait de la mise en œuvre de la réforme :

- Le TaRTAM

Le TaRTAM a poussé les acteurs à adopter une attitude passive vis-à-vis de l'optimisation des coûts d'approvisionnement, compte tenu du fait qu'ils étaient compensés de leurs surcoûts d'approvisionnement dans la limite d'un plafond. La fin du TaRTAM incitera les opérateurs alternatifs à optimiser de manière plus active leur approvisionnement en énergie car toute réduction de coût se traduira par un gain immédiat. En conséquence, les volumes échangés sur le marché de gros augmenteront.

- Le manque de visibilité sur la réglementation concernant les tarifs de détail

Les incertitudes liées à l'évolution du cadre réglementaire français constituent un des facteurs les plus fréquemment cités par les acteurs eux-mêmes pour expliquer le faible dynamisme du marché de l'électricité français. En particulier, par prudence et compte tenu de la multiplicité des signaux de prix donnés par la réglementation et son imprévisibilité, les acteurs sont peu enclins à adopter des stratégies de couverture de leurs approvisionnements, sur la base des instruments disponibles sur le marché. Le nouveau dispositif permettra de stabiliser les « règles du jeu » pour de nombreuses années.

La construction des tarifs par empilement des composantes « prix de base régulée » et « coût d'approvisionnement complémentaire » est, par ailleurs, de nature à accroître la visibilité des acteurs sur les déterminants futurs du prix. Ces éléments permettront aux acteurs d'élaborer des stratégies de couverture à des horizons plus lointains que ceux considérés actuellement. Le développement des marchés à terme devrait ainsi être favorisé.

- Le manque de concurrence sur le marché de détail

Le renforcement de la concurrence sur le marché de détail devrait contribuer à dynamiser le marché de gros. C'est en effet le marché de détail et les besoins qu'il crée en termes de couverture des risques, d'approvisionnement complémentaire, *etc.*, qui alimente l'activité sur le marché de gros. L'augmentation des parts de marché des opérateurs alternatifs sur le marché de détail devrait ainsi entraîner parallèlement une hausse de l'activité sur le marché de gros. Cette dynamique devrait participer à la création d'un marché de gros liquide et robuste, car animé par de nombreux acteurs. Elle devrait s'auto entretenir car elle renforcera la confiance dans le marché et encouragera davantage d'acteurs à y avoir recours.

A moyen terme, la réforme devrait contribuer à améliorer sensiblement le fonctionnement du marché et accroître son activité :

- La prise en compte des prix de marché pour la construction des tarifs réglementés de vente

Les modalités de construction des tarifs réglementés de vente envisagées incluent une référence aux prix de marché pour le complément d'approvisionnement en électricité au delà de l'accès régulé à l'électricité de base. Cette méthodologie appelle à un bon fonctionnement du marché en particulier pour l'électricité de pointe et donc à une bonne liquidité de celui-ci. Cette construction des tarifs contribuera aussi à alimenter cette liquidité car les fournisseurs aux tarifs réglementés auront intérêt à s'adosser au marché pour sécuriser leurs coûts dans le cadre de la fourniture au tarif.

- La fluidification des échanges sur la plaque continentale

Les volumes physiquement exportés aujourd'hui devraient continuer à l'être demain, entretenant ainsi l'activité du marché de gros. La programmation pluriannuelle des investissements électriques (PPI⁴⁶) indique même un possible doublement des volumes exportés d'ici 2020 avec le doublement de la production des énergies renouvelables et le développement des économies d'énergies qui devraient stabiliser la demande nationale.

Par ailleurs, le couplage des marchés de l'électricité sur des zones plus étendues (le couplage de la région centre ouest⁴⁷ est prévu pour 2010) contribuera à la création d'un marché unique au niveau régional voire européen, sur lequel les échanges se feront indistinctement entre opérateurs de plusieurs pays.

Compte tenu des éléments précédents, l'inclusion de l'approvisionnement des pertes dans le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base devrait intervenir à terme dans un contexte de meilleure liquidité du marché de gros. Quoi qu'il en soit, la loi prévoit qu'une analyse de l'évolution du fonctionnement du marché suite notamment à la mise en œuvre de la réforme soit effectuée par la Commission de régulation de l'énergie.

4.2.7 Ces impacts seront suivis de manière dynamique afin d'adapter la régulation aux enjeux.

La loi prévoit des rendez-vous quinquennaux, par la remise de bilans périodiques au Parlement, pour faire un bilan précis de l'impact de la mise en œuvre de cette nouvelle organisation des marchés de l'électricité sur les différents acteurs. Ces rendez-vous sont nécessaires pour s'assurer de l'efficacité de la régulation et permettre son adaptation aux enjeux. En effet, cette régulation devra s'adapter à la levée progressive des incertitudes ainsi qu'à l'évolution de la réalité industrielle du parc de production, comme indiqué précédemment.

4.3 Impacts macro économiques

4.3.1 L'impact macroéconomique associé à la maîtrise de la facture électrique est potentiellement très important

Au 4.2.3.2 ont été détaillés les impacts directs, relatifs à la maîtrise de la facture d'électricité, pour les gros consommateurs. Compte tenu de l'ampleur de l'impact direct sur la facture électrique des entreprises, les effets indirects, ou de « second tour », ne peuvent être négligés, bien qu'ils soient très difficiles à chiffrer (voir *infra*).

Par rapport à la situation actuelle, l'impact macroéconomique réside essentiellement dans une meilleure visibilité du cadre de régulation et dans le développement attendu des fournisseurs alternatifs qui pourra stimuler l'innovation.

⁴⁶ La PPI de production d'électricité est prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. La PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle doit permettre de vérifier la mise en ligne des objectifs de politique énergétique et la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale. Le dernier rapport de PPI, pour la période 2009- 2020 est disponible au lien suivant :

http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ppi_elec_2009.pdf

⁴⁷ La région centre-ouest regroupe les pays suivants : France, Allemagne, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas.

Par rapport au scénario virtuel qui vise la fin des tarifs réglementés, la mise en œuvre du dispositif prévu par le rapport Champsaur se traduira par un prix de l'énergie plus compétitif qui a un effet stimulant sur l'ensemble de l'économie, dans la mesure où l'énergie est un *input* pour de nombreux secteurs économiques. Ces effets de « second tour » sont un prix moindre des intrants et un prix moindre des produits. La propagation de ce « choc de prix des intrants » dans toute l'économie accroît le surplus des ménages et des entreprises. L'effet réel sur l'économie, en termes de création de richesse, est donc potentiellement supérieur à l'effet direct évalué par la baisse de la facture électrique. Ces effets de « second tour » sont donc susceptibles d'avoir un effet positif significatif sur l'emploi.

4.3.2 La nouvelle organisation du marché électrique pourrait conduire à un léger gain macroéconomique à long terme par rapport à la situation de dérégulation des prix pour les gros consommateurs.

Comme mentionné précédemment, par rapport à la situation actuelle, l'impact macroéconomique réside dans la meilleure visibilité du cadre de régulation et dans le développement attendu des fournisseurs alternatifs qui pourra stimuler l'innovation.

Par rapport au scénario virtuel de fin des tarifs réglementés, à long terme, la réforme est légèrement favorable à l'activité et à l'emploi, la mesure revenant à alléger le coût d'un facteur de production. A court terme, la réforme proposée pourrait avoir un impact légèrement négatif sur l'activité : la compensation des moindres recettes publiques pèse immédiatement sur l'activité tandis que les effets positifs de la diminution des prix de l'électricité apparaissent progressivement. Ce point doit être relativisé dans la mesure où cette évaluation macroéconomique ne tient pas compte de l'obligation de capacité qui va orienter les acteurs dont EDF vers l'investissement dans de nouveaux moyens de production.

Par ailleurs, l'effet global de la réforme repose sur l'hypothèse que les gains de compétitivité des entreprises en France, liés à l'écart entre les prix de l'électricité nucléaire relativement aux prix de marché, sont permanents et ne sauraient être remis en cause à terme par leurs concurrents étrangers : il y a un marché pertinent français avec des caractéristiques de marché dont bénéficient exclusivement les entreprises installées en France. Cette hypothèse est réaliste car peu de pays disposent ou envisagent de développer des capacités de production à bas coût en quantité suffisante (par rapport à la demande en électricité de base notamment) pour avoir une influence significative sur les prix de l'électricité pour les industriels situés sur leur territoire.

4.3.3 L'absence de volatilité du prix de l'électricité permet aux acteurs d'améliorer leurs anticipations et joue un rôle assurantiel par rapport aux chocs des prix pétroliers

La stabilité du coût de production nucléaire, et en particulier sa décorrélation avec le prix du pétrole, constitue un avantage macroéconomique qui n'est pas pris en compte dans les analyses précédentes, compte tenu de la difficulté inhérente à son évaluation chiffrée.

Premièrement, la prédictibilité du prix de l'électricité serait renforcée à moyen et long terme. Cela permet de réduire les incertitudes sur les coûts et donc sur les revenus futurs des projets d'investissement et donc les risques associés à leur rentabilité. Sur le plan financier, la réduction de ces risques se traduit par une prime positive par rapport à la situation virtuelle de

dérégulation dans laquelle les prix seraient très volatils. En conséquence, l'instauration d'un dispositif d'accès régulé à l'électricité de base accroîtrait le nombre de projets rentables et favoriserait donc le développement économique.

Secondement, le prix de marché de l'électricité est fortement lié au prix du gaz, lui-même lié au prix du pétrole. Ainsi existe-t-il, à long terme, une corrélation entre le prix du pétrole et le prix de l'électricité. Ce type de corrélation conduit à aggraver les effets négatifs des chocs pétroliers, en favorisant leur propagation à l'économie tout entière. Au contraire, une facture électrique stable, calée pour une part importante sur les coûts du parc nucléaire, permet de limiter cette propagation en temps de crise. Le dispositif envisagé apporte donc à l'économie française un bénéfice additionnel sous une forme assurantielle.

4.4 Impacts sur les finances et sur l'emploi public

4.4.1 Impact financier pour l'État

Par rapport à la situation actuelle, l'impact de la réforme sur les finances publiques est globalement neutre. En effet le prix de l'accès régulé à l'électricité de base étant le sous jacent des tarifs réglementés, l'ensemble des prix, ainsi que les revenus d'EDF, seront déterminés par les mêmes facteurs que le cadre de régulation existant.

Dans un scénario virtuel de dérégulation complète des prix (fin des tarifs réglementés), la situation serait évidemment différente. L'évaluation de l'impact de la réforme sur les finances publiques par rapport à ce scénario virtuel a un caractère artificiel mais peut être effectuée. L'impact de la réforme sur les recettes de l'État passe par trois canaux : la TVA, l'impôt sur les sociétés (IS) et le dividende versé par EDF à l'État actionnaire. La quantification de ces effets n'est pas toujours aisée à effectuer, notamment ceux liés à l'impact sur l'activité globale de l'économie.

- Concernant la TVA, l'impact final résulte de deux effets contraires.

D'une part, le développement de l'activité économique en général induit par le maintien du prix de l'électricité à un niveau calé sur le coût de production nucléaire devrait se traduire par des montants prélevés *via* la TVA supérieurs à ceux du scénario virtuel de dérégulation. D'autre part, le dispositif se traduit par un chiffre d'affaires inférieur à celui, théorique, correspondant au scénario de dérégulation totale des prix, et donc des marges d'EDF inférieures par rapport au scénario virtuel de fin du tarif. De ce fait, la TVA prélevée sur les ventes d'électricité est inférieure par rapport à celle correspondant à la situation de dérégulation complète des prix. La somme des deux effets est difficile à évaluer. Il pourrait s'agir d'un effet de second ordre.

- Concernant l'impôt sur les sociétés (IS), on peut considérer que, au premier ordre, l'impact est nul pour le périmètre des professionnels du secteur électrique.

En effet, si par rapport à la situation théorique du scénario de dérégulation complète des prix, le résultat du groupe EDF et des autres fournisseurs est inférieur (et donc l'IS aussi), celui des entreprises consommatrices d'électricité est lui supérieur (et donc leur IS également). Les variations d'IS des fournisseurs et des consommateurs professionnels sont du même ordre mais de signe contraire. Au premier ordre, et en supposant toutefois que les entreprises consommatrices ont toutes des résultats positifs et paient l'IS, quelle que soit l'organisation du

marché de l'électricité, l'IS total provenant de l'ensemble « fournisseur-consommateurs professionnels » peut être considéré comme constant. Pour le périmètre des résidentiels, les tarifs réglementés étant maintenus dans le scénario virtuel de dérégulation et dans le cadre du projet de loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité, l'impact est aussi nul. Concernant le groupe EDF, l'IS devrait être inférieur de 0,9 à 2,7 Md€⁴⁸ par an par rapport à la situation théorique du scénario virtuel de dérégulation.

- Dans un scénario virtuel de dérégulation totale, les dividendes versés par EDF seraient très supérieurs à leur montant actuel

L'écart du chiffre d'affaire et la baisse de l'IS chiffrés précédemment se répercutant mécaniquement sur le résultat net du Groupe EDF, ce dernier serait inférieur de 1,7 à 5,2 Md€ par rapport à la situation théorique d'absence de régulation. En supposant que 50% du résultat net est reversé aux actionnaires, la part de l'Etat (85% des actions) dans le dividende est inférieure de 0,7 à 2,2 Md€ par rapport à la situation de dérégulation complète des prix. Ces calculs sont valables toutes choses égales par ailleurs.

4.4.2 Impact sur l'emploi public

La réforme suppose une évolution vers une régulation plus ciblée et plus efficace : la détermination des droits de chaque fournisseur alternatif, le contrôle de l'utilisation des volumes alloués, la détermination du prix d'accès régulé à l'électricité de base, la gestion de l'obligation de capacité et la surveillance accrue des marchés nécessiteront un travail supplémentaire pour la puissance publique.

Compte tenu de son rôle actuel (avis sur les tarifs réglementés de vente, détermination des compensations pour la fourniture au TaRTAM, fixation du montant de la CSPE, surveillance du marché de gros de l'électricité) et des compétences dont elle dispose, la Commission de régulation de l'énergie sera amenée à jouer un rôle accru dans la réforme envisagée. Ce renforcement nécessitera un accroissement des moyens humains de la Commission, qui pourrait être de l'ordre de quelques emplois, ce qui est négligeable par rapport aux effets macroéconomiques de la réforme envisagée.

4.5 **Impacts environnementaux**

Les impacts environnementaux du système électrique sont essentiellement ceux des moyens de production électrique. La réforme envisagée ne porte pas directement sur les moyens de productions d'électricité, néanmoins il convient d'évaluer son impact sur la consommation d'électricité et donc sur la sollicitation des moyens de production mais aussi, le cas échéant, son impact sur les investissements dans de nouveaux moyens de production.

4.5.1 La mise en œuvre du Grenelle de l'environnement conduit à une réduction des émissions de CO₂ par rapport à aujourd'hui

Dans la suite du Grenelle de l'environnement, le gouvernement a élaboré en 2009 une nouvelle programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI)

⁴⁸ Soit 34% multiplié par l'écart de chiffre d'affaire entre les deux scénarii, chiffré précédemment (2,7 à 7,8 Md€).

qui décline, pour la production électrique, les objectifs d'économie d'énergie, de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité.

Les hypothèses de trajectoire de prix de l'électricité qui sous-tendent la PPI supposent le maintien d'une régulation

La PPI repose sur des hypothèses de consommation issues d'une « évaluation de la situation énergétique de la France à l'horizon 2020 du fait de l'application et de l'atteinte des objectifs du projet de loi Grenelle de l'environnement »⁴⁹. Cette évaluation a permis de mesurer l'impact de la loi de programmation relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement sur la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre. En ce qui concerne les prix de l'électricité, ce scénario repose sur l'hypothèse du maintien d'une régulation qui permette aux consommateurs de bénéficier de prix de l'électricité reflétant les coûts.

Cette hypothèse est compatible avec la réforme envisagée. En effet, dans la nouvelle organisation du marché, la part énergie du prix au consommateur final sera la somme d'une composante « électricité de base » dont le niveau est calé sur le coût de production du nucléaire, et d'un terme correspondant à la consommation de semi-base et de pointe, représentatif du prix de l'électricité sur le marché. Le prix « régulé » sera donc, pour l'essentiel, le prix « directeur » du marché. Par ailleurs, la structure du tarif importe peu dans la mesure où le modèle utilisé dans l'exercice de la PPI ne prenait en compte que le niveau du prix de l'électricité⁵⁰.

La PPI prévoit une stabilisation de la consommation d'électricité et une diminution des émissions du secteur électrique par rapport à aujourd'hui

Grâce à une politique vigoureuse d'économie d'énergie, et tout en restant dans le cadre d'hypothèse de prix régulés, la PPI prévoit à l'horizon 2020 une quasi stabilité, par rapport à 2008, de la consommation intérieure nette d'électricité à 492 TWh/an. Cette perspective prend en compte des hypothèses de transfert entre énergies.

La PPI prévoit donc que les émissions de CO₂ imputables à la production électrique diminueront nettement, passant de 34,7 Mt en 2006 à 13 à 25 Mt/an en 2020, en fonction du niveau de demande en électricité. Par ailleurs, les transferts d'énergie carbonée vers l'électricité, notamment le développement des véhicules électriques, pourront également contribuer à la baisse des émissions de CO₂.

⁴⁹ Essai d'évaluation de la situation énergétique de la France à l'horizon 2020 du fait de l'application et de l'atteinte des objectifs du projet de loi « Grenelle de l'environnement » - document de synthèse - MEEDDAT octobre 2008.

⁵⁰ Voir également p7 du document - Scénario énergétique de référence (DGEMP-OE) 2008 – MEEDDAT idem

4.5.2 La réforme envisagée permettra de clarifier les signaux économiques, d'inciter à une meilleure maîtrise de la demande en électricité et contribuera à l'atteinte des objectifs de la PPI

4.5.2.1 *La construction du prix de l'électricité par empilement des différentes composantes constitue a priori un bon signal pour inciter à la maîtrise de la demande*

Dans la nouvelle organisation du marché, le prix payé par le consommateur final sera la somme :

- des coûts d'acheminement d'électricité,
- d'une composante « électricité de base » dont le niveau est calé sur le coût de production du nucléaire,
- du coût du complément de fourniture d'électricité y compris la garantie de capacité,
- des coûts de commercialisation.

Cette architecture explicite les différentes composantes du tarif réglementé actuel. Elle ne se traduit donc pas par des coûts additionnels pour les consommateurs mais permet de leur donner les bonnes incitations en termes de maîtrise de la demande. A cet égard, le complément de fourniture jouera un rôle efficace d'identification des coûts explicites de la pointe électrique, permettant ainsi à tous les fournisseurs de proposer des solutions innovantes de réduction de celle-ci.

Le complément d'approvisionnement permettra de transmettre le prix du CO2 aux consommateurs

Le prix du CO2 est déjà pris en compte dans la structure des tarifs réglementés. Il le sera également dans le nouveau système, de manière plus explicite et transparente. Le complément d'approvisionnement se fera dans les conditions du marché. Or, le secteur de la production électrique étant soumis au système de quotas d'émissions de CO₂, les producteurs prennent en compte le prix des quotas pour l'optimisation du fonctionnement de leurs centrales. C'est pourquoi le prix de marché de l'électricité intègre, heure par heure, la valeur, telle qu'estimée sur le marché, des émissions de CO₂ de la centrale marginale (*i.e.* celle permettant de répondre à la dernière unité d'énergie consommée)⁵¹ : l'électricité est donc plus chère en période de pointe de consommation lorsqu'on doit faire appel à des centrales de production émettant plus de gaz à effet de serre. Ainsi, en 2008, il était en moyenne trois fois plus bas en heure creuse (5h heure du matin) qu'en heure de pointe (19h).

L'obligation de capacité conduira tous les fournisseurs à inciter les consommateurs à s'effacer lors des pointes de consommation

Le coût lié à la garantie de puissance est déjà intégré dans les tarifs réglementés. Pour autant, il n'est pas pris en compte dans les offres « libres ». En effet le cadre actuel de régulation ne permet pas de révéler la valeur de la capacité de pointe.

L'instauration de l'obligation de capacité et l'émergence d'une valorisation de la garantie de puissance devrait amener les fournisseurs à proposer à leurs clients des offres attractives si

⁵¹ cf. rapport Champsaur - §2.1.1

ceux-ci acceptent de modérer leur consommation lors des périodes de pointe, comme c'est aujourd'hui le cas des offres tarifaires heures pleines / heures creuses ou Tempo qui seront pérennisées. En particulier, leur capacité à s'effacer devrait permettre aux consommateurs de nouer des engagements gagnant-gagnant avec leur fournisseur. En effet, dès lors qu'un consommateur sera prêt réduire sa consommation en heures de pointe, contre le paiement par exemple d'une prime par le fournisseur dont le montant est inférieur à la valeur de la puissance ainsi effacée sur le marché de la capacité, la transaction aura lieu car chacun effectuera un gain. Ce système permettra de révéler le gisement potentiel d'effacement existant parmi l'ensemble des consommateurs. Il deviendra parfaitement efficient lorsque l'installation de compteurs évolués sera parachevée.

4.5.2.2 *Le dispositif permettra le développement d'offres innovantes participant à une meilleure maîtrise de la consommation*

La réforme envisagée permettra aux fournisseurs alternatifs de développer des offres innovantes et compétitives. En particulier, de nombreux fournisseurs alternatifs souhaitent proposer des services de maîtrise de la demande en énergie : information précise sur la consommation, conseils en maîtrise de la demande, offres tarifaires horosaisonnalisées ou à effacement, le cas échéant par des *boxes*. De telles innovations, de nature à inciter le consommateur à modifier son comportement de consommation, ne sont pas développées dans la situation actuelle faute de marge de développement pour les fournisseurs alternatifs. A plus long terme, le déploiement des compteurs évolués « Linky » permettra aux fournisseurs de développer des offres encore plus adaptées et diversifiées.

4.5.3 Certes, le scénario virtuel de dérégulation des prix pourrait se traduire par des émissions de CO2 encore inférieures mais exclusivement du fait de prix plus élevés

Compte tenu de l'élasticité prix des consommateurs, les prix élevés de l'électricité dans le scénario virtuel de dérégulation inciterait les consommateurs à moins consommer.

A long terme (horizon 2020), en supposant une hausse des prix finaux de l'électricité correspondant à un écart de 10 à 30€/MWh entre le coût de production du parc nucléaire et le prix de marché, il est possible d'évaluer l'impact d'une dérégulation du prix de l'électricité sur la consommation, la production électrique en France et les émissions de CO2.

Résultats d'une modélisation de « dérégulation » du prix de l'électricité dans le secteur industriel réalisée avec le modèle d'équilibre général calculable GEMINI-E3⁵²

<i>En écart /scénario tarif régulé</i>		
CO2	-0.4 à -1.2%	Soit -1,6 à -4.9 MtCO2/an
Production électrique	-1 à -3.1%	
Production électrique fossile	-5.5 à -16.6%	
Consommation électrique	-2.1 à -6.2%	

⁵² Modèle utilisé notamment pour calculer les effets de mesures fiscales type « taxe carbone » sur les émissions de CO2 au niveau mondial.

Il apparaît que l'impact en termes d'émission pourrait être significatif.

Néanmoins, l'effet global en termes d'émissions de CO2 n'est pas si clair

Premièrement, il est calculé sur la base d'un scénario dans lequel aucun effort particulier n'est fait pour réduire les émissions en France (en particulier, les objectifs européens ne sont pas atteints). Or, les objectifs de la PPI supposent un effort important en termes de maîtrise de la demande. Dans ce cadre, une hausse du prix final de l'électricité aurait probablement un gain marginal en termes de réduction des émissions de CO2 moins important que celui auquel aboutit le modèle.

Secondement, un prix final de l'électricité plutôt bas devrait faciliter la pénétration de certaines technologies vertueuses sur le plan environnemental, comme les voitures électriques. De ce point de vue, le scénario avec le dispositif prévu par le projet de loi, en favorisant les transferts d'usage des énergies fortement émettrices vers l'électricité, pourrait contribuer à réduire les rejets de CO2.

4.6 Impacts sociaux

4.6.1 La réforme conforte les tarifs réglementés de vente d'électricité pour les petits consommateurs et a donc un impact social bénéfique

Concernant les ménages, les tarifs réglementés de vente existent dans le scénario de référence. En tant que telle, cette réforme n'a donc pas d'impact social concernant le pouvoir d'achat des ménages.

Par ailleurs, la pérennisation de la réversibilité totale entre les offres libres et réglementées constitue une forte protection du consommateur qui gardera à tout moment sa liberté de choix.

4.6.2 Les consommateurs les plus modestes continueront à pouvoir bénéficier du tarif de première nécessité

Mis en place depuis le 1^{er} janvier 2005, le tarif social d'électricité est un tarif spécial applicable aux clients disposant de faibles ressources. Le bénéfice de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité, est ouvert sur leur demande et pour leur résidence principale, aux personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité, dont les ressources annuelles du foyer, sont inférieures ou égales à un montant bien défini. Il s'agit du quotient social ouvrant droit à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire, soit, actuellement, 626,76 €/mois pour une personne seule. Ce niveau de ressource couvre ainsi 2 millions de bénéficiaires potentiels. Les bénéficiaires effectifs sont estimés à 950 000 fin 2009.

Pour un bénéficiaire, la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité est calculée à partir des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs ayant souscrit la même puissance dans la limite de 9 kVA en appliquant un pourcentage de réduction sur la partie fixe du tarif et sur le prix de l'énergie dans la limite d'un plafond mensuel de consommation. Dans la pratique, cette réduction consiste en une réduction de 30 % à 50 % du montant de la facture sur les 100 premiers kWh mensuels de consommation. La réduction moyenne constatée sur

une facture annuelle est de l'ordre de 70 € TTC. En principe, ce sont les organismes d'assurance maladie qui communiquent aux distributeurs d'électricité la liste des personnes remplissant les conditions de ressources. Ensuite, les distributeurs envoient aux personnes concernées une attestation à compléter.

Enfin, on souligne l'existence de dispositifs particuliers pour le traitement des impayés.

Ces dispositions seront maintenues.

4.7 Impacts juridiques

Le projet de loi propose des modifications aux lois n°2000-108 de modernisation du service public de l'électricité et n°2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, ainsi que des dispositions auto portantes. A l'exception des mesures transitoires, ces dispositions ont à terme vocation à être codifiés dans le Code de l'énergie.

Des décrets d'application et des arrêtés seront nécessaires pour mettre en œuvre le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base et la modernisation des tarifs réglementés de vente

Liste des textes d'application envisagés pour le projet de loi NOME :

1. décret en Conseil d'Etat précisant les obligations des acteurs de l'accès régulé à l'électricité de base (AREB) : renvoi aux arrêtés mentionnés au II al.7, III al.3 et les conditions d'édition des arrêtés fixant les conditions d'achat : renvoi aux arrêtés mentionnés au I al.2, III al.1.
2. décret en Conseil d'Etat fixant les modalités de la mise en place d'un système d'obligation de capacité
3. décret en Conseil d'Etat fixant les modalités de calcul du complément de prix en cas d'allocation de droits à l'AREB supérieurs à la consommation constatée
4. un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixant le volume global d'électricité sur lequel sont conclus les contrats AREB
5. arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie suspendant, le cas échéant, l'exécution des contrats AREB
6. arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixant le prix des contrats AREB
7. arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixant de manière transitoire le prix de l'AREB en attendant la mise en place de la comptabilité appropriée
8. arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixant les tarifs réglementés de vente de l'électricité

Les arrêtés seront pris en application du décret 1.

L'arrêté 8 serait également pris sur le fondement du décret n°2009-975, lui-même pris en application de l'actuel article 4 I. al.4 de la loi 2000-108.

La compétence de la Commission de régulation de l'énergie, en tant qu'autorité consultée pour ces trois arrêtés est prévue par l'article 5 I du projet de loi, ce qui prive d'utilité la mention des arrêtés au sens du texte de loi.

Le fonctionnement de la Commission de régulation de l'énergie est amélioré

Les nouvelles compétences confiées à la Commission de régulation de l'énergie font apparaître le besoin de mettre en place un collège plus resserré, gardien dans la durée d'une doctrine claire et pérenne de régulation, et, parallèlement, d'organiser son « écoute » des enjeux de la politique énergétique dont la Commission n'est pas directement en charge et qui peuvent donner lieu à des orientations du gouvernement ou des parties prenantes représentées au Conseil supérieur de l'énergie.

Les départements d'outre mer (DOM) et la Corse, non interconnectés au réseau métropolitain continental, continuent à bénéficier de dispositions spécifiques garantissant, par la péréquation, des tarifs réglementés de vente pour tous les consommateurs reflétant les coûts de production en France métropolitaine continentale

La réforme envisagée s'inscrit dans le cadre du marché européen de l'électricité et n'a pas vocation à s'appliquer dans les zones non interconnectées au réseau continental (Corse et DOM). Les impératifs de continuité territoriale et les contraintes particulières économiques et techniques de production et d'exploitation de l'électricité dans les ZNI conduit à une gestion des systèmes électriques très dépendante de la solidarité nationale (péréquation tarifaire). Ainsi un dispositif ad hoc de compensation des surcoûts de production est mis en place par l'article 5 de la loi 2000-108 de modernisation du service public de l'électricité afin d'assurer la péréquation. Dans ces zones, dérogeant au droit de l'union et national en tant que zones non interconnectées, les tarifs réglementés de vente seront maintenus pour toutes les catégories de consommateurs comme le prévoit l'article 5 de la présente loi qui modifie l'article 66 de la loi 2005-781.

La réforme n'a donc pas d'impact dans ces territoires par rapport à la situation actuelle.

Les engagements pris avec la Commission européenne sont respectés

La mise en œuvre de cette réforme est de nature à mettre fin aux contentieux communautaires engagés à l'encontre de la France, à la fois au titre des aides d'Etat pour ce qui concerne le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, et pour défaut de transposition de la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché de l'électricité.

5 CONSULTATIONS MENÉES

Avant d'envisager une telle réforme de l'organisation du marché électrique, le gouvernement a souhaité disposer des meilleurs avis et que les parties prenantes soient entendues. C'est pourquoi elle a demandé à la commission présidée par Paul Champsaur de procéder à des auditions et de s'entourer d'experts. La commission Champsaur a ainsi mené de nombreuses auditions des consommateurs, des producteurs et fournisseurs d'électricité, des autres acteurs du marchés, des gestionnaires de réseaux, des collectivités, des organisations syndicales, de la Commission de régulation de l'énergie, de l'autorité de la concurrence, de la Commission

européenne, des personnalités qualifiées⁵³ et a par ailleurs invité tout acteur à lui faire parvenir des contributions écrites.

Par la suite, le gouvernement a rendu public le rapport de la commission Champsaur et a ouvert en mai 2009 une consultation publique invitant toutes les personnes intéressées à lui adresser une contribution écrite.

A l'été 2009, le gouvernement a présenté les principes de la réforme envisagée à la Commission Européenne. Les commissaires chargés de la concurrence et de l'énergie ont salué ce projet de réforme de nature à renforcer la concurrence sur le marché de l'électricité français au bénéfice des consommateurs finals.

Les 19 janvier et 8 mars 2010, deux réunions publiques de consultation ont été organisées par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du MEEDDM. Les acteurs ont en outre été invités à échanger avec les services de la DGEC de façon bilatérale.

L'ensemble des parties prenantes qui s'est exprimé lors de ces réunions s'est félicité de la démarche engagée par le gouvernement et considère qu'elle est de nature à atteindre les objectifs fixés, à savoir le bénéfice pour le consommateur final de la compétitivité du parc nucléaire historique et le développement de la concurrence. Pour autant, nombre d'acteurs soulignent l'importance de la concertation qui devra être mise en œuvre pour définir les modalités d'application, s'inquiètent du calendrier d'adoption du texte de loi et des textes réglementaires à suivre. Ils estiment souhaitable que la mise en œuvre de la réforme ne soit pas retardée et qu'elle puisse assurer la continuité avec le TaRTAM.

Les associations représentant les intérêts des consommateurs saluent le maintien pendant une période transitoire des tarifs jaunes et verts associée à la réversibilité ainsi que le maintien des tarifs pour les petits consommateurs, également associée à la réversibilité. La plupart de ces associations demandent qu'un représentant des consommateurs ou, *a minima*, qu'une personne sensibilisée aux questions les concernant, soit prévu dans le collège de la Commission de régulation de l'énergie. Elles sont également très sensibles aux questions de surveillance et de transparence concernant les offres de détail faites par les fournisseurs, et demande que la Commission de régulation de l'énergie ait des prérogatives renforcées dans ce domaine. La plupart de ces associations ont jugé positif que les pertes des gestionnaires de réseau soient incluses dans le dispositif d'accès régulé à l'électricité de base.

Les fournisseurs qui se sont exprimés se félicitent de la mise en œuvre du dispositif préconisé par le rapport de la commission Champsaur et pensent que celle-ci est de nature à répondre aux objectifs fixés par le gouvernement. Parmi eux, un certain nombre s'interroge néanmoins du signal donné aux investisseurs pour le développement des moyens de production électrique ainsi que pour le maintien et la prolongation des moyens existants. Certains d'entre eux se préoccupent également des effets de la réforme, et notamment de l'inclusion des pertes dans le dispositif, sur la liquidité du marché de gros : ils rejoignent sur ce point la position de l'opérateur boursier et des représentants des traders. Toutefois, cette position n'est pas unanime car certains fournisseurs estiment que le développement de la concurrence en aval va tirer le développement du marché de gros et favoriser de nouveaux investissements. Certains fournisseurs, à l'instar de certaines associations représentant des gros consommateurs, défendent la possibilité de conclure des contrats d'accès régulé sur une base pluriannuelle.

⁵³ cf. liste en annexe 2 du rapport Champsaur

L'ensemble des fournisseurs mentionne la nécessité d'une cohérence entre les tarifs réglementés de vente et les conditions de l'accès régulé à l'électricité de base afin d'éliminer tout ciseau tarifaire, tant sur le marché des gros consommateurs que sur le marché de masse.

La Commission de régulation de l'énergie se montre prête à gérer le dispositif. Elle demande que soient stipulées dans la loi des prérogatives claires lui assurant l'obtention des informations nécessaires auprès des opérateurs pour remplir sa mission de surveillance du marché de détail.

Les gestionnaires de réseau souhaitent s'assurer que les modalités d'accès à la base les conduisent bien à bénéficier de l'avantage compétitif associé au parc nucléaire historique. Ils proposent de créer un observatoire sur le prix d'achat des pertes.

Par ailleurs, l'instauration d'un marché de capacité est une des propositions phares issues des réflexions du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe de consommation en électricité. Ce groupe de travail⁵⁴, présidé par M. le député Serge Poignant et M. le sénateur Bruno Sido, a mené ses travaux au cours des trois derniers mois. Un comité de pilotage au format Grenelle, rassemblant l'ensemble des parties prenantes, s'est réuni à plusieurs reprises :

- pour le lancement du groupe de travail le 3 novembre 2009 ;
- pour un point d'étape le 6 janvier 2010 ;
- pour la présentation d'un document de concertation le 11 février 2010.

Les travaux ont été menés au cours de neuf ateliers de travail auxquels l'ensemble des membres du comité de pilotage a été invité à participer. Ces ateliers ont permis d'aborder l'ensemble des sujets inhérents à la maîtrise de la pointe électrique et ont également permis à l'ensemble des acteurs de s'exprimer. Une dernière réunion du comité de pilotage sera organisée début avril.

Au cours de la 3^{ème} réunion du comité de pilotage, la DGEC a présenté un document de concertation. Ce document diffusé à l'ensemble des participants - avec l'accord de MM. Poignant et Sido - synthétise les principaux enseignements du groupe de travail et présente 18 propositions de mesure en faveur de la maîtrise de la pointe selon trois catégories. La réaction des participants au cours du 3^{ème} comité de pilotage vis-à-vis des 18 propositions - et vis-à-vis des travaux du groupe de travail sur la pointe en général - a globalement été très positive. En particulier, la proposition de la création d'une obligation de capacité associée à la possibilité d'échanger des certificats de capacité a obtenu un très large soutien. MM. Poignant et Sido ont rendu public leur rapport à l'issue d'un 4^{ème} comité de pilotage tenu le 1^{er} avril 2010. Ce rapport est disponible sur Internet à l'adresse suivante :

http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rapport_Poignant-Sido.pdf

⁵⁴ Dans sa lettre de mission à MM. Poignant et Sido, le Ministre d'État a rappelé la nécessité pour la France d'intensifier les efforts pour maîtriser la croissance des pointes de consommation d'électricité. Dans le prolongement des travaux de la PPI, il a été demandé au groupe de travail :

- de caractériser la pointe électrique,
- d'identifier les solutions techniques permettant à court, moyen et long terme de réduire la demande à la pointe par le biais d'effacements de consommation,
- de contribuer à l'analyse économique permettant de valoriser les effacements de consommation,
- de formuler des propositions permettant de favoriser les effacements au financement de nouveaux moyens de production.

6 APPLICATION DE LA RÉFORME DANS LE TEMPS

Une fois la loi adoptée, des dispositions, notamment transitoires, seront d'application immédiate et des textes réglementaires d'application devront être pris sur les sujets suivants.

Un décret en Conseil d'Etat devra préciser les obligations qui s'imposent à EDF et aux fournisseurs, les modalités de calcul par la Commission de régulation de l'énergie du volume des droits des fournisseurs à conclure avec EDF un contrat d'accès régulé à l'électricité de base ainsi que les modalités de calcul, par la Commission de régulation de l'énergie, du complément de prix au cas où les droits accordés en début de période s'avèreraient supérieurs aux droits correspondant à la consommation constatée des clients finals.

Les ministres chargés de l'énergie et de l'économie devront définir, par un arrêté pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, le volume global maximal d'électricité de base sur lequel porte l'obligation pour EDF de conclure des contrats avec les fournisseurs.

De manière transitoire, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie devront également définir par arrêté, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, le prix des contrats d'accès régulé à l'électricité de base.

Les fournisseurs pourront alors :

- conclure avec EDF un accord cadre ;
- transmettre à la Commission de régulation de l'énergie les caractéristiques et les prévisions d'évolution de la consommation de leur portefeuille de consommateurs finals afin que la Commission de régulation de l'énergie calcule leur volume de droit et le leur notifie ainsi qu'à Electricité de France ;
- conclure un contrat d'approvisionnement en électricité de base avec EDF.

Sans qu'ils soient immédiatement nécessaires pour le démarrage du dispositif en phase transitoire, des autres décrets devront être pris pour :

- définir les modalités de détermination du prix de l'accès régulé à l'électricité de base et la comptabilité appropriée permettant d'évaluer les coûts du parc de référence à mettre en place par EDF ;
- définir les modalités de construction des tarifs réglementés de vente aux consommateurs finals.

L'accès régulé à l'électricité de base est mis en place pour une période transitoire de 15 ans de nature à assurer à tous les acteurs une visibilité suffisante.

Dans cette période, les enjeux de la régulation vont évoluer avec la réalité industrielle, sujette à de nombreuses incertitudes comme indiqué au 4.2.7.

L'obligation de capacité devra être connue par chaque fournisseur 3 à 5 ans en avance. Ce délai doit leur permettre de mettre en place avec leurs clients des mécanismes d'effacement si cela s'avère économiquement pertinent, et le cas échéant d'investir dans des capacités de production d'électricité de pointe. Compte tenu des délais nécessaires pour préciser les modalités (concertation et rédaction des textes réglementaires), les premières obligations devraient porter sur les années 2014-2015.

7 GLOSSAIRE

Base ou électricité de base

L'électricité de base est la part d'énergie consommée sous une puissance constante tout au long de l'année, soit en toute rigueur durant 8 760 heures (nombre d'heures dans l'année). Néanmoins, dans cette étude d'impact, comme dans le rapport de la commission Champsaur on retient une définition plus large, la « base » désignant l'énergie consommée sous une puissance atteinte au moins pendant 8 000, 7 000 voire 6 000 heures par an. Dans le projet de loi, l'électricité de base est définie comme la part d'électricité fournie correspondant à la production des centrales fonctionnant en permanence à l'exception des périodes d'arrêt pour maintenance.

Consommateurs résidentiels / non résidentiels

Les consommateurs résidentiels sont les consommateurs résidentiels ou encore particuliers, par opposition aux consommateurs professionnels et industriels.

Segmentation du marché de détail

Le marché peut être divisé en quatre segments regroupés en :

Gros consommateurs :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kVA. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).

Petits consommateurs :

- **Petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (les professions libérales, les artisans, etc.) Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

Entreprises locales de distribution

A ce jour, près de 175 entreprises locales de distribution, assurent la fourniture d'électricité d'environ 5% d'utilisateurs. La loi du 8 avril 1946, relative à la distribution publique de l'électricité, a maintenu ces entreprises. Elles présentaient la caractéristique d'être publiques (régies municipales, société d'économie mixte) ou d'intérêt public (sociétés d'intérêt collectif agricole).

Ces entreprises sont fédérées au sein de trois organisations :

L'ANROC, Association Nationale des Régies de Service Public et des Organismes Constitués, La FNCCR, Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies, La FNSICAE, Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité.

Exeltium

Exeltium est un consortium mis en place autour de grandes entreprises fortement consommatrices d'électricité (les industries électro intensives sont définies comme

consommant plus de 2,5 kWh pour dégager un euro de valeur ajoutée et dont la puissance consommée en heures creuses représente au moins 55% de la puissance maximum). Après une validation par la Commission européenne et un appel d'offres, les entreprises ont noué un partenariat innovant avec EDF et un groupe de banques afin d'acquérir des droits sur une partie de la production d'EDF pendant 24 ans à partir du 1^{er} mai 2010.

Ce consortium a été co-fondé par les chimistes Arkéma, Rhodia et Solvay, le sidérurgiste ArcelorMittal, le producteur d'aluminium RioTintoAlcan et le fabricant de gaz industriels Air Liquide. Il découle des dispositions prises en faveur des entreprises "électro-intensives" dans la loi de finances rectificative pour 2005 et dans le décret n° 2006-506 du 3 mai 2006 pris en application de l'article 238 bis HZ bis du code général des impôts et relatif aux sociétés d'approvisionnement à long terme d'électricité.

Exeltium approvisionne une centaine de sites en France.

Marché de gros

Désigne l'ensemble des échanges effectués entre les opérateurs (fournisseurs, producteurs, traders, etc.). Ces échanges peuvent être effectués directement entre deux acteurs (on parle alors d'échange bilatéral « pur »), par un intermédiaire (courtier appelé également broker) ou par une bourse (comme Powernext en France).

Nouvel entrant

Les nouveaux entrants sont les fournisseurs qui sont apparus après l'ouverture des marchés de l'énergie. Ils peuvent être français ou européens.

Opérateur historique

Les opérateurs historiques européens ou étrangers sont les sociétés qui disposaient d'une situation de monopole sur un marché de l'électricité avant l'ouverture des marchés. En France ce sont EDF et les entreprises locales de distribution (ELD).

Parc de référence

Il s'agit du parc nucléaire existant aujourd'hui. Il est composé de 58 tranches réparties sur 19 sites et cumulant une puissance installée de 63 GW.

Pertes

Les pertes des gestionnaires de réseau d'électricité correspondent à l'écart observé entre l'énergie injectée sur le réseau sur les sites de production et l'énergie soutirée sur les sites de consommation. Cet écart est dû, en partie à des effets physiques (effet Joule sur les lignes et les transformateurs et effet « couronne » sur les lignes), en partie du fait de la consommation interne des postes. Il existe également des pertes non « techniques » dues par exemple à des fraudes.

Période de pointe de consommation

Les périodes de pointe de consommation sont les périodes pendant lesquelles la consommation globale est la plus élevée. Ces périodes sont critiques du point de vue de la sécurité d'approvisionnement car il existe un risque que l'offre d'électricité ne puisse satisfaire la demande. Le cas échéant, des coupures de courant peuvent être imposées à certains consommateurs afin de rétablir l'équilibre du réseau électrique.

Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI).

Dans le cadre de la politique énergétique française, la PPI fixe des objectifs de développement des moyens de production d'électricité installés en France, en termes de répartition des

capacités de production par source d'énergie primaire utilisée, de techniques de production mises en œuvre. La PPI se penche enfin sur la situation particulière de certaines zones géographiques.

L'article 6 de la loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité prévoit que le ministre chargé de l'énergie arrête et rende publique une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). L'article 8 de la loi du 10 février 2000 prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres dans le cas où les capacités de production d'électricité ne répondent pas aux objectifs de la PPI.

TaRTAM

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Tarif réglementé dit de « retour » permettant aux consommateurs industriels ayant quitté le tarif réglementé de vente historique pour une offre de marché de revenir à un tarif réglementé. Le niveau du TaRTAM est supérieur à celui du tarif réglementé de vente historique.

- 8 **ANNEXE 1 : rapport de la Commission sur l'organisation des marchés de l'électricité, présidée par Paul Champsaur - avril 2009**

- 9 **ANNEXE 2 : échange de lettres entre le Premier Ministre et les commissaires européens à la concurrence et à l'énergie - 15 septembre 2009**

10 ANNEXE 3 : tableau de concordance pour la transposition des dispositions relatives à la protection des consommateurs d'électricité et de gaz des directives européennes 2009/72 et 2009/73

DIRECTIVE 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité abrogeant la directive 2003/54/CE Les dispositions nouvelles sont en caractères gras <u>Les mesures spécifiques à « l'électricité » sont soulignées</u>	Propositions de rédaction
<u>Article 3</u> : Obligations de service public et protection des consommateurs	
1. Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises d'électricité, sans préjudice du paragraphe 2, soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, en vue de réaliser un marché de l'électricité concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises.	
2. En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 86, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique, l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables et la protection du climat. Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables et garantissent aux entreprises d'électricité de la Communauté un égal accès aux consommateurs nationaux. En matière de sécurité d'approvisionnement, d'efficacité énergétique/gestion de la demande et pour atteindre les objectifs environnementaux et les objectifs concernant l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables, visés au présent paragraphe, les États membres peuvent mettre en œuvre une planification à long terme, en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau.	
3. Les États membres veillent à ce que tous les clients résidentiels et, lorsqu'ils le jugent approprié, les petites entreprises (à savoir les entreprises employant moins de 50 personnes et dont le chiffre d'affaires ou le bilan annuel n'excède pas 10 000 000 EUR) aient le droit de bénéficier du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables, transparents et non discriminatoires. Pour assurer la fourniture d'un service	

universel, les États membres peuvent désigner un fournisseur de dernier recours. Les États membres imposent aux entreprises de distribution l'obligation de raccorder les clients à leur réseau aux conditions et tarifs fixés conformément à la procédure définie à l'article 37, paragraphe 6. Rien dans la présente directive n'empêche les États membres de renforcer la position sur le marché des consommateurs résidentiels ainsi que des petits et moyens consommateurs en promouvant les possibilités de regroupement volontaire en vue de la représentation de cette catégorie de consommateurs. Le premier alinéa est mis en œuvre d'une manière transparente et non discriminatoire et n'empêche pas l'ouverture du marché prévue à l'article 33.	
4. Les États membres veillent à ce que tous les clients aient le droit de se procurer leur électricité auprès du fournisseur de leur choix, sous réserve de son accord, indépendamment de l'État membre dans lequel il est enregistré, aussi longtemps que le fournisseur suit les règles applicables en matière de transactions et d'ajustement. À cet égard, les États membres prennent toutes les mesures nécessaires pour garantir que les procédures administratives ne constituent pas une discrimination envers les entreprises déjà enregistrées en tant que fournisseurs dans un autre État membre.	
5. Les États membres veillent à ce que: a) si un client souhaite changer de fournisseur, dans le respect des termes et conditions des contrats, ce changement soit effectué par l'opérateur ou les opérateurs concernés dans un délai de trois semaines; et b) les clients aient le droit de recevoir toutes les données pertinentes concernant leur consommation. Les États membres veillent à ce que les droits visés au premier alinéa, points a) et b), soient accordés aux clients, sans discrimination en matière de coût, d'investissement et de temps.	V. Au deuxième alinéa de l'article L. 121-89 du code de la consommation, les mots : « trente jours » sont remplacés par les mots « trois semaines ». b) Voir ci-après la proposition de rédaction pour le h) de l'Annexe I
6. Lorsqu'une compensation financière, d'autres formes de compensation ou des droits exclusifs offerts par un État membre pour l'accomplissement des obligations visées aux paragraphes 2 et 3 sont octroyés, c'est d'une manière non discriminatoire et transparente.	
7. Les États membres prennent les mesures appropriées pour protéger les clients finals et veillent en particulier à garantir une protection adéquate aux consommateurs vulnérables. Dans ce contexte, chaque État membre définit le concept de consommateurs vulnérables, en faisant éventuellement référence à la pauvreté énergétique et, notamment, à l'interdiction de l'interruption de la connexion à l'électricité de ces clients lorsqu'ils traversent des difficultés. Les États membres veillent à ce que les droits et les obligations relatifs aux consommateurs vulnérables soient respectés. En particulier, ils prennent des mesures pour protéger les clients finals dans les régions reculées. Ils garantissent un niveau de protection élevé des consommateurs, notamment en ce qui concerne la transparence des termes et conditions des contrats, l'information générale et les mécanismes de règlement des litiges. Les États membres veillent à ce que le client éligible puisse effectivement changer aisément de fournisseur. En ce	

qui concerne au moins les clients résidentiels, ces mesures incluent celles figurant à l'annexe I.	
8. Les États membres prennent des mesures appropriées, telles que des plans nationaux d'action dans le domaine de l'énergie, des prestations au titre des régimes de sécurité sociale pour assurer aux consommateurs vulnérables l'approvisionnement nécessaire en électricité, ou des aides à l'amélioration de l'efficacité énergétique, afin de lutter contre la pauvreté énergétique là où elle se présente, y compris dans le contexte plus large de la pauvreté en général. De telles mesures ne font pas obstacle à l'ouverture effective du marché, prévue à l'article 33, ni au bon fonctionnement du marché, et sont notifiées à la Commission, le cas échéant, conformément au paragraphe 15 du présent article. Cette notification peut également inclure les mesures prises dans le cadre du système général de sécurité sociale.	
9. Les États membres s'assurent que les fournisseurs d'électricité spécifient dans ou avec les factures et dans les documents promotionnels envoyés aux clients finals: a) la contribution de chaque source d'énergie à la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée d'une manière compréhensible et, au niveau national, clairement comparable; b) au minimum les sources de référence existantes, telles que les pages web par exemple, où des informations concernant l'impact environnemental, au moins en ce qui concerne les émissions de CO₂ et les déchets radioactifs résultant de la production d'électricité à partir de la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée, sont à la disposition du public; c) <u>des informations concernant leurs droits en matière de voies de règlement des litiges à leur disposition en cas de litige.</u> Pour ce qui a trait aux points a) et b) du premier alinéa, en ce qui concerne l'électricité obtenue par l'intermédiaire d'une bourse de l'électricité ou importée d'une entreprise située à l'extérieur de la Communauté, des chiffres agrégés fournis par la bourse ou l'entreprise en question au cours de l'année écoulée peuvent être utilisés. L'autorité de régulation ou toute autre autorité nationale compétente prend les mesures nécessaires pour garantir que les informations données par les fournisseurs à leurs clients conformément au présent article sont fiables et fournies, au niveau national, d'une manière clairement comparable.	III. Au 15° de l'article L. 121-87 du code de la consommation entre les mots « amiable » et « des litiges » sont insérés les mots « et contentieux ».
10. Les États membres prennent des mesures pour atteindre les objectifs en matière de cohésion économique et sociale et de protection de l'environnement, qui comprennent, le cas échéant, des mesures d'efficacité énergétique/ gestion de la demande ainsi que des moyens de lutte contre le changement climatique, et de sécurité d'approvisionnement. Ces mesures peuvent inclure notamment des incitations économiques adéquates, en ayant recours, le cas échéant, à tous les instruments nationaux et communautaires existants, pour la maintenance et la construction des infrastructures de réseau nécessaires, y compris la capacité d'interconnexion.	

11. Afin de promouvoir l'efficacité énergétique, les États membres ou, si un État membre le prévoit, l'autorité de régulation, recommandent vivement aux entreprises d'électricité d'optimiser l'utilisation de l'électricité, par exemple en proposant des services de gestion de l'énergie, en élaborant des formules tarifaires novatrices ou, le cas échéant, en introduisant des systèmes de mesure ou des réseaux intelligents.	
12. Les États membres veillent à la mise en place de guichets uniques afin de fournir aux consommateurs l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition en cas de litige. Ces guichets uniques peuvent faire partie de centres d'information générale des consommateurs.	
13. Les États membres veillent à mettre en place un mécanisme indépendant, comme un médiateur de l'énergie ou un organisme de consommateurs, de façon à assurer un traitement efficace des plaintes et le règlement extrajudiciaire des litiges.	
14. Les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les dispositions des articles 7, 8, 32 et/ou 34 si leur application risque d'entraver l'accomplissement, en droit ou en fait, des obligations imposées aux entreprises d'électricité dans l'intérêt économique général et pour autant que le développement des échanges n'en soit pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la Communauté. Les intérêts de la Communauté comprennent, entre autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la présente directive et à l'article 86 du traité.	
15. Les États membres informent la Commission, lors de la mise en œuvre de la présente directive, de toutes les mesures qu'ils ont prises pour remplir les obligations de service universel et de service public, y compris la protection des consommateurs et la protection de l'environnement, et de leurs effets éventuels sur la concurrence nationale et internationale, que ces mesures nécessitent ou non une dérogation à la présente directive. Ils notifient ensuite à la Commission, tous les deux ans, toute modification apportée à ces mesures, que celles-ci nécessitent ou non une dérogation à la présente directive.	
16. La Commission établit, en consultant les parties intéressées, notamment les États membres, les autorités de régulation nationales, les organisations de consommateurs, les entreprises d'électricité et, sur la base des progrès déjà accomplis, les partenaires sociaux, un aide-mémoire du consommateur d'énergie, clair et bref, qui donne des informations pratiques sur les droits des consommateurs d'énergie. Les États membres veillent à ce que les fournisseurs d'électricité ou les gestionnaires de réseau de distribution, en coopération avec l'autorité de régulation, prennent les mesures nécessaires en vue de fournir à leurs consommateurs un exemplaire de l'aide-mémoire du consommateur d'énergie, et à ce que celui-ci soit mis à la disposition du public.	IV – Il est ajouté après le 16° de l'article L. 121-87 du code de la consommation un alinéa ainsi rédigé : « Un exemplaire de l'aide mémoire du consommateur d'énergie établi par la Commission européenne, ou à défaut un document équivalent établi par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie, est joint par le fournisseur à l'offre de fourniture d'électricité ou de gaz naturel. »

ANNEXE I Mesures relatives à la protection des consommateurs	Propositions de rédaction
1. Sans préjudice de la réglementation communautaire sur la protection des consommateurs, notamment la directive 97/7/CE du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 1997 concernant la protection des consommateurs en matière de contrats à distance⁵⁵ et la directive 93/13/CEE du Conseil du 5 avril 1993 concernant les clauses abusives dans les contrats conclus avec les consommateurs⁵⁶, les mesures visées à l'article 3 ont pour objet de faire en sorte que les clients:	
a) aient droit à un contrat conclu avec leur fournisseur d'électricité précisant: - l'identité et l'adresse du fournisseur; - le service fourni, les niveaux de qualité du service offert, ainsi que le délai nécessaire au raccordement initial; - les types de services de maintenance offerts; - les moyens par lesquels des informations actualisées sur l'ensemble des tarifs applicables et des redevances de maintenance peuvent être obtenues; - la durée du contrat, les conditions de renouvellement et d'interruption des services et du contrat, et l'existence d'une clause de résiliation sans frais; - les compensations et les formules de remboursement éventuellement applicables dans le cas où les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints, y compris une facturation inexacte et retardée; - les modalités de lancement des procédures pour le règlement des litiges conformément au point f); - la communication de façon claire, sur les factures ou sur le site web de l'entreprise d'électricité, d'informations concernant les droits des consommateurs, notamment les modalités de traitement de leurs plaintes et toutes les informations visées au présent point. Les conditions des contrats sont équitables et communiquées à l'avance. En tout état de cause, ces informations devraient être fournies avant la conclusion ou la confirmation du contrat. Lorsque le contrat est conclu par le truchement d'un intermédiaire, les informations relatives aux éléments visés au présent point sont également communiquées avant que le contrat soit conclu;	VII. – Au troisième alinéa de l'article L. 121-89 du code de la consommation les mots : « directement ou » sont supprimés. II. – Au 12° de l'article L. 121-87 du code de la consommation après le mot « distribution » sont ajoutés les mots : « et les modalités de remboursement ou de compensation en cas de d'erreur ou de retard de facturation ou lorsque les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints ; ».

⁵⁵ JO L 144 du 4.6.1997, p. 19.

⁵⁶ JO L 95 du 21.4.1993, p. 29.

b)	soient avertis en temps utile de toute intention de modifier les termes et conditions des contrats et soient informés qu'ils ont le droit de dénoncer le contrat au moment où ils sont avisés de l'intention de le modifier. Les fournisseurs de services avisent immédiatement leurs abonnés de toute augmentation des tarifs, en temps utile et en tout cas avant la fin de la période de facturation normale suivant l'entrée en vigueur de l'augmentation, de manière transparente et compréhensible . Les États membres veillent à ce que les clients soient libres de dénoncer un contrat s'ils n'en acceptent pas les nouvelles conditions qui leur sont notifiées par leur fournisseur d'électricité ;	
c)	reçoivent des informations transparentes relatives aux prix et aux tarifs pratiqués, ainsi qu'aux conditions générales applicables, en ce qui concerne l'accès aux services d'électricité et à l'utilisation de ces services ;	
d)	disposent d'un large choix de modes de paiement, qui n'opèrent pas de discrimination induite entre clients. Les systèmes de paiement anticipé sont équitables et reflètent de manière appropriée la consommation probable . Toute différence dans les conditions générales reflète le coût pour le fournisseur des différents systèmes de paiement. Les conditions générales doivent être équitables et transparentes. Elles sont énoncées dans un langage clair et compréhensible et ne constituent pas des obstacles non contractuels à l'exercice par les consommateurs de leurs droits, par exemple par un excès de documentation sur le contrat . Les clients sont protégés des méthodes de vente déloyales ou trompeuses;	VIII. - L'article L. 121-91 du code de la consommation est complété par trois alinéas ainsi rédigés : « Cet arrêté précise également les différents modes de paiement que le fournisseur est tenu d'offrir au client et leurs modalités. En cas de facturation terme à échoir ou fondée sur un index estimé, l'estimation du fournisseur reflète de manière appropriée la consommation probable. Cette estimation est fondée sur les consommations réelles antérieures lorsqu'elles sont disponibles ; à défaut, le fournisseur indique au consommateur sur quelle base repose son estimation. Le fournisseur est tenu d'offrir au client la possibilité de transmettre, par internet, par téléphone, ou à l'aide d'un système automatisé de relève, le relevé de son compteur à des dates qui permettent une prise en compte de cet indice pour l'émission des factures. »
e)	n'aient rien à payer lorsqu'ils changent de fournisseur;	
f)	bénéficient de procédures transparentes, simples et peu onéreuses pour traiter leurs plaintes. En particulier, tous les consommateurs ont droit à un bon niveau de service et à un traitement des plaintes de la part de leur fournisseur d'électricité . Ces procédures de règlement extrajudiciaire des litiges permettent un règlement équitable et rapide des litiges, de préférence dans un délai de trois mois , assorti, lorsque cela se justifie, d'un système de remboursement et/ou de compensation. Ces procédures devraient respecter, quand cela est possible, les principes énoncés dans la recommandation 98/257/CE de la Commission du 30 mars 1998 concernant les principes applicables aux organes responsables pour la résolution extrajudiciaire des litiges de consommation ⁵⁷ ;	
g)	soient informés, s'ils ont accès au service universel conformément aux dispositions adoptées par les États membres en application de l'article 3, paragraphe 3, de leurs droits en matière de service universel;	

⁵⁷

JO L 115 du 17.4.1998, p. 31.

h) puissent disposer de leurs données de consommation et donner accès à leurs relevés de consommation, par accord exprès et gratuitement, à toute entreprise enregistrée en tant que fournisseur. Les responsables de la gestion des données sont tenus de communiquer ces données à l'entreprise. Les États membres définissent les modalités de présentation des données et une procédure d'accès aux données pour les fournisseurs et les consommateurs. Ce service ne donne lieu à aucun surcoût pour le consommateur;	IX. - L'article L. 121-92 du code de la consommation est complété par un alinéa ainsi rédigé : « Le consommateur accède gratuitement à ses données de consommation. Un arrêté des ministres chargés de la consommation et de l'énergie pris après avis du Conseil national de la consommation et de la Commission de régulation de l'énergie précise les modalités d'accès aux données et aux relevés de consommation. »
i) soient dûment informés de la consommation réelle d'électricité et des coûts s'y rapportant, à une fréquence suffisante pour leur permettre de réguler leur propre consommation d'électricité. Cette information est fournie à des intervalles appropriés, compte tenu de la capacité du compteur du client et du produit électrique en question. Il y a lieu de prendre dûment en compte le rapport coût-efficacité de telles mesures. Ce service ne donne lieu à aucun surcoût pour le consommateur;	
j) reçoivent, à la suite de tout changement de fournisseur d'électricité, un décompte final de clôture, dans un délai de six semaines après que ce changement a eu lieu.	VI. - Le deuxième alinéa de l'article L. 121-89 du code de la consommation est complété par une phrase ainsi rédigée : « Dans tous les cas, le consommateur doit recevoir la facture de clôture dans un délai de six semaines à compter de la résiliation du contrat. »
2. Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité. La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et pour le consommateur, pris individuellement, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligents est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux et quel calendrier peut être envisagé pour leur distribution. Cette évaluation a lieu au plus tard le 3 septembre 2012. Sous réserve de cette évaluation, les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, fixent un calendrier, <u>avec des objectifs sur une période de dix ans maximum, pour la mise en place de systèmes intelligents de mesure.</u> <u>Si la mise en place de compteurs intelligents donne lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients seront équipés de systèmes intelligents de mesure d'ici à 2020.</u> Les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, veillent à l'interopérabilité des systèmes de mesure à mettre en place sur leur territoire et tiennent dûment compte du respect des normes appropriées et des meilleures pratiques, ainsi que de l'importance du développement du marché intérieur de l'électricité.	

Disposition complémentaire	Proposition de rédaction
<u>Mesure de clarification du code de la consommation</u> : La modification de l'article L. 121-86 permet de préciser le champ d'application des articles L. 121-87 à L. 121-93 du code de la consommation. Les dispositions du code de la consommation concernant les contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel sont applicables aux <u>consommateurs</u> aux termes de l'article L. 121-86 du code de la consommation et, pour la plupart d'entre elles, aux <u>consommateurs finals non domestiques</u>, c'est à dire aux « petits professionnels » souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères ou consommant moins de 30 000 kilowattheures par an de gaz naturel, ainsi qu'il est prévu à l'article 43 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. La notion de consommateur, qui a pu comprendre les personnes morales, évolue actuellement à la suite d'interprétations jurisprudentielles plus restrictives inspirées de la jurisprudence communautaire. La nouvelle définition du consommateur pourrait être amenée à ne couvrir que les seules personnes physiques. Ainsi, la couverture des personnes physiques et des consommateurs « petits professionnels » conduit à exclure de la protection du code de la consommation et par conséquent de la compétence du Médiateur national de l'énergie les personnes non-professionnelles toutefois éligibles aux tarifs réglementés telles que les syndicats de copropriétés. Afin d'éviter une insécurité juridique et pour assurer une protection identique à tous les bénéficiaires des tarifs réglementés, il est souhaitable d'étendre le champ d'application des articles L. 121-87 à L. 121-93 du code de la consommation aux non-professionnels en modifiant l'article L. 121-86.	I – A l'article L. 121-86 du code de la consommation, après le mot « consommateur » sont ajoutés les mots « ou un non-professionnel ».

DIRECTIVE 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel abrogeant la directive 2003/55/CE Les dispositions nouvelles sont en caractères gras	Propositions de rédaction
<u>Article 3</u> : Obligations de service public et protection des consommateurs	
1. Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises de gaz naturel, sans préjudice du paragraphe 2, soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, en vue de réaliser un marché du gaz naturel concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental, et s’abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises.	
2. En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 86, les États membres peuvent imposer aux entreprises opérant dans le secteur du gaz, dans l’intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d’approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l’environnement, y compris l’efficacité énergétique, l’énergie produite à partir de sources d’énergie renouvelables et la protection du climat. Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables et garantissent aux entreprises de gaz naturel de la Communauté un égal accès aux consommateurs nationaux. En matière de sécurité d’approvisionnement, d’efficacité énergétique et de gestion de la demande et pour atteindre les objectifs environnementaux et les objectifs concernant l’énergie produite à partir de sources d’énergie renouvelables, visés au présent paragraphe, les États membres peuvent mettre en œuvre une planification à long terme, en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau.	
3. Les États membres prennent les mesures appropriées pour protéger les clients finals et veillent en particulier à garantir une protection adéquate aux consommateurs vulnérables. Dans ce contexte, chaque État membre définit le concept de consommateurs vulnérables, en faisant éventuellement référence à la pauvreté énergétique et, notamment, à l’interdiction de l’interruption de la connexion au gaz de ces clients lorsqu’ils traversent des difficultés. Les États membres veillent à	

ce que les droits et les obligations relatifs aux consommateurs vulnérables soient respectés. En particulier, ils prennent des mesures appropriées pour protéger les clients finals raccordés au réseau du gaz dans les régions reculées. Ils peuvent désigner un fournisseur de dernier recours pour les clients raccordés au réseau de gaz. Ils garantissent un niveau de protection élevé des consommateurs, notamment en ce qui concerne la transparence des termes et conditions des contrats, l'information générale et les mécanismes de règlement des litiges. Les États membres veillent à ce que le client éligible puisse effectivement changer aisément de fournisseur. En ce qui concerne au moins les clients résidentiels, ces mesures incluent celles figurant à l'annexe I.	
4. Les États membres prennent des mesures appropriées, telles que des plans nationaux d'action dans le domaine de l'énergie, des prestations au titre des régimes de sécurité sociale pour assurer aux consommateurs vulnérables l'approvisionnement nécessaire en gaz, ou des aides à l'amélioration de l'efficacité énergétique, afin de lutter contre la pauvreté énergétique là où elle se présente, y compris dans le contexte plus large de la pauvreté en général. De telles mesures ne font pas obstacle à l'ouverture effective du marché, prévue à l'article 37, ni au bon fonctionnement du marché, et sont notifiées à la Commission, le cas échéant, conformément au paragraphe 11 du présent article. Les mesures prises dans le cadre du système général de sécurité sociale ne font pas l'objet d'une telle notification.	
5. Les États membres veillent à ce que tous les clients raccordés au réseau du gaz aient le droit de se procurer leur gaz auprès du fournisseur de leur choix, sous réserve de son accord, indépendamment de l'État membre dans lequel il est enregistré, aussi longtemps que le fournisseur suit les règles applicables en matière de transactions et d'équilibrage et à condition de répondre aux exigences de sécurité d'approvisionnement. À cet égard, les États membres prennent toutes les mesures nécessaires pour garantir que les procédures administratives ne constituent pas une entrave pour les entreprises déjà enregistrées en tant que fournisseurs dans un autre État membre.	
6. Les États membres veillent à ce que: a) si un client souhaite changer de fournisseur, dans le respect des conditions contractuelles, ce changement soit effectué par l'opérateur ou les opérateurs concernés dans un délai de trois semaines; et b) les clients aient le droit de recevoir toutes les données pertinentes concernant leur consommation. Les États membres veillent à ce que les droits visés au premier alinéa, points a) et	V. Au deuxième alinéa de l'article L. 121-89 du code de la consommation, les mots : « trente jours » sont remplacés par les mots « trois semaines ». b) Voir ci-après la proposition de rédaction pour le h) de l'Annexe I

b), soient accordés aux clients, sans discrimination en matière de coût, d'investissement et de temps.	
7. Les États membres mettent en œuvre les mesures appropriées pour atteindre les objectifs en matière de cohésion économique et sociale et de protection de l'environnement, qui peuvent comprendre des moyens de lutte contre le changement climatique, et de sécurité d'approvisionnement. Ces mesures peuvent inclure notamment des incitations économiques adéquates, en ayant recours, le cas échéant, à tous les instruments nationaux et communautaires existants, pour la maintenance et la construction des infrastructures de réseau nécessaires, et en particulier de la capacité d'interconnexion.	
8. Afin de promouvoir l'efficacité énergétique, les États membres ou, si un État membre le prévoit, l'autorité de régulation, recommandent vivement aux entreprises de gaz naturel d'optimiser l'utilisation du gaz, par exemple en proposant des services de gestion de l'énergie, en élaborant des formules tarifaires novatrices ou, le cas échéant, en introduisant des systèmes de mesure ou des réseaux intelligents.	
9. Les États membres veillent à la mise en place de guichets uniques afin de fournir aux consommateurs l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition en cas de litige. Ces guichets uniques peuvent faire partie de centres d'information générale des consommateurs. Les États membres veillent à mettre en place un mécanisme indépendant, comme un médiateur de l'énergie ou un organisme de consommateurs, de façon à assurer un traitement efficace des plaintes et le règlement extrajudiciaire des litiges.	
10. Les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les dispositions de l'article 4 à la distribution si leur application risque d'entraver l'accomplissement, en droit ou en fait, des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel dans l'intérêt économique général et pour autant que le développement des échanges n'en soit pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la Communauté. Les intérêts de la Communauté comprennent, entre autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la présente directive et à l'article 86 du traité.	
11. Les États membres informent la Commission, lors de la mise en œuvre de la présente directive, de toutes les mesures qu'ils ont prises pour remplir les obligations de service public, y compris la protection des consommateurs et la protection de l'environnement, et de leurs effets éventuels sur la concurrence nationale et	

internationale, que ces mesures nécessitent ou non une dérogation à la présente directive. Ils notifient ensuite à la Commission, tous les deux ans, toute modification apportée à ces mesures, que celles-ci nécessitent ou non une dérogation à la présente directive.	
12. La Commission établit, en consultant les parties intéressées, notamment les États membres, les autorités de régulation nationales, les organisations de consommateurs et les entreprises de gaz naturel, un aide-mémoire du consommateur d'énergie, clair et bref, qui donne des informations pratiques sur les droits des consommateurs d'énergie. Les États membres veillent à ce que les fournisseurs de gaz et les gestionnaires de réseau de distribution, en coopération avec l'autorité de régulation, prennent les mesures nécessaires en vue de fournir à leurs consommateurs un exemplaire de l'aide-mémoire du consommateur d'énergie, et à ce que celui-ci soit mis à la disposition du public.	IV – Il est ajouté après le 16° de l'article L. 121-87 du code de la consommation un alinéa ainsi rédigé : « Un exemplaire de l'aide mémoire du consommateur d'énergie établi par la Commission européenne, ou à défaut un document équivalent établi par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie, est joint par le fournisseur à l'offre de fourniture d'électricité ou de gaz naturel. »

ANNEXE I Mesures relatives à la protection des consommateurs	Propositions de rédaction
1. Sans préjudice de la réglementation communautaire sur la protection des consommateurs, notamment la directive 97/7/CE du Parlement européen et du Conseil du 20 mai 1997 concernant la protection des consommateurs en matière de contrats à distance [1] et la directive 93/13/CEE du Conseil du 5 avril 1993 concernant les clauses abusives dans les contrats conclus avec les consommateurs [2], les mesures visées à l'article 3 ont pour objet de faire en sorte que les clients:	
a) aient droit à un contrat conclu avec leur fournisseur de gaz précisant: - l'identité et l'adresse du fournisseur; - le service fourni, les niveaux de qualité du service offert, ainsi que le délai nécessaire au raccordement initial; - les types de services de maintenance offerts; - les moyens par lesquels des informations actualisées sur l'ensemble des tarifs applicables et des redevances de maintenance peuvent être obtenues; - la durée du contrat, les conditions de renouvellement et d'interruption des services et du contrat, et l'existence d'une clause de résiliation sans frais; - les compensations et les formules de remboursement éventuellement applicables dans le cas où les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints, y compris une facturation inexacte et retardée; - les modalités de lancement des procédures pour le règlement des litiges conformément au point f); - la communication de façon claire, sur les factures ou sur le site web de l'entreprise de gaz naturel, d'informations concernant les droits des consommateurs, notamment les modalités de traitement de leurs plaintes et toutes les informations visées au présent point. Les conditions des contrats sont équitables et communiquées à l'avance. En tout état de cause, ces informations devraient être fournies avant la conclusion ou la confirmation du contrat. Lorsque le contrat est conclu par le truchement d'un intermédiaire, les informations relatives aux éléments visés au présent point sont également communiquées avant que le contrat soit conclu;	VII. – Au troisième alinéa de l'article L. 121-89 du code de la consommation les mots : « directement ou » sont supprimés. II. – Au 12° de l'article L. 121-87 du code de la consommation après le mot « distribution » sont ajoutés les mots : « et les modalités de remboursement ou de compensation en cas de d'erreur ou de retard de facturation ou lorsque les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints ; ».
b) soient avertis en temps utile de toute intention de modifier les termes et conditions des contrats et soient informés qu'ils ont le droit de dénoncer le contrat au moment où ils sont avisés	

de l'intention de le modifier. Les fournisseurs de services avisent immédiatement leurs abonnés de toute augmentation des tarifs, en temps utile et en tout cas avant la fin de la période de facturation normale suivant l'entrée en vigueur de l'augmentation, de manière transparente et compréhensible . Les États membres veillent à ce que les clients soient libres de dénoncer un contrat s'ils n'en acceptent pas les nouvelles conditions qui leur sont notifiées par leur fournisseur de gaz ;	
c) reçoivent des informations transparentes relatives aux prix et aux tarifs pratiqués, ainsi qu'aux conditions générales applicables, en ce qui concerne l'accès aux services de gaz et à l'utilisation de ces services ;	
d) disposent d'un large choix de modes de paiement, qui n'opèrent pas de discrimination induite entre clients. Les systèmes de paiement anticipé sont équitables et reflètent de manière appropriée la consommation probable . Toute différence dans les conditions générales reflète le coût pour le fournisseur des différents systèmes de paiement. Les conditions générales doivent être équitables et transparentes. Elles sont énoncées dans un langage clair et compréhensible et ne constituent pas des obstacles non contractuels à l'exercice par les consommateurs de leurs droits, par exemple par un excès de documentation sur le contrat . Les clients sont protégés des méthodes de vente déloyales ou trompeuses;	VIII. - L'article L. 121-91 du code de la consommation est complété par trois alinéas ainsi rédigés : « Cet arrêté précise également les différents modes de paiement que le fournisseur est tenu d'offrir au client et leurs modalités. En cas de facturation terme à échoir ou fondée sur un index estimé, l'estimation du fournisseur reflète de manière appropriée la consommation probable. Cette estimation est fondée sur les consommations réelles antérieures lorsqu'elles sont disponibles ; à défaut, le fournisseur indique au consommateur sur quelle base repose son estimation. Le fournisseur est tenu d'offrir au client la possibilité de transmettre, par internet, par téléphone, ou à l'aide d'un système automatisé de relève, le relevé de son compteur à des dates qui permettent une prise en compte de cet indice pour l'émission des factures. »
e) n'aient rien à payer lorsqu'ils changent de fournisseur;	
f) bénéficient de procédures transparentes, simples et peu onéreuses pour traiter leurs plaintes. En particulier, tous les consommateurs ont droit à un bon niveau de service et à un traitement des plaintes de la part de leur fournisseur de gaz . Ces procédures de règlement extrajudiciaire des litiges permettent un règlement équitable et rapide des litiges, de préférence dans un délai de trois mois , assorti, lorsque cela se justifie, d'un système de remboursement et/ou de compensation. Ces procédures devraient respecter, quand cela est possible, les principes énoncés dans la recommandation 98/257/CE de la Commission du 30 mars 1998 concernant les principes applicables aux organes responsables pour la résolution extrajudiciaire des litiges de consommation ⁵⁸ ;	
g) soient informés, s'ils ont accès au service universel conformément aux dispositions adoptées par les États membres en application de l'article 3, paragraphe 3, de leurs droits en matière de service universel;	
h) puissent disposer de leurs données de consommation et donner accès à leurs relevés de consommation, par accord exprès et gratuitement, à toute entreprise enregistrée	IX. - L'article L. 121-92 du code de la consommation est complété par un alinéa ainsi rédigé :

en tant que fournisseur. Les responsables de la gestion des données sont tenus de communiquer ces données à l'entreprise. Les États membres définissent les modalités de présentation des données et une procédure d'accès aux données pour les fournisseurs et les consommateurs. Ce service ne donne lieu à aucun surcoût pour le consommateur;	« Le consommateur accède gratuitement à ses données de consommation. Un arrêté des ministres chargés de la consommation et de l'énergie pris après avis du Conseil national de la consommation et de la Commission de régulation de l'énergie précise les modalités d'accès aux données et aux relevés de consommation. »
i) soient dûment informés de la consommation réelle de gaz et des coûts s'y rapportant, à une fréquence suffisante pour leur permettre de réguler leur propre consommation de gaz. Cette information est fournie à des intervalles appropriés, compte tenu de la capacité du compteur du client. Il y a lieu de prendre dûment en compte le rapport coût-efficacité de telles mesures. Ce service ne donne lieu à aucun surcoût pour le consommateur;	
j) reçoivent, à la suite de tout changement de fournisseur de gaz naturel, un décompte final de clôture, dans un délai de six semaines après que ce changement a eu lieu.	VI. - Le deuxième alinéa de l'article L. 121-89 du code de la consommation est complété par une phrase ainsi rédigée : « Dans tous les cas, le consommateur doit recevoir la facture de clôture dans un délai de six semaines à compter de la résiliation du contrat. »
2. Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture du gaz. La mise en place de tels systèmes peut être subordonnée à une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour le marché et pour le consommateur, pris individuellement, ou à une étude déterminant quel modèle de compteurs intelligents est le plus rationnel économiquement et le moins coûteux et quel calendrier peut être envisagé pour leur distribution. Cette évaluation a lieu au plus tard le 3 septembre 2012. Sous réserve de cette évaluation, les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, fixent un calendrier, pour la mise en place de systèmes intelligents de mesure. Les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, veillent à l'interopérabilité des systèmes de mesure à mettre en place sur leur territoire et tiennent dûment compte du respect des normes appropriées et des meilleures pratiques, ainsi que de l'importance du développement du marché intérieur du gaz naturel.	

Partie B : Étude d'impact de l'article 10 autorisant le gouvernement à prendre par ordonnance les dispositions nécessaires à la transposition des directives 2009/72 et 2009/73

<i>Exigences requises par les dispositions des articles 8 & 11 de la loi organique n° 2009-403 du 15 avril 2009</i>	CONTENU
Définissent les objectifs poursuivis par le projet de loi, recensent les options possibles en dehors de l'intervention de règles de droit nouvelles et exposent les motifs du recours à une nouvelle législation.	L'objectif du projet consiste à rendre la législation française conforme aux dispositions des directives 2009/72 et 2009/73 relatives au marché intérieur de l'énergie. Il répond donc à l'exigence constitutionnelle de transposition du droit dérivé de l'Union et se contente de modifier les dispositions législatives explicitement contraires aux textes transposés. Il n'y a donc pas d'alternative à son adoption, seule à même d'éviter une procédure en manquement.
l'articulation du projet de loi avec le droit européen en vigueur ou en cours d'élaboration, et son impact sur l'ordre juridique interne	Ces directives sont appelées 3 ^e paquet puisqu'elles prennent la suite de directives respectivement adoptées en 1996, 1998 et en 2004. Elles sont complétées par plusieurs règlements. Elles tendent à garantir l'indépendance des gestionnaires de réseau de transport tout en préservant l'existence, dans le domaine de l'énergie, d'entreprises verticalement intégrées permettant de bénéficier des synergies propres à ce secteur. Le nouveau statut de ces entreprises déroge en plusieurs points au droit commun des sociétés ainsi qu'au droit du travail. En outre, les pouvoirs de la Commission de Régulation de l'Energie sont renforcés, notamment en matière tarifaire.
l'état d'application du droit sur le territoire national dans le ou les domaines visés par le projet de loi	Le droit français s'est progressivement adapté aux principes d'un marché européen libéralisé et des lois importantes ont été adoptées depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Les textes sont actuellement pour l'essentiel regroupés dans cette loi, la loi 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie et la loi 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières qui sont toutes consolidées à la suite de modifications adoptées postérieurement à leur adoption ainsi que la loi n°2006-1772 du 30 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Si RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité a déjà anticipé les nouvelles règles de l'Union européenne, la situation est plus contrastée chez les deux transporteurs de gaz naturel GRTgaz et TIGF

les modalités d'application dans le temps des dispositions envisagées, les textes législatifs et réglementaires à abroger et les mesures transitoires proposées ;	Les dispositions proposées nécessiteront de nombreux compléments d'ordre réglementaire, notamment pour ce qui concerne les contrats auxquels un Gestionnaire de réseau de transport d'électricité ou de gaz naturel peut ou non être partie, le régime des investissements applicable au réseau, les modalités d'intervention de la Commission de Régulation de l'Energie dans la nomination et la cessation de fonction des cadres dirigeants des Gestionnaire de réseaux de transport d'électricité ou de gaz naturel etc. Certaines d'entre elles seront mises en œuvre progressivement : la Commission de Régulation de l'Energie pourra certifier des Gestionnaires de réseau de transport sur la base d'engagements pris par ceux-ci pour faire évoluer leur structure interne. Les modalités d'intéressement des salariés de ces entreprises garantiront à terme leur indépendance vis à vis du groupe etc...
l'évaluation des conséquences économiques, financières, sociales et environnementales, ainsi que des coûts et bénéfices financiers attendus des dispositions envisagées pour chaque catégorie d'administrations publiques et de personnes physiques et morales intéressées, en indiquant la méthode de calcul retenue ;	L'ensemble du dispositif envisagé tend à garantir un meilleur fonctionnement des marchés de l'énergie. L'effet bénéfique bien connu de la concurrence devrait, à terme faire émerger des offres innovantes et peser sur les tarifs de détails. Mais ces effets positifs ne sont quantifiables ni dans leur impact ni pour ce qui concerne leurs délais de réalisation. Cet effet devrait largement compenser les quelques contraintes imposées aux Gestionnaires du réseau de transport d'électricité ou de gaz naturel dans l'intérêt de la transparence de leur intervention à un point stratégique du dispositif. Celles-ci ne concernent qu'un nombre très restreint d'acteurs majeurs, à savoir RTE pour le secteur de l'électricité et GRTgaz et TIGF pour celui du gaz. L'exemple de RTE tend à montrer qu'une véritable indépendance de gestion est possible et ne nuit ni à la bonne tenue du réseau ni à la cohérence de l'ensemble.
les consultations qui ont été menées avant la saisine du Conseil d'Etat	Ce projet fait suite d'une part à des rencontres individuelles avec les acteurs concernés et d'autre part au fonctionnement régulier d'un groupe de concertation associant ceux-ci à la DGEC du MEEDDM ainsi qu'à la Commission de Régulation de l'Energie.

Partie C : Étude d'impact de l'article 11 modifiant l'art. 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la transparence et à la sûreté nucléaire

I. SITUATION DE REFERENCE ET DIFFICULTES A RESOUDRE

Contexte

La loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 a instauré l'obligation pour tous les exploitants d'installations nucléaires de base de sécuriser le financement des charges de long terme (démantèlement, gestion des combustibles usés, stockage des déchets radioactifs). Cette sécurisation doit prendre la forme de la constitution d'actifs dédiés (respectant un ensemble de contraintes fixées par voie réglementaire : décret n° 2007-243 du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation des charges nucléaires).

Cette exigence étant nouvelle, la loi a prévu un délai pour la constitution des actifs dédiés devant couvrir 100% des charges nucléaires. Le délai aujourd'hui prévu est de 5 ans à compter de la date de publication de la loi n° 2006-739 soit le 28 juin 2011.

Difficultés

Dans le cadre des dépenses de démantèlement des installations nucléaires, les situations sont très disparates parmi les exploitants. Le CEA doit faire face actuellement à d'importantes opérations de démantèlement et d'assainissement de ses installations. De même, AREVA devra commencer à démanteler son usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse 1 après la mise en service de l'usine Georges Besse 2. Par comparaison, pour EDF, l'échéance moyenne des dépenses de démantèlement, d'évacuation et de stockage des déchets définitifs est de plus de 25 ans dans une hypothèse conservatrice d'une durée d'exploitation de 40 ans.

En phase de constitution des actifs, les théories économique et financière plaident pour un étalement des dotations afin de diversifier les actifs et les périodes de placement au sein des cycles économiques. Du fait de l'échéance lointaine des décaissements et des montants en jeu afin de garantir la liquidité du groupe, il est important que la réglementation ne conduise pas les exploitants à investir massivement dans une période de volatilité forte des marchés mettant ainsi en risque les dotations restant à réaliser et conduisant à une mauvaise affectation des actifs. La crise, en 2008-2009, a ainsi entamé provisoirement la valeur du portefeuille et compliqué la stratégie de placement. Malgré une amélioration des marchés, ceux-ci sont volatils et incertains, ce qui plaide pour une stratégie de placement prudente et progressive.

EDF doit constituer le plus important portefeuille d'actifs dédiés alors même que l'essentiel de ses décaissements interviendront à partir de l'horizon 2030 (contrairement aux autres exploitants nucléaires qui font déjà face ou vont rapidement faire face à des opérations importantes de démantèlement d'installations nucléaires). Compte tenu de la forte volatilité observée sur les marchés financiers, il apparaît plus efficace et financièrement moins risqué d'étaler le rythme de dotation plutôt que de devoir achever la dotation dans un délai de 18 mois.

II. OBJECTIFS

L'objectif de la modification législative est de permettre aux opérateurs aux échéances de démantèlement lointaines, qui n'auraient pas encore constitué l'intégralité de leurs actifs, typiquement EDF, de poursuivre dans des conditions financières optimales leurs dotations aux actifs dédiés.

III. OPTIONS

Le *statu quo* est une option qui conduirait EDF à devoir investir 6,7 Md€ entre début 2010 et mi 2011 ce qui apparaît comme un rythme trop soutenu et non optimal car intervenant dans une période de forte volatilité des marchés. L'étalement des dotations sur 5 ans permet de réduire la sensibilité de la valeur du portefeuille par rapport aux variations du marché. Il permet ainsi une meilleure sécurité financière.

IV. IMPACTS DE LA REFORME ENVISAGEE

Impacts financiers et impacts sur l'emploi public

La disposition n'a pas d'impact sur l'emploi public.

EDF a un portefeuille d'actifs dédiés de 11,4Md€ au 31/12/2009 pour une valeur actualisée des charges nucléaires à couvrir par de tels actifs de 18,1Md€ au 30 juin 2011.

En cas d'allongement de 10 ans de la durée de vie de ses réacteurs, EDF verrait ses provisions actualisées diminuer d'environ 2,5 Md€. Pour autant, il serait prématuré d'intégrer d'ores et déjà une telle prolongation de la durée de vie des réacteurs. Le dossier devra être instruit en temps et en heure par l'Autorité de sûreté nucléaire. En revanche, ceci éclaire d'un jour nouveau le problème de la stratégie de placement.

Les décaissements à couvrir entre 2011 et 2016 s'élèvent à 1,7 milliard d'euros ce qui montre que le niveau de couverture actuel, soit plus de 11 Md€, couvre 6 fois environ les décaissements à venir sur les six prochaines années. Le décalage de l'échéance de dotation de ces actifs n'a donc pas d'impact sur le financement des charges nucléaires de long terme.

La disposition envisagée a un impact financier certain sur EDF en lui permettant d'étaler une charge financière qu'il n'a pas étalée entre 2006 et aujourd'hui du fait de la crise des marchés financiers de 2008-2009. Sans modification de la législation en vigueur, EDF devrait donc investir 6,7Md€ en un peu plus d'un an. Le niveau de couverture des actifs dédiés à atteindre en juin 2016 s'élèvera à environ 21 Md€, ce qui permettra d'optimiser le placement des actifs, sur un rythme de dotation de près de 2 Md€ par an. Ce rythme correspond d'ailleurs à celui anticipé pour la période 2006-2011 avant la crise financière.

Impacts sociaux

La disposition n'a pas d'impact social : il s'agit d'une modification législative qui ne porte que sur des contraintes de sécurisation de financement.

Impacts environnementaux

La disposition n'a pas d'impact sur l'environnement : il s'agit d'une modification législative qui ne porte que sur des contraintes de sécurisation de financement.

Impacts juridiques

Il n'y a pas d'impact juridique, la mesure étant circonscrite à un sujet très précis : la sécurisation du financement des charges nucléaires.

V. CONSULTATIONS MENÉES

Des consultations bilatérales avec les acteurs concernés ont pris place, dans un cadre interministériel, et ont démontré un soutien d'ensemble à la mesure proposée.

VI. APPLICATION DE LA RÉFORME DANS LE TEMPS

La réforme doit s'appliquer le lendemain de la publication du support législatif. La mesure aura une portée limitée dans le temps jusqu'au 28 juin 2016, date à laquelle les charges nucléaires devront être totalement sécurisées.

Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité

Présidée par Paul Champsaur

Avril 2009

INTRODUCTION.....	4
1 TROIS OBJECTIFS DE POLITIQUE PUBLIQUE AU SERVICE D'UN DÉVELOPPEMENT DURABLE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	4
2 LA SITUATION ACTUELLE N'EST NI ÉCONOMIQUEMENT SATISFAISANTE À COURT TERME, NI SOUTENABLE À LONG TERME.....	5
2.1 LES PRIX DE MARCHÉS EN FRANCE NE REFLÈTENT PAS LES AVANTAGES COMPÉTITIFS DU PARC DE PRODUCTION	5
2.1.1 <i>Le parc de production français est dominé par des moyens de production compétitifs, le nucléaire et l'hydraulique, dont la production représente 90% de la production totale</i>	<i>5</i>
2.1.2 <i>Aujourd'hui, les prix de marché s'alignent sur les coûts des moyens de production au gaz ou au charbon, dominants dans les pays limitrophes de la France et non sur le parc de production français</i>	<i>5</i>
2.2 LA MULTIPLICATION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS, DONT AUCUN NE CONSTITUE UNE SOLUTION PÉRENNE À LA DÉCONNEXION ENTRE PRIX DE MARCHÉ ET STRUCTURE DU PARC DE PRODUCTION, AINSI QUE LES CONDITIONS DE RÉVERSIBILITÉ EN VIGUEUR, N'ASSURENT PLUS LA COHÉRENCE ÉCONOMIQUE D'ENSEMBLE.	6
2.2.1 <i>Les conditions de réversibilité cloisonnent des consommateurs à profils identiques dans des dispositifs tarifaires sans cohérence d'ensemble</i>	<i>6</i>
2.2.2 <i>Le tarif réglementé transitoire d'ajustement, mis en place pour résoudre les problèmes rencontrés sur le marché de l'électricité, ne constitue pas une solution pérenne.....</i>	<i>6</i>
2.2.3 <i>Les acteurs industriels, producteurs ou consommateurs, expriment un besoin de vision à long terme. ...</i>	<i>7</i>
2.2.4 <i>Les incertitudes réglementaires à court terme pénalisent fournisseurs et consommateurs, à la recherche de visibilité, notamment dans un contexte de reprise nécessaire de l'investissement</i>	<i>7</i>
2.3 LES NOUVEAUX ENTRANTS N'ONT PAS DE MARGE DE DÉVELOPPEMENT.....	7
3 IL EST NÉCESSAIRE D'ÉVOLUER D'UNE RÉGLEMENTATION GÉNÉRALE ET PERMANENTE À UNE RÉGULATION PLUS CIBLÉE ET DYNAMIQUE	8
3.1 LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ, NOTAMMENT AUX PETITS CONSOMMATEURS, PEUT ÊTRE QUALIFIÉE DE SERVICE D'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE GÉNÉRAL (SIEG), CE QUI AUTORISE CERTAINES DÉROGATIONS AU DROIT DE LA CONCURRENCE.....	8
3.2 PLUSIEURS DISPOSITIONS DU SYSTÈME FRANÇAIS ACTUEL, QUI FAIT L'OBJET D'UNE RÉGLEMENTATION GÉNÉRALE ET PERMANENTE, SONT INCOMPATIBLES AVEC LE DROIT COMMUNAUTAIRE.....	9
3.3 L'ANALYSE DES STRUCTURES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ APPELLE UNE RÉGULATION SPÉCIFIQUE INSPIRÉE DU DROIT DE LA CONCURRENCE, MAIS ACTUELLEMENT ABSENTE DU DROIT FRANÇAIS	9
3.3.1 <i>La production d'électricité en pointe est un marché sur lequel la concurrence peut s'exercer au niveau français et européen, exception faite des moyens dits d'extrême pointe qui fonctionnent très rarement.....</i>	<i>9</i>
3.3.2 <i>La production en base reste marquée par des différences de politiques nationales qui empêchent un fonctionnement efficace des marchés et appelle une régulation spécifique</i>	<i>10</i>
3.3.3 <i>Le nucléaire ne constitue cependant pas une « facilité essentielle » au moins de façon durable mais ses spécificités nécessitent une prise en compte particulière.....</i>	<i>11</i>
3.3.4 <i>A l'aval, les petits consommateurs ne disposent pas aujourd'hui de tous les moyens de faire jouer la concurrence et bénéficier totalement de ses avantages.....</i>	<i>11</i>
4 DEUX SOLUTIONS REPOSANT SUR UNE RÉGULATION PLUS CIBLÉE ET UNE ANALYSE PLUS ÉCONOMIQUE PEUVENT PERMETTRE UN FONCTIONNEMENT EFFICACE DU MARCHÉ SUR UNE PÉRIODE TRANSITOIRE DE LONG TERME.....	12
4.1 COMPTE TENU DE LA STRUCTURE DURABLEMENT NON CONCURRENTIELLE DE LA PRODUCTION NUCLÉAIRE, UNE LIBÉRATION DES PRIX POURRAIT ÊTRE ENVISAGÉE EN LA COUPLANT AVEC UN MÉCANISME DE TAXATION ET DE RÉALLOCATION DES BÉNÉFICES DU PARC DE PRODUCTION EN BASE.....	12
4.1.1 <i>Les bénéfices associés au parc nucléaire dans un contexte de marché libéralisé pourraient être prélevés par l'intermédiaire d'une taxe</i>	<i>12</i>

4.1.2	<i>La redistribution des bénéfices du nucléaire à tous les consommateurs finals pourrait s'envisager selon différents mécanismes</i>	13
4.1.3	<i>La solution de taxation et redistribution est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs.....</i>	13
4.2	UN ACCÈS RÉGULÉ À LA PRODUCTION EN BASE, À DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES REPRÉSENTATIVE DU PARC HISTORIQUE, PERMETTRAIT LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE À L' AVAL TOUT EN BÉNÉFICIAIRE DE LA COMPÉTITIVITÉ DU PARC.....	14
4.2.1	<i>Un dispositif transitoire et plafonné de régulation à l'amont doit permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approcher des conditions économiques de l'opérateur historique, sans fragiliser l'investissement à long terme</i>	14
4.2.2	<i>La mise d'un accès régulé à la production d'électricité en base est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs.....</i>	15
4.2.3	<i>A l'horizon du renouvellement du parc de production en base, la régulation à l'amont devrait pouvoir progressivement disparaître.....</i>	16
4.3	QUELLE QUE SOIT LA FORME DE RÉGULATION DE LA BASE RETENUE, IL EST INDISPENSABLE DE REDÉFINIR DES RÉFÉRENCES DE COÛTS ET DE TARIFS COHÉRENTES AVEC LE MAINTIEN EN CONDITION DU PARC HISTORIQUE EXISTANT	16
4.4	LA COMMISSION RECOMMANDE LA SOLUTION D'ACCÈS RÉGULÉ À LA PRODUCTION EN BASE	17
5	SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS DE LA COMMISSION	18
	ANNEXE 1 : LETTRE DE MISSION.....	19
	ANNEXE 2 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES PAR LA COMMISSION	22
	ANNEXE 3 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ.....	23
	ANNEXE 4 : LES COÛTS DE RÉFÉRENCE 2008	24
	NOTES.....	27

Introduction

Constatant que l'objectif d'offrir une énergie sûre et compétitive au consommateur européen n'a pas été pleinement atteint par l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité, le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, et la ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi ont mis en place en novembre 2008 une commission chargée de faire des propositions d'organisation du marché électrique conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements nécessaires à la production d'électricité et au développement des réseaux et l'incitation aux économies d'énergie (cf. annexe).

Cette commission, présidée par Paul Champsaur, rassemble des élus nationaux (MM. les députés François Brottes et Jean-Claude Lenoir, MM. les sénateurs Jean-Marc Pastor et Ladislav Poniatski) ainsi que des experts et des personnalités qualifiées (MM. Jean Bergougnoux, Martin Hellwig, Daniel Labetoulle et Jacques Percebois). La commission a auditionné très largement les acteurs et les institutions du marché de l'électricité (cf. liste en annexe). Elle a par ailleurs invité tout acteur à lui faire parvenir des contributions écrites.

Par ce rapport, la commission expose sa compréhension du marché de l'électricité et propose des pistes d'évolution permettant un fonctionnement efficace de ce marché. La commission s'en est tenue aux principes, les modalités restent à préciser et à négocier avec toutes les parties prenantes. De plus, elle ne traite pas du problème de la transition entre le système actuel et les systèmes étudiés. Si globalement la commission a atteint un consensus, les éventuelles divergences ont été explicitées dans le rapport.

1 Trois objectifs de politique publique au service d'un développement durable du marché de l'électricité

La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française définit trois objectifs : sécurité d'approvisionnement, préservation de l'environnement et lutte contre l'effet de serre, et compétitivité des prix de l'énergie. Ces objectifs sont repris au niveau européen et ont été réaffirmés à l'occasion de la seconde revue stratégique européenne de l'énergie à l'automne 2008.

La sécurité d'approvisionnement en électricité passe non seulement par la qualité des infrastructures permettant l'acheminement de l'électricité mais aussi par le bon dimensionnement du parc de production et son maintien en bon état. Les investissements nécessaires pour garantir cette sécurité d'approvisionnement doivent pouvoir être financés par les ressources dégagées par les marchés de l'électricité. A ce titre, il est important de signaler l'ampleur des investissements nécessaires sur le système électrique européen dans les 20 prochaines années¹.

Le Grenelle de l'environnement en France et l'adoption du paquet énergie-climat au niveau européen en décembre 2008 ont fixé des objectifs ambitieux en terme de maîtrise de la demande en énergie, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables. La concrétisation de ces objectifs passe par une évolution des comportements individuels et des investissements à la fois par les particuliers et les industriels. Pour ce faire, il est nécessaire d'envoyer les justes signaux économiques intégrant le prix du CO₂ et incitant à la maîtrise de la demande en particulier lors des pointes de consommation quand l'électricité est la plus chère à produire et la plus émettrice de CO₂. Ces signaux devront permettre de différencier l'électricité dite de base² (typiquement produite par des centrales nucléaires et hydroélectriques au fil de l'eau fonctionnant en permanence) et de pointe (typiquement produite par des centrales thermiques au charbon, gaz ou fioul et par des centrales

hydroélectriques de lac ne fonctionnant pas en permanence mais pour s'ajuster à la demande) et inviter le marché à proposer des offres incitant à la maîtrise de la demande.

Enfin, si le prix de l'électricité doit permettre de financer les investissements nécessaires et inciter à des comportements vertueux, il est légitime que le consommateur français bénéficie de la compétitivité des capacités de production d'électricité françaises. Cet objectif peut certes apparaître peu compatible avec l'idée de marché unique européen, mais il est important de rappeler que la transmission de cette compétitivité aux consommateurs finals est une condition sine qua non de l'acceptabilité sociale et de la pérennisation d'un parc électro-nucléaire français qui a été un succès au plan économique et dans la lutte contre le changement climatique. A contrario, vouloir faire de la France le centre de production d'électricité d'origine nucléaire alimentant le reste de l'Europe serait inefficace d'un point de vue technico-économique (surdimensionnement du réseau électrique, perte en ligne,...), se heurterait à la question de la prise en charge des déchets nucléaires correspondants et fragiliserait l'acceptabilité du nucléaire en France.

2 La situation actuelle n'est ni économiquement satisfaisante à court terme, ni soutenable à long terme

2.1 Les prix de marchés en France ne reflètent pas les avantages compétitifs du parc de production

2.1.1 Le parc de production français est dominé par des moyens de production compétitifs, le nucléaire et l'hydraulique, dont la production représente 90% de la production totale

La France bénéficie d'un parc de production d'électricité très compétitif et très peu émetteur de CO₂ (de l'ordre de 30 millions de tonnes en 2008 au titre de la production d'électricité) grâce au nucléaire et à l'hydraulique, la production nucléaire représentant un peu moins de 80% de la production totale en France et l'hydraulique environ 12%. La compétitivité du parc de production électrique français résulte non seulement des choix passés de mix énergétique, la technologie nucléaire restant compétitive pour la production d'électricité en base par rapport aux moyens de production fossiles (cf. annexe), mais aussi d'une organisation efficace, notamment par l'unicité de l'exploitant et la standardisation d'un parc construit sur une courte période.

Jusqu'alors, le parc de production, relativement jeune, nécessitait peu d'investissements de maintenance. Néanmoins, son maintien en état sur le moyen terme, sa mise en conformité avec l'évolution des réglementations environnementales et de sûreté imposent des dépenses d'investissements qui repartent à la hausse. De plus, de nombreuses centrales nucléaires approchent les 30 ans et EDF a décidé d'investir pour prolonger leur durée de vie sous réserve, conformément à la loi, de l'accord de l'Autorité de sûreté Nucléaire centrale par centrale. Si de tels investissements sont moins coûteux que des investissements dans de nouvelles installations de production, ils augmenteront néanmoins les coûts de production d'électricité en France dans les prochaines années, sans pour autant remettre en cause la compétitivité du parc de production. Les coûts de production de l'électricité en France sont donc amenés à augmenter d'abord vers un premier palier lié aux investissements d'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires, puis, à plus long terme, vers un second palier au titre du renouvellement du parc de production.

2.1.2 Aujourd'hui, les prix de marché s'alignent sur les coûts des moyens de production au gaz ou au charbon, dominants dans les pays limitrophes de la France et non sur le parc de production français

Conformément à la théorie de l'optimum économique et compte tenu des caractéristiques spécifiques de l'électricité³, le prix de marché est fixé par la plus chère des unités de production nécessaire pour satisfaire la demande⁴.

Si le système électrique français était isolé du reste de l'Europe, les prix de marché reflèteraient effectivement les coûts de production français, et notamment ceux du nucléaire. Cependant, du fait des interconnexions avec les autres pays européens et de l'intégration des marchés, le raisonnement doit être étendu à l'échelle de la zone interconnectée et la dernière centrale de production nécessaire pour satisfaire la demande des pays interconnectés est alors la plupart du temps une centrale au charbon ou au gaz. Le prix de marché s'aligne donc sur le coût de production de cette centrale, sensible aux coûts du combustible et du CO₂, y compris sur la bourse de l'électricité française.

Les coûts de production du parc français, notamment la compétitivité des moyens de production en base, ne sont quasiment pas reflétés dans les prix de marché en raison de la non homogénéité des mix énergétiques entre les différents Etats membres. A titre d'exemple, là où la France produit environ 80% d'électricité d'origine nucléaire et 10% d'origine hydraulique, l'Allemagne produit environ 26% d'électricité à partir du nucléaire, 42% d'électricité à partir du charbon, 12% à partir de gaz et 12% à partir d'énergies renouvelables (données 2006)⁵. Les Etats membres étant maîtres de leur mix énergétique et certains pays ne semblant pas décidés à entrer ou revenir dans le nucléaire, la situation sur les marchés de l'électricité ne devrait pas évoluer à court et moyen terme. Une évolution du mix énergétique de la plaque interconnectée (principalement France, Allemagne, Benelux) prendrait du temps en raison de l'ampleur des investissements à réaliser.

2.2 La multiplication des tarifs réglementés, dont aucun ne constitue une solution pérenne à la déconnexion entre prix de marché et structure du parc de production, ainsi que les conditions de réversibilité en vigueur, n'assurent plus la cohérence économique d'ensemble.

Pour garantir un juste prix de l'électricité, puis se prémunir contre la volatilité et la forte hausse des prix de l'électricité observée sur les marchés entre 2003 et 2006, les pouvoirs publics ont mis en place une série de mesures visant à assurer au consommateur final un accès à l'électricité à un prix reflétant l'avantage compétitif du parc de production français. L'empilement de ces différentes mesures a conduit à une segmentation tarifaire où deux clients ayant le même profil de consommation n'ont pas accès aux mêmes offres tarifaires. Les tarifs ne transmettent donc plus un signal cohérent reflétant les coûts et incitant à la maîtrise des pointes de consommation.

2.2.1 Les conditions de réversibilité cloisonnent des consommateurs à profils identiques dans des dispositifs tarifaires sans cohérence d'ensemble

La juxtaposition du tarif réglementé de vente de l'électricité (cf. annexe), du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché et des prix de marché ainsi que les conditions de réversibilité entre les offres réglementées et les offres libres qui diffèrent d'une catégorie de consommateurs à une autre ont fait perdre la cohérence du signal prix.

- les clients professionnels ne bénéficient pas de la réversibilité et sont donc cloisonnés dans des types d'offres différents en niveau voire en structure.
- pour les clients domestiques, la loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel a permis la mise en place transitoire de la réversibilité, jusqu'en 2010, permettant à un client domestique ayant décidé de souscrire une offre libre de revenir au tarif réglementé de vente.

2.2.2 Le tarif réglementé transitoire d'ajustement, mis en place pour résoudre les problèmes rencontrés sur le marché de l'électricité, ne constitue pas une solution pérenne

La hausse des prix de l'électricité de 2003 à 2006 a imposé aux consommateurs professionnels, qui avaient décidé de conclure des contrats librement négociés, d'importantes hausses de prix au moment du renouvellement de leurs contrats en 2006. Ces prix étaient alors déconnectés des fondamentaux du parc de production français du fait des mécanismes de formation des prix de marché dans un marché européen

interconnecté. Pour ne pas mettre en péril ces entreprises, les pouvoirs publics ont alors décidé de mettre en place un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) calculé à partir du tarif réglementé de vente augmenté de 10%, 20% ou 23% assorti d'un mécanisme de compensation permettant à l'ensemble des fournisseurs de le proposer à leurs clients.

Malgré son apparente simplicité, ce système de réglementation s'est avéré très complexe à mettre en œuvre⁶ et a gelé les parts de marché des fournisseurs. Les nombreux dysfonctionnements constatés tant du côté des fournisseurs que des consommateurs témoignent du caractère inadapté d'un dispositif fondé sur une compensation ex-post. La fragilité du dispositif a encore été accrue par la procédure ouverte par la Commission européenne en juin 2007 au titre des aides d'Etat, procédure aujourd'hui étendue suite à la prolongation du TaRTAM par la loi de modernisation de l'économie.

2.2.3 Les acteurs industriels, producteurs ou consommateurs, expriment un besoin de vision à long terme.

On constate que de nombreux acteurs industriels cherchent, dans une logique industrielle de partage des risques, à conclure des contrats de long terme pour leur approvisionnement en électricité. La commission souligne l'intérêt de tels contrats qui contribuent à répondre à une réelle demande des consommateurs et recommande de ne pas les exclure a priori dès lors qu'ils sont élaborés de sorte à ne pas fermer le marché. La commission n'a cependant pas bâti ses propositions d'organisation de marché sur ce modèle de contrat long terme qui ne peut être une solution systémique aux problèmes observés sur le marché français d'électricité. En effet, d'une part, en fermant les relations entre consommateurs et producteurs, il ne permet pas de développer de la concurrence sur l'aval et, d'autre part, il ne peut être une réponse qu'aux seuls clients qui ont des besoins de long terme.

2.2.4 Les incertitudes réglementaires à court terme pénalisent fournisseurs et consommateurs, à la recherche de visibilité, notamment dans un contexte de reprise nécessaire de l'investissement

Plusieurs dispositions législatives et réglementaires arrivent à échéance le 1^{er} juillet 2010 (conditions de réversibilité, bénéfice du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché). La forte instabilité du cadre réglementaire et l'absence de cadre clair au-delà de 2010 sont sources d'incertitude pour le marché qui ne peut s'inscrire dans une logique de long terme, pénalisant l'investissement tant du côté des producteurs que des consommateurs. Les industriels s'adaptent aujourd'hui aux évolutions récentes du marché de l'électricité en France en fonction de perspectives limitées à court terme. Tous les acteurs auditionnés par la commission insistent sur la nécessaire visibilité à moyen terme et admettent le principe d'une hausse éventuelle des prix si elle est justifiée par des raisons industrielles.

2.3 Les nouveaux entrants n'ont pas de marge de développement

Sur le marché de la fourniture d'électricité, la concurrence encourage la proposition d'offres commerciales innovantes. Par exemple, des fournisseurs proposent de sensibiliser leurs clients au travers d'un suivi « en temps réel » de leur consommation énergétique à l'aide de boîtiers, dits « boxes », installés sur leur compteur électronique. De telles innovations, qui s'inscrivent dans la perspective du Grenelle de l'environnement et favorisent de nouveaux comportements plus économes en énergie, sont à encourager. Comme dans toute ouverture de marché, il est difficile d'anticiper la richesse des innovations commerciales, organisationnelles, managériales qui pourront émerger de la concurrence.

Cependant, les différents dispositifs de réglementation des prix de l'électricité ne laissent aucun espace économique pour mettre en place ces innovations. En effet, les opérateurs alternatifs ne peuvent concurrencer les tarifs réglementés actuels, qui reflètent les coûts de production du parc nucléaire amorti de l'opérateur historique auquel les fournisseurs n'ont a priori pas accès. Pour ouvrir l'accès à la production

nucléaire de base aux fournisseurs concurrents d'EDF, plusieurs dispositifs ponctuels ont été mis en place sur le marché amont (enchères dans le cadre des Virtual Power Plant mis en place suite à l'acquisition d'EnBW par EDF, enchères instaurées dans le cadre du contentieux initié par Direct Energie, swaps d'actifs, ...). Toutefois, pour les fournisseurs, les coûts d'approvisionnement issus des enchères ont été très variables et, dans la plupart des cas, plus élevés que le coût de production nucléaire retenu pour calibrer les tarifs réglementés de vente⁷. Ces divers dispositifs n'ont ainsi pas permis un développement réel et durable de la concurrence sur le marché de l'électricité.

La faible concurrence sur le marché aval de la fourniture se double d'un marché de gros peu développé au regard des volumes produits et consommés en France⁸ donc peu liquide et peu représentatif.

En l'absence de perspectives à moyen terme, les opérateurs alternatifs pourraient ainsi remettre en cause le développement d'offres innovantes (en terme de mode de commercialisation ou de dispositifs de maîtrise de la demande par exemple) et les investissements prévus dans des moyens de production (cf. note 17). Pour que puisse se développer une réelle concurrence avec l'apparition de nouvelles offres innovantes dans leur structure et compétitives en terme de prix, il est nécessaire d'instituer des mécanismes qui placent tous les fournisseurs dans des conditions comparables, bien que nécessairement différentes. Dans la perspective du Grenelle de l'environnement, la collectivité a intérêt qu'apparaisse le plus vite possible un espace économique suffisant pour permettre aux concurrents d'EDF de développer l'innovation.

3 Il est nécessaire d'évoluer d'une réglementation générale et permanente à une régulation plus ciblée et dynamique

Parce que l'électricité constitue un bien spécifique et essentiel pour la société, le droit français a fait de la production, du transport et de la distribution de l'électricité un service public. La directive 2003/54 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité fixe comme objectif aux Etats membres la réalisation d'un marché européen concurrentiel de l'électricité.

3.1 La fourniture d'électricité, notamment aux petits consommateurs, peut être qualifiée de service d'intérêt économique général (SIEG), ce qui autorise certaines dérogations au droit de la concurrence.

L'objectif d'un marché de l'électricité concurrentiel s'inscrit dans le cadre général posé par le traité instituant la Communauté européenne. Celui-ci prévoit certes certaines dérogations aux règles concurrentielles de droit commun, dont peuvent bénéficier, en France, les entreprises chargées d'une mission de service public dans le secteur de l'électricité. Les SIEG peuvent être définis comme des services de nature économique que les États membres ou la Communauté soumettent à des obligations spécifiques de service public en vertu d'un critère d'intérêt général. La notion de SIEG couvre certains services fournis par les grandes industries de réseau, comme le transport, les services postaux, les communications ou l'énergie. La CJCE a déjà eu l'occasion, à plusieurs reprises, de reconnaître que les entreprises du secteur électrique pouvaient être chargées d'un SIEG⁹.

Le recours éventuel à ces dérogations doit se faire dans le respect du principe général fixé par l'article 86 du traité CE¹⁰, selon lequel un SIEG ne peut s'affranchir des règles de concurrence de droit commun que dans le cas où l'application de ces règles fait échec à l'accomplissement de leur mission confiée aux entreprises dans le secteur électrique.

Ainsi, conformément aux dispositions de l'article 86 du traité CE, la directive 2003/54/CE organisant le secteur de l'électricité a prévu deux types de dérogations à l'objectif général d'ouverture à la concurrence :

- D'une part, les Etats membres ont la possibilité, en vertu de l'article 3§2 de la directive 2003/54/CE¹¹, d'imposer aux fournisseurs d'électricité des obligations « portant sur les prix » dans le cadre d'un service public de l'électricité¹².
- D'autre part, l'article 3§3 de la directive¹³ introduit une seconde dérogation aux règles concurrentielles de droit commun en imposant aux Etats membres de s'assurer que les consommateurs particuliers et éventuellement les PME de moins de 50 employés et 10 M€ de chiffres d'affaires puissent être approvisionnés en électricité à un prix « raisonnable ».

Toutefois, la recherche de solutions satisfaisantes pour un fonctionnement efficace du marché de l'électricité ne pourra faire une place à de telles dérogations qu'à la stricte condition qu'elles respectent bien l'article 86 du traité CE, afin de concilier respect du droit communautaire et prise en compte les spécificités du secteur électrique.

3.2 Plusieurs dispositions du système français actuel, qui fait l'objet d'une réglementation générale et permanente, sont incompatibles avec le droit communautaire

Plusieurs points du système réglementé français, tel qu'il est organisé actuellement, méconnaissent les objectifs de cette directive 2003/54 et de son article 3, qui interdit en outre aux Etats toute discrimination à l'égard des droits et des obligations des entreprises du secteur¹⁴, sans présenter pour autant les caractéristiques d'un SIEG. Le Conseil constitutionnel a ainsi relevé dans une décision du 30 novembre 2006¹⁵ l'incompatibilité manifeste du système actuel avec le droit communautaire dans la mesure où le dispositif français impose de manière générale et permanente des tarifs réglementés de vente inférieurs aux prix de marché sans lien avec une obligation de service public.

La Commission européenne conteste pour sa part les tarifs réglementés français sur deux fronts. Ainsi, par un avis motivé du 4 avril 2006, elle a initié une procédure pour manquement¹⁶ dans la mise en œuvre de la directive 2003/54. Elle remet également en cause, dans le cadre d'une seconde procédure d'examen au titre des « aides d'Etat », l'avantage compétitif offert aux entreprises bénéficiant des tarifs réglementés : selon la commission, les tarifs réglementés, dans leurs composantes jaune et verte, ainsi que le TaRTAM, également dans ses composantes jaune et verte, constituent, en raison de leur trop faible niveau, une aide d'Etat, consentie par la France aux entreprises bénéficiaires.

3.3 L'analyse des structures du marché de l'électricité appelle une régulation spécifique inspirée du droit de la concurrence, mais actuellement absente du droit français

Sur le marché de l'électricité, il faut distinguer :

- la production d'électricité en pointe et en base ;
- la fourniture d'électricité aux petits et aux gros consommateurs.

3.3.1 La production d'électricité en pointe est un marché sur lequel la concurrence peut s'exercer au niveau français et européen, exception faite des moyens dits d'extrême pointe qui fonctionnent très rarement

La production d'électricité de pointe, au sens large, est accessible à l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité compte tenu des faibles montants d'investissement, de la diffusion de la technologie et du nombre important de moyens de production existant en Europe¹⁷. Les conditions sont donc favorables au développement de concurrents sur ce segment et à l'émergence d'un marché de gros concurrentiel au niveau européen dans la limite des capacités d'interconnexion.

Néanmoins, ce constat ne trouve pas à s'appliquer pour la production dite d'extrême pointe, marquée par des coûts de production élevés au regard de leur durée d'utilisation et de forts aléas, pour laquelle les

marchés européens ont fait appel à des solutions variées. Si le principe et les modalités d'une régulation de l'extrême pointe est une question complexe qui dépasse le champ du présent rapport, elle présente des enjeux importants en terme de maîtrise de la demande, de qualité de la fourniture, et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La commission insiste sur la nécessité de la traiter rapidement¹⁸, en agissant prioritairement sur la demande (effacement des industriels et effacement diffus,...) puis sur la production.

3.3.2 La production en base reste marquée par des différences de politiques nationales qui empêchent un fonctionnement efficace des marchés et appelle une régulation spécifique

La France a lancé dans les années 1970 un programme nucléaire en confiant au seul opérateur EDF, entreprise publique, le déploiement à grande échelle d'une technologie standardisée. Le succès de ce programme permet aujourd'hui à la France de disposer d'un parc de production compétitif et peu émetteur de CO₂ dans de bonnes conditions de sûreté et d'acceptation sociale.

Certains pays européens ayant en revanche exclu l'option nucléaire, il n'y a de facto pas de liberté d'établissement au niveau européen pour la production en base d'électricité. La production en base est donc marquée par des caractéristiques nationales¹⁹ et le restera :

- a) En France, comme l'ont montré les travaux préparatoires de la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI)²⁰, le parc de production en base n'a pas vocation à être renouvelé massivement à court terme²¹ et ne se développera qu'à la marge²² ;
- b) Le parc nucléaire actuel est confié à un opérateur public unique. Grâce à la standardisation de l'ingénierie, le développement du parc de production nucléaire a exploité au mieux les effets de série et ainsi diminué les coûts de construction et d'exploitation. Ceci a permis d'améliorer significativement la sûreté des installations par une dynamique éprouvée de retour d'expérience. Par ailleurs, la gestion par un opérateur unique et public a fortement contribué à l'acceptabilité sociale de l'énergie nucléaire en France ;
- c) L'émergence éventuelle de nouveaux opérateurs industriels dans la production nucléaire en France prendrait du temps²³. Outre le fait que les actuels projets nucléaires ne modifieront que marginalement la structure du parc, peu d'opérateurs disposent aujourd'hui de la totalité des compétences en matière nucléaire. Le développement de ces compétences prendra du temps même si, par leurs engagements dans les projets d'EPR de Flamanville et demain Penly, Enel et GDF Suez ont l'opportunité d'acquérir plus rapidement de l'expérience ;
- d) Dans l'hydraulique, la production en base a déjà fait l'objet d'une ouverture via la cession des parts d'EDF dans la Compagnie Nationale du Rhône²⁴. Le développement d'opérateurs concurrents d'EDF dans l'hydroélectricité se poursuit grâce à une large mise en concurrence des concessions hydroélectriques au moment de leur renouvellement²⁵.

Ainsi, l'échelle de temps pour l'émergence d'une concurrence effective sur le marché de la production de base n'est pas compatible avec les objectifs de développement rapide de la concurrence au niveau européen et national. Le droit commun de la concurrence offre des outils pour régler ex-post des problèmes liés aux abus de position dominante : ciseau tarifaire²⁶, subventions croisées²⁷ et prix prédateurs²⁸ sont ainsi interdits. A l'inverse, aucun outil ne permet de traiter ex-ante le problème du marché de la production en base en France. Or, sans régulation de la base produite par le parc historique, les fournisseurs concurrents d'EDF n'ont pas les moyens de concurrencer l'opérateur historique par des offres compétitives aux consommateurs finals. Une régulation spécifique sur le marché de la production en base est donc nécessaire afin de garantir l'égalité de tous les fournisseurs et le développement effectif de la concurrence sur le marché de la fourniture.

3.3.3 Le nucléaire ne constitue cependant pas une « facilité essentielle » au moins de façon durable mais ses spécificités nécessitent une prise en compte particulière.

Surtout intervenue dans le domaine des infrastructures, la théorie des facilités essentielles peut également être appliquée pour l'accès à des biens immatériels protégés par un droit de propriété intellectuelle²⁹. Le nucléaire ne constitue toutefois pas une facilité essentielle au sens strict, dans la mesure où l'accès à cette ressource n'est pas indispensable aux concurrents pour exercer une activité de production et de fourniture d'électricité.

L'histoire du parc électro-nucléaire français nécessite, cependant, une prise en compte de ses spécificités. Les exigences de sécurité publique et les considérations stratégiques ont par exemple conduit, historiquement, à confier le monopole de la gestion des installations nucléaires à Electricité de France et à ses filiales, et, de façon générale, à imposer une réglementation stricte de ce secteur d'activité. Les concurrents actuels n'ont donc pas pu se positionner à l'époque.

Les conséquences de l'histoire et les considérations propres au nucléaire légitiment une intervention du régulateur³⁰, limitée en volume et dans le temps. La régulation ne devrait porter que sur l'accès à de l'électricité en base aux conditions économiques du parc nucléaire historique d'EDF, dont la duplication n'est ni souhaitable ni réalisable dans des conditions économiques raisonnables.

Les autres moyens de production en base sont, en revanche, sur la voie d'un développement concurrentiel que ce soit l'hydraulique avec la mise en concurrence des renouvellements de concessions ou le nouveau nucléaire qui implique déjà des co-investissements dans une logique concurrentielle.

Certains membres de la commission soulignent leur attachement à ce que toute la production d'électricité en base entre dans le champ de la régulation. Une telle réserve ne remet cependant pas en cause l'analyse juridique et économique.

3.3.4 A l'aval, les petits consommateurs ne disposent pas aujourd'hui de tous les moyens de faire jouer la concurrence et bénéficier totalement de ses avantages

Les industriels disposent d'organisations, de moyens humains et techniques qui leur permettent de faire jouer la concurrence à leur bénéfice. Ils sont notamment en mesure de différencier les offres des fournisseurs parce qu'ils peuvent connaître précisément, heure par heure, leur consommation. La fourniture d'électricité aux industriels est donc potentiellement un marché pleinement concurrentiel³¹. Dès la convergence des différents niveaux de prix, dès lors qu'une solution aurait été trouvée pour faire bénéficier l'aval de la compétitivité du parc à l'amont, le maintien des tarifs réglementés pour les consommateurs industriels n'apparaît donc pas indispensable à la protection des consommateurs et la priorité doit être donnée au développement rapide de la concurrence.

En revanche, ce n'est pas le cas pour les petits consommateurs (domestiques et petits professionnels) qui réagissent moins aux variations de prix et ne disposent que d'informations sommaires sur leur consommation. Cela ne leur permet notamment pas de distinguer leurs consommations d'électricité en base et en pointe. Or, les fournisseurs se différencient principalement sur l'approvisionnement d'électricité en pointe et sur la gestion de la consommation correspondante. Le développement de compteurs dits « communicants » permettra à terme de combler ce déficit³². La faculté des consommateurs à faire jouer la concurrence est donc aujourd'hui limitée. Dès lors, il apparaît nécessaire de maintenir pour cette catégorie de clients des prix de détails réglementés qui puissent s'appuyer sur le droit des Services d'Intérêt Economique Général et du Service Universel. Le maintien de tarifs réglementés pour les petits consommateurs nécessite que ces derniers puissent librement aller et venir d'offres réglementées à des offres libres.

Par ailleurs, dans la perspective du Grenelle de l'environnement, la commission souligne l'importance d'un « signal prix », traduisant le coût et les impacts de la production d'électricité de pointe, réellement incitatif à des comportements vertueux de la part des consommateurs pour créer les conditions d'une utilisation rationnelle de l'énergie. Dans la perspective d'un tarif réglementé construit par empilement des coûts de réseau et d'énergie, il est important que le TURPE continue à évoluer vers plus d'horosaisonnalité, le cas échéant jusqu'à l'interruptibilité, afin de pouvoir donner une plus grande valeur à l'effacement de consommation en période de pointe. Dès lors que des conditions de concurrence équitable entre fournisseurs seront rétablies, les tarifs réglementés doivent pouvoir évoluer également pour mieux intégrer les enjeux d'économie d'énergie.

4 Deux solutions reposant sur une régulation plus ciblée et une analyse plus économique peuvent permettre un fonctionnement efficace du marché sur une période transitoire de long terme

La commission a écarté plusieurs pistes : réglementation totale du marché de l'électricité³³, acheteur unique³⁴ et découpage d'EDF en plusieurs entités, solution au demeurant jamais mise en œuvre pour un opérateur nucléaire^{35,36}. La commission recommande par ailleurs de trouver une solution alternative au TaRTAM qui ne constitue pas une solution pérenne. Reste deux grands types d'organisation du marché : une taxe redistributive sur le nucléaire et un accès régulé à la production l'électricité en base d'EDF. Aucune des pistes n'est néanmoins exemptes de difficultés juridiques et leurs modalités pratiques de mise en place devront être précisées afin de garantir leur compatibilité avec les exigences juridiques nationales et communautaires.

4.1 Compte tenu de la structure durablement non concurrentielle de la production nucléaire, une libération des prix pourrait être envisagée en la couplant avec un mécanisme de taxation et de réallocation des bénéfices du parc de production en base

Le principe de cette piste consiste à mettre en place un dispositif de prélèvement et de réallocation des bénéfices associés au parc électrique en base de l'opérateur historique dans un contexte de liberté des prix. La suppression des tarifs réglementés pour tout ou partie des consommateurs assure la création d'un marché intérieur de l'électricité, dans lequel les opérateurs sont libres de s'échanger des blocs d'électricité et de proposer aux clients finals des offres reflétant leurs coûts d'approvisionnement. Le prélèvement, au moyen d'une taxe spécifique, des bénéfices du parc de production en base permet, d'une part, de réduire l'avantage compétitif de l'opérateur historique au profit d'un développement de la concurrence, et d'autre part, par des mécanismes directs ou indirects de redistribution, de faire bénéficier le consommateur final de la compétitivité de ce parc.

4.1.1 Les bénéfices associés au parc nucléaire dans un contexte de marché libéralisé pourraient être prélevés par l'intermédiaire d'une taxe

Comme vu précédemment, en raison de la rareté des actifs nucléaires sur la plaque interconnectée et de la structure fortement monopolistique de ce segment de production, la libération des prix de l'électricité conduirait à un alignement du prix de marché sur les coûts des moyens de production thermiques. Cela se traduirait par une hausse de la facture électrique du client final, et par une forte augmentation des bénéfices de l'opérateur historique sur le périmètre de ses actifs de production en base, valorisés à un prix de marché supérieur à ses coûts de production. La mise en place d'une taxe permettrait alors de capter ces bénéfices pour les redistribuer au client final.

L'assiette de la taxe pourrait ainsi correspondre à la capacité nucléaire installée permettant de répondre à la demande française en base, en prenant en compte les contraintes et les aléas de production par l'intermédiaire du taux de disponibilité du parc de production.

Le taux de la taxe serait déterminé par la différence entre le prix sur le marché de gros et le coût moyen de production en base. Ce différentiel correspond en effet à la marge réalisée sur la vente de l'électricité en base sur le marché de gros. Le prix spot du marché Powernext, déjà utilisé comme référence pour calculer les surcoûts des obligations d'achat d'EDF liées au développement des énergies renouvelables, devrait servir de référence de prix de marché pour calculer le montant à prélever³⁷.

4.1.2 La redistribution des bénéfices du nucléaire à tous les consommateurs finals pourrait s'envisager selon différents mécanismes

La redistribution des montants collectés par l'intermédiaire de la taxe permettrait de faire bénéficier tout consommateur final situé sur le territoire français de l'avantage compétitif du parc de production. Pour répondre aux exigences du droit communautaire, la redistribution du produit de la taxe devrait notamment prendre la forme d'une mesure générale, définie de façon transparente, non discriminatoire et, en particulier, applicable sans distinction à tous les opérateurs économiques³⁸.

Dans cette optique, on peut envisager une redistribution de ces bénéfices via un rabais sur la facture électrique qui soit directement proportionnel à la part d'énergie en base nécessaire pour répondre au besoin électrique de chaque consommateur³⁹. En pratique, les montants à redistribuer transiteraient ainsi par les mêmes entités que les montants prélevés dans le cadre de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)⁴⁰. Le dispositif fonctionnerait alors comme une CSPE négative⁴¹.

Alternativement, les sommes prélevées pourraient servir à financer les activités régulées telles que le transport et les activités de service public⁴². Comme certains gros consommateurs d'électricité sont aujourd'hui directement reliés au réseau de grand transport électrique, cette redistribution pourrait être limitée aux seules charges de transport de l'électricité afin d'assurer l'égalité des consommateurs vis-à-vis de la redistribution des revenus de la taxe.

Si les charges de service public sont appelées à fortement augmenter dans les prochaines années, notamment en raison du développement des énergies renouvelables, les montants prélevés par la taxe pourraient néanmoins être à court terme supérieurs aux charges qu'ils doivent couvrir⁴³. Tant que les charges de service public et de réseau restent modérées, le dispositif de rabais sur la facture (éventuellement en complément du financement des activités de réseau et service public) s'avère donc nécessaire pour redistribuer les bénéfices du parc de production en base aux consommateurs.

4.1.3 La solution de taxation et redistribution est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs

Dans le cadre et la limite de ce dispositif, le maintien des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs domestiques et petits professionnels pourrait être envisagé.

L'évaluation des montants à prélever dans le cadre du dispositif de taxation se baserait donc sur une assiette plus restreinte, correspondant à la production en base permettant de répondre à la demande des clients qui ne seraient pas soumis au dispositif de réglementation tarifaire. La redistribution (au travers du mécanisme de rabais sur la facture) serait naturellement limitée aux consommateurs pour lesquels il n'existe pas de réglementation tarifaire.

Pour permettre le développement de la concurrence sur la part des clients à laquelle s'applique la réglementation tarifaire, il pourrait notamment être envisagé un accès régulé à la production en base de l'opérateur historique. Le prix auquel est accordé cet accès, fixé par les pouvoirs publics, devrait alors être cohérent avec la tarification qui est appliquée à l'aval (voir infra pour une description plus détaillée de ce mécanisme).

4.2 Un accès régulé à la production en base, à des conditions économiques représentative du parc historique, permettrait le développement de la concurrence à l'aval tout en bénéficiant de la compétitivité du parc

4.2.1 Un dispositif transitoire et plafonné de régulation à l'amont doit permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approcher des conditions économiques de l'opérateur historique, sans fragiliser l'investissement à long terme

La solution proposée consiste à permettre, dans la limite d'un plafond, à tout fournisseur alimentant des consommateurs sur le territoire national d'obtenir une certaine quantité d'électricité de base, à un prix régulé reflétant la réalité des coûts complets du parc historique de production nucléaire français, incluant les coûts de maintenance, d'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires, de démantèlement et de la gestion des déchets issus des centrales nucléaires. La quantité d'électricité à laquelle chaque fournisseur aura droit sera proportionnée à la consistance de son portefeuille de clients. Un plafond global sera déterminé pour permettre sans restriction le développement de la concurrence dans l'attente du développement de nouvelles capacités de production.

Il est indispensable de définir un critère précis pour déterminer la quantité d'électricité d'origine nucléaire à laquelle les fournisseurs auront droit. En l'absence de tels critères, les opérateurs seraient rationnellement conduits, dans une logique d'arbitrage, à demander l'obtention de l'intégralité de la production d'électricité d'origine nucléaire, afin de la revendre au prix du marché européen. Pour déterminer la quantité d'électricité d'origine nucléaire à laquelle auront droit les fournisseurs, il a donc été décidé de retenir un critère objectif, transparent et non discriminatoire : le portefeuille de clients résidant en France.

Un tel choix est cohérent avec la recherche de remèdes pour assurer l'ouverture du marché français :

- il rejoint en méthode, l'analyse et la décision du Conseil de la concurrence qui, dans le cadre du contentieux initié par Direct Energie sur une problématique de ciseau tarifaire sur le marché français des petits consommateurs, a validé la mise en place d'un remède limité à ce seul marché ;
- il n'est pas contesté aujourd'hui, et la commission a pu le constater à l'occasion des différents échanges notamment les représentants de la Commission européenne, que deux entreprises semblables, l'une installée en France, l'autre dans un autre Etat-membre, ne doivent pas nécessairement payer au même prix l'électricité consommée ;
- enfin, il est cohérent avec le fait que la France n'a pas vocation à devenir le « château d'eau nucléaire » de l'Europe.

Sans prétendre régler à ce stade la totalité des modalités pratiques de mise en œuvre de cette solution, les contrats standardisés pour l'accès régulé à la production en base doivent répondre à différentes exigences :

- pour que les fournisseurs assument le risque lié à leur activité commerciale, les volumes doivent être attribués, non pas en temps réel⁴⁴, mais avec une périodicité qui pourrait évoluer avec le développement et la maturité de la concurrence (par exemple trimestriellement ou semestriellement puis annuellement) en fonction du portefeuille prévisionnel de clients ;
- pour ne pas générer d'effet d'aubaine, les conditions d'accès doivent être ajustées ex-post en fonction du portefeuille effectif de clients⁴⁵, soit en volume, soit par un complément de prix ;
- pour permettre aux fournisseurs de concurrencer l'opérateur historique sur tous les segments de clientèle, les contrats standard régulés devront prendre en compte l'essentiel de l'avantage compétitif tiré du parc nucléaire actuel et notamment la modulation de sa production⁴⁶ entre l'été et l'hiver ;
- pour permettre à EDF de maintenir son parc en état, le prix de l'accès régulé devra couvrir l'ensemble des coûts de production (exploitation, maintenance, prolongement de la durée de vie, gestion des déchets et du démantèlement des centrales) ;
- pour ne pas décourager l'émergence d'une concurrence entre opérateurs intégrés sur l'ensemble de la chaîne de valeur, les fournisseurs devront pouvoir également, dans la limite des volumes fixés, librement négocier avec EDF des contrats intégrant une part du risque industriel, à un prix naturellement inférieur au prix régulé. Dans ce cadre, il conviendra d'articuler cet accès régulé avec les

droit de tirage déjà acquis par un certain nombre d'opérateurs⁴⁷ sur le parc historique ainsi que les capacités hydrauliques au fil de l'eau détenu par certains opérateurs ;

- de l'avis de la majorité de la commission, la régulation ne doit porter que sur l'accès à la production de base aux conditions économiques du parc historique. Certains membres ont rappelé leur attachement à ce que tout opérateur nucléaire soit public, y compris à long terme. La majorité considère que la proposition de la commission ne tranche pas cette question et doit se limiter à réguler l'accès. Notamment, le parc en développement et l'hydro-électricité fait déjà l'objet de partenariats entre acteurs, par ailleurs concurrents à l'aval ;
- la régulation ne doit conduire ni à un éclatement de la gestion intégré du parc, ni à une fragilisation du modèle industriel d'EDF, intégré entre l'amont (production) et l'aval (commercialisation). Tant pour l'entreprise que pour la collectivité, ce modèle, auquel les autres acteurs européens se rallient de plus en plus, est sécurisant pour la robustesse du système électrique et l'équilibre entre offre et demande³⁴ ;
- la régulation doit inciter, à terme, les nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production et à s'orienter vers le modèle intégré, tout en n'excluant pas le développement de commercialisateurs purs qui pourraient utiliser des solutions originales susceptibles d'animer rapidement la concurrence. Une concurrence sur la fourniture d'électricité qui dépendrait durablement et exclusivement d'un approvisionnement auprès d'EDF ne doit pas être considérée comme une solution soutenable : la commission ne recommande pas un tel modèle.

Une surveillance de l'évolution des parts de marché et des parcs de production des différents acteurs est nécessaire. Elle devra adapter la régulation, notamment le plafonnement des volumes régulés d'électricité de base, de façon à éviter tous biais réglementaires et assurer un développement efficace des acteurs du marché.

Il est apparu à la commission que l'achat des pertes électriques des réseaux (effet Joule) sur le marché de gros ne servait qu'à entretenir la liquidité du marché de gros. Il peut sembler légitime que les gestionnaires de réseau puissent bénéficier directement ou indirectement, par le biais de fournisseurs, de cet accès régulé à la production d'électricité en base aux conditions économiques du parc historique à l'instar des autres gros consommateurs industriels⁴⁸. Cette question n'est cependant pas au cœur de la proposition de la commission et devra être discutée avec l'ensemble des acteurs et les autorités nationales et européennes.

4.2.2 La mise d'un accès régulé à la production d'électricité en base est compatible avec le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs

A l'aval, les tarifs réglementés de vente aux consommateurs industriels (tarifs verts et une partie des tarifs jaunes) et le TaRTAM n'apparaissent plus nécessaires dès lors que la régulation à l'amont et la concurrence permettront de garantir aux consommateurs industriels l'accès à une électricité reflétant la compétitivité du parc de production.

En revanche, pour les petits consommateurs (tarifs bleus voire une partie des jaunes), du fait de leurs caractéristiques spécifiques (faible maturité, insuffisance du comptage), le maintien des tarifs réglementés apparaît justifié et compatible avec le développement de la concurrence dès lors que :

- ces tarifs sont construits par addition d'un prix reflétant les coûts de production de l'électricité en base aux conditions économiques du parc historique, les prix de marché pour le reste de l'approvisionnement, les coûts d'acheminement et les coûts de commercialisation ;
- tous les fournisseurs peuvent proposer des tarifs ne dépassant pas les tarifs réglementés. Un seul fournisseur, dit de dernier recours, sera, quant à lui, tenu de proposer ces tarifs ;
- la cohérence entre prix de l'accès régulé à la production en base et tarifs réglementés de vente aux petits consommateurs permet aux fournisseurs de proposer des offres alternatives compétitives et innovantes et ainsi à la concurrence de se développer.
- la part de la composante de l'électricité en base aux conditions économiques du parc historique dans le tarif réglementé diminue de toute façon à long terme pour disparaître avec le développement de

nouveaux moyens de production et la fin progressive du parc historique, le nouveau nucléaire n'étant pas régulé [cf. 4.2.3].

- la réversibilité totale de l'exercice de l'éligibilité est généralisée pour encourager les consommateurs à souscrire des offres de marché. Sur ce point, la France fait aujourd'hui figure d'exception, la majorité des Etats membres ayant déjà une réversibilité totale entre les offres régulées et les offres libres.

4.2.3 A l'horizon du renouvellement du parc de production en base, la régulation à l'amont devrait pouvoir progressivement disparaître

Dans le tarif réglementé à l'aval pour les petits consommateurs, la part représentant le coût de la fourniture d'électricité en base converge, par construction, vers le coût de développement du nucléaire du fait de la diminution mécanique de la part régulée assise sur le parc historique au fur et à mesure de son érosion et de l'augmentation concomitante de la part issue du renouvellement du parc nucléaire. Les acteurs devront donc pouvoir développer une offre de base compétitive sur le marché français à partir de leurs propres capacités de production et de leurs propres sources d'approvisionnement.

La France aura alors fait tout son possible pour développer une concurrence efficace sur le marché de l'électricité. La levée de toute régulation restera cependant conditionnée à une hypothèse forte : l'harmonisation des politiques énergétiques des différents Etats membres de façon à assurer une réelle liberté d'implantation des producteurs nucléaires. Ce n'est que sous cette condition que le parc de production européen pourra évoluer dans un cadre véritablement concurrentiel permettant un fonctionnement libre et efficace du marché de l'électricité. La commission rappelle par ailleurs que la France n'a pas à être le lieu de concentration des moyens de production nucléaire et le « château d'eau nucléaire » de l'Europe.

4.3 Quelle que soit la forme de régulation de la base retenue, il est indispensable de redéfinir des références de coûts et de tarifs cohérentes avec le maintien en condition du parc historique existant

Aujourd'hui, trois risques identifiés co-existent :

1. l'incohérence entre les différents niveaux de prix de l'électricité (tarifs réglementés, TaRTAM, prix de marché) qui fragilise tout l'édifice réglementaire ;
2. l'absence de référence et l'asymétrie forte entre le régulé et le régulateur. Ce dernier ne dispose pas de l'information suffisante lui permettant de jouer pleinement son rôle ;
3. l'inadéquation potentielle entre des investissements à venir et des tarifs réglementés fondés sur des coûts comptables historiques.

Ces risques s'inscrivent dans un contexte où le système électrique entre dans une phase d'investissements, ceux-ci étant tous justifiés et présents à tous les niveaux du marché de l'électricité. Si la référence de coûts servant à la régulation des prix de gros et des prix de détails de l'électricité ne suit pas les perspectives d'évolution des investissements, ces derniers pourraient être remis en cause.

La commission recommande donc que la régulation à mettre en place se fonde sur les trois principes suivants :

1. des outils méthodologiques robustes pour définir le coût de la base : comptabilité séparée, référence de coûts fondés sur des coûts basés sur l'avenir, et non rétrospectifs (coûts courants économiques)⁴⁹. Ce concept intègre des éléments plus économiques que strictement comptables et permet d'une manière générale de traduire les investissements de maintenance et d'allongement de la durée de vie des centrales actuelles sans augmentation de la dette. La nécessité d'avoir une référence de coût reflétant ces éléments fait consensus aux niveaux des fournisseurs et des producteurs.

2. La méthodologie proposée doit assurer un signal stable et lissé dans le temps ce qui répond à une attente forte tant de la part des producteurs/fournisseurs que des consommateurs notamment industriels qui doivent prendre des décisions s'inscrivant sur le moyen/long terme ;
3. Des tarifs intégrés réglementés construits par addition des coûts (coût de production de la base, de l'approvisionnement pour la pointe, coûts de commercialisation,...) afin d'assurer la cohérence d'ensemble et la transparence de la régulation ;
4. Un même régulateur et un même processus institutionnel pour la fixation du prix de l'accès régulé à la production en base et les tarifs réglementés aux petits consommateurs.

Il est souhaitable que la régulation des prix permette de rejoindre à terme les coûts de renouvellement du parc de production.

L'instauration de ce dispositif nécessitera néanmoins des mesures transitoires d'accompagnement :

- dissociation des évolutions du TaRTAM et des tarifs réglementés pour les professionnels afin de permettre la convergence de ces différents tarifs ;
- restructuration des grilles tarifaires actuelles afin que tous les consommateurs paient le même prix pour un ruban d'électricité comparable.

4.4 La commission recommande la solution d'accès régulé à la production en base

Les deux solutions étudiées dans le détail par la commission présentent toutes les deux des difficultés juridiques. Cependant, le dispositif d'accès régulé à la production d'électricité en base est préférable pour les raisons suivantes :

- (i) si le dispositif de taxation redistribution compense en principe, de par sa méthode de calcul, la volatilité liée à la libéralisation des prix, le montant de la taxation serait lui-même volatile, faisant peser des risques importants sur l'usage du produit de cette « taxe nucléaire ». Les consommateurs risquent alors de ne pas être convaincus que ce système leur permettra de « récupérer » effectivement la compétitivité du nucléaire,
- (ii) par ailleurs, au plan institutionnel, l'accès régulé à la production en base fait appel à des outils et des concepts liés à la concurrence et l'énergie. En revanche, le dispositif de taxation-redistribution est exposé à des enjeux plus larges, fiscaux et budgétaires, qui peuvent compromettre la stabilité dans le temps.
- (iii) enfin, il est à noter que, dans leur grande majorité, les acteurs entendus par la commission ont plaidé pour un dispositif d'accès régulé à la production en base.

5 Synthèse des recommandations de la commission

La commission préconise d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national. En ce qui concerne l'accès régulé à la production d'électricité en base aux conditions du parc historique :

- les volumes devraient être attribués, en suivant l'évolution du portefeuille de clients, non pas en temps réel mais ex-ante à une fréquence d'abord trimestrielle ou semestrielle puis annuelle en référence à une prévision commerciale ;
- le prix devrait couvrir l'ensemble des coûts présents et futurs (charges d'exploitation, investissements de maintenance et d'allongement de la durée de vie des centrales) supportés par EDF sur son parc historique, sans augmenter la dette ;
- cet accès régulé à la production d'électricité en base devrait être ajusté ex-post en fonction du portefeuille réel de clients soit par les volumes soit par les prix ;
- la forme des contrats devrait prendre en compte l'essentiel de l'avantage compétitif tiré du parc nucléaire actuel et notamment du fait qu'il produit plus en hiver qu'en été ;
- dans la limite des volumes faisant l'objet de la régulation, il faudrait permettre aux fournisseurs de négocier librement avec EDF des contrats plus risqués à un prix plus compétitif.

La régulation proposée par la commission nécessitera de mettre en place un contrôle fin et continu par le régulateur. La mise en place d'une comptabilité séparée et auditée pour le parc nucléaire historique d'EDF permettra le calcul du juste prix des contrats régulés. Par ailleurs, en terme d'allocation de volumes, la régulation devra être dynamique et prendre en compte le développement effectif des acteurs du marché de l'électricité.

Cette intervention publique vise à placer sur un pied d'égalité tous les fournisseurs d'électricité agissant sur le marché français de l'électricité et doit être conçue de façon à déboucher à terme sur un fonctionnement concurrentiel et efficace du marché de l'électricité, incitant les acteurs à investir dans de nouvelles capacités de production. Certains membres de la commission soulignent néanmoins leur attachement à ce que le parc nucléaire soit opéré par un acteur public. Il s'agit donc bien d'une intervention transitoire, d'une durée d'une dizaine d'années, qui nécessitera un nouvel examen de la situation lorsque seront connues les conditions de l'allongement éventuel de la durée de vie des centrales existantes.

A l'aval, les tarifs réglementés de vente aux consommateurs industriels (verts et une partie des jaunes) et le TaRTAM n'apparaissent plus nécessaires dès lors que la régulation à l'amont et la concurrence permettront de garantir aux consommateurs industriels l'accès à une électricité reflétant la compétitivité du parc de production.

En revanche, pour les petits consommateurs (tarifs bleus voire une partie des jaunes), du fait de leurs caractéristiques spécifiques (inertie, insuffisance du comptage), la commission préconise le maintien des tarifs réglementés :

- le niveau de ces tarifs doit être tel qu'il permette à la concurrence d'élaborer des offres compétitives basées sur l'approvisionnement par un accès régulé à la production en base. Il devra être élaboré par la même institution que pour les contrats d'accès régulé à la production d'électricité en base aux conditions économiques du parc historique, et basé sur l'empilement des différents coûts sous-jacents ;
- les consommateurs devront pouvoir aller et venir sans contrainte des offres réglementées aux offres libres et réciproquement ;
- tous les fournisseurs pourront proposer les offres aux tarifs réglementés.

L'organisation ainsi proposée assurera le développement du marché de l'électricité tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement électrique, et des prix justes pour les consommateurs finals. Elle permettrait des signaux de prix incitant à la maîtrise de la demande, notamment en période de pointe.

ANNEXE 1 : Lettre de mission



LE MINISTRE D'ETAT, MINISTRE DE L'ECOLOGIE,
DE L'ENERGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE L'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE

LE MINISTRE DE L'ECONOMIE
DE L'INDUSTRIE ET DE L'EMPLOI

Nos réf : 08017012

24 OCT. 2008

Monsieur le Président,

La France a fait depuis plus de trois décennies le choix d'un bouquet énergétique qui garantit aujourd'hui aux entreprises comme aux particuliers une électricité compétitive, sûre et faiblement émettrice de CO₂. En effet, aujourd'hui, 77% de l'électricité produite en France est d'origine nucléaire et 11% est d'origine hydraulique.

Le développement de ce modèle a été porté par un opérateur national en situation de monopole, EDF, astreint à des obligations de service public et appliquant des tarifs réglementés.

L'Union européenne s'est engagée depuis 1996 dans un processus de libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, encadré par deux paquets de directives (1996-98 et 2003), prévoyant une ouverture à la concurrence progressive des marchés, achevée au plus tard le 1^{er} juillet 2007. La France, s'est engagée pleinement aux côtés de ses partenaires européens dans la création d'un marché intérieur de l'énergie.

Cette ouverture à la concurrence visait à développer au sein d'un marché unifié une offre d'énergie sûre et compétitive, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs européens. A ce stade, force est de constater que ces objectifs n'ont pas été pleinement atteints.

La France a souhaité jusqu'ici conserver, pour son marché intérieur, un système de tarifs réglementés. Ce système ne s'applique qu'aux seuls fournisseurs astreints à des missions de service public, à l'exception du tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché, qui peut être distribué par tous les opérateurs et donne lieu à compensation.

Calculés à partir des coûts effectivement supportés par les fournisseurs, ces tarifs sont en moyenne inférieurs de moitié aux prix, très volatiles, correspondant à un approvisionnement sur les marchés de gros européens.

.../...

Monsieur Paul CHAMPSAUR
Président de l'Autorité de Régulation
des Communications électroniques
et des Postes
7, square Max Hymans
75730 PARIS CEDEX 15

Alors que les autorités européennes s'interrogent sur la compatibilité de ce dispositif tarifaire avec le droit communautaire, il est désormais indispensable de clarifier et de stabiliser les règles applicables au marché électrique, de façon à concilier la protection des consommateurs, le développement de la concurrence, le financement des investissements nécessaires à la production d'électricité et au développement des réseaux et l'incitation aux économies d'énergie.

En application de la loi du 7 décembre 2006, le Gouvernement remettra d'ici septembre 2009 un rapport au Parlement sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché. Ce rapport doit permettre plus largement la tenue d'un débat sur l'organisation du marché de l'électricité en France.

Dans cette perspective, nous avons décidé de confier à une commission composée d'élus nationaux, d'experts et de personnalités qualifiées une réflexion sur le cadre tarifaire et les évolutions législatives et réglementaires éventuellement souhaitables pour permettre à la France de disposer d'un cadre clair et stable pour le marché électrique français, protecteur des intérêts des consommateurs et s'inscrivant dans un contexte européen d'ouverture du marché de l'électricité.

Nous vous remercions d'avoir accepté la présidence de cette commission dont les membres seront les Parlementaires MM. les sénateurs Jean-Marc Pastor et Ladislas Poniatowski, MM. les députés François Brottes et Jean-Claude Lenoir, ainsi que MM. Jean Bergougnoux, Martin Hellwig, Daniel Labetoulle et Jacques Percebois, en tant que personnalités qualifiées.

Nous souhaitons que vos travaux portent en particulier sur les points suivants :

- Comment, compte tenu de la structure particulière du marché de l'électricité, s'assurer que l'ouverture à la concurrence dans le secteur de l'électricité se fasse au bénéfice des consommateurs, particuliers comme professionnels, et serve la compétitivité de l'économie française ?
- Comment garantir, dans le cadre des engagements européens de la France et de l'émergence d'un marché intérieur de l'énergie, une maîtrise des prix de l'électricité ?
- Pour un bien essentiel au fonctionnement de notre société tel que l'électricité, quel doit être le rôle joué par le marché de l'électricité pour l'approvisionnement en énergie de la France et de l'Europe ?

Dans le cadre de votre réflexion vous intégrerez notamment :

- les conséquences sur le prix final de l'électricité payée par le consommateur tant en termes de pouvoir d'achat que de compétitivité industrielle de la France ;
- les conséquences pour l'entreprise publique EDF et ses concurrents des différents modèles de marché qui peuvent être envisagés ;
- la conciliation des objectifs de maîtrise de la demande énergétique et de compétitivité : comment inciter efficacement les changements de comportement vers une plus grande efficacité énergétique ? ;
- la nécessité de conserver un cadre incitatif pour les investissements dans des moyens de production d'électricité afin que le modèle de marché électrique garantisse la réalisation des investissements de production nécessaires à la satisfaction de l'équilibre offre-demande.

.../...

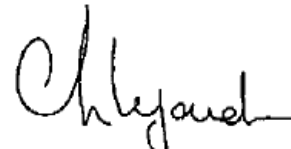
Vous pourrez procéder aux auditions que vous estimerez nécessaires et vous entourerez des experts pertinents. Vous disposerez de l'appui des services du ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire et du ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi. La direction de l'énergie assurera le secrétariat de votre Commission.

Les conclusions de vos travaux devront nous être remises pour la fin du mois de mars.

Nous vous prions de croire, Monsieur le Président, à l'expression de notre considération distinguée.



Jean-Louis BORLOO



Christine LAGARDE

ANNEXE 2 : Liste des personnes auditionnées par la commission

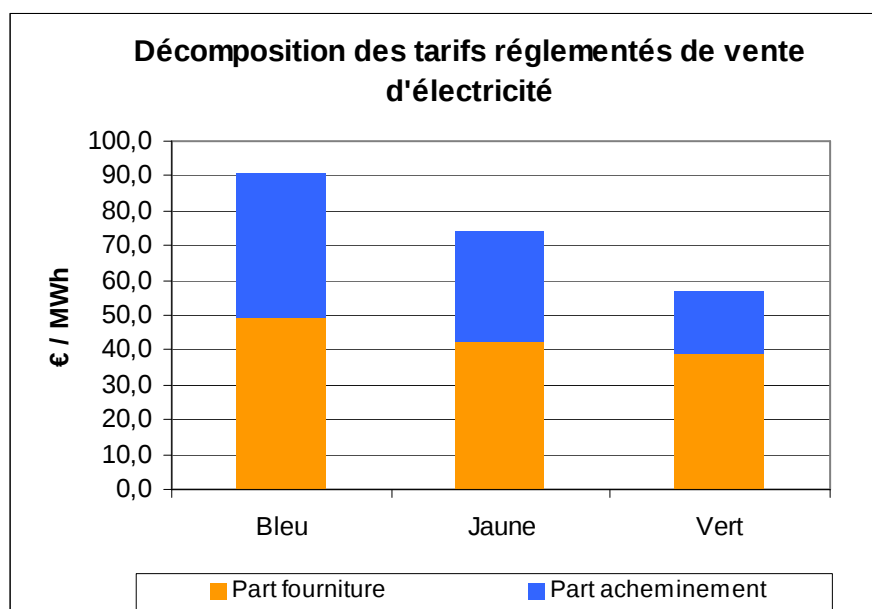
- Consommateurs : UNIDEN, CLEEE, UFC Que choisir, CLCV, CNAFAL ;
- Organisation patronale : MEDEF
- Producteurs / fournisseurs : Direct Energie, Powéo, E.ON, ENEL, Electricité de Strasbourg, UEM, GEG, SICAE Oise, EDF, GDF Suez, UFE ;
- Bourses : Powernext ;
- Gestionnaires de réseaux : RTE, ERDF ;
- Collectivités : FNCCR ;
- Organisations syndicales : FNME-CGT, FNEM-FO, CFDT, CFE-CGC, CFTC ;
- Personnalités qualifiées : MM. Hellwig, Boiteux, Spector, Lederer, Rey, Finon, Jacquino, Bouttes, Merlin ;
- Institutions : Conseil de la concurrence, Commission de régulation de l'énergie, DG Competition, DG Tren

ANNEXE 3 : Les tarifs réglementés de vente d'électricité

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont des tarifs intégrés, c'est-à-dire qu'ils couvrent à la fois les coûts de production, de commercialisation et d'acheminement de l'électricité. Ils sont divisés en trois catégories en fonction de caractéristiques physiques objectives :

- le tarif « bleu » pour les sites raccordés au réseau de basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36kVA,
- le tarif « jaune » pour les sites raccordés au réseau de basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36kVA,
- le tarif « vert » pour les sites raccordés au réseau de haute tension.

Pour le tarif « bleu », les coûts liés à l'acheminement (reflétés dans le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ou TURPE) représente environ 40%. Cette proportion diminue pour le tarif « jaune » ainsi que pour le tarif « vert » comme le montre le tableau ci-dessous.



A ces tarifs réglementés de vente, comme aux prix des offres de marché, s'ajoute la contribution au service public de l'électricité (CSPE) destinée au financement des objectifs de service public de l'électricité (en 2008 : 4,5 €/MWh pour un total de 1,6 Md€)



Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique

Objectifs de l'étude et méthodologie

L'étude des coûts de référence de la production électrique, menée périodiquement par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), a pour objet de comparer dans un cadre théorique défini, les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières afin d'éclairer les futurs choix d'investissement.

Ces coûts de référence sont basés sur des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne le prix des combustibles, le taux d'actualisation et la durée de vie économique des installations. L'analyse fait abstraction des caractéristiques de la demande d'électricité et des considérations liées à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique. Néanmoins, l'étude présente la variation des coûts en fonction de la durée d'appel du moyen de production. Cette synthèse présente les résultats suivant l'optique de l'investisseur privé.

L'étude considère les coûts d'installations de référence précisément décrites. En pratique, les conditions spécifiques du site (approvisionnement en combustible, conditions de refroidissement, conditions climatiques de vent, d'ensoleillement ou d'hydraulicité) et les particularités de chaque centrale peuvent conduire à des écarts significatifs par rapport à l'installation de référence.

L'ensemble de ces hypothèses a été discuté dans le cadre d'une concertation regroupant entreprises, administrations, organisations et personnes qualifiées.

Dans le cadre de cet exercice de référence à moyen terme, l'étude s'efforce de faire abstraction des tensions conjoncturelles sur les marchés d'équipements par une analyse des coûts observés sur les quelques dernières années et sur des perspectives d'équilibre entre les capacités de production et la demande d'équipement. C'est dans ce cadre que la DGEC a retenu des hypothèses relatives aux coûts d'investissements et aux coûts d'exploitation. Par ailleurs, entre les horizons retenus pour les mises en service industrielles (2012 et 2020), aucun effet de dérive des prix supérieure à la croissance du PIB n'est pas pris en compte.

Néanmoins, dans cette période de forte relance des investissements, on constate de fortes tensions sur le marché des biens d'équipements. C'est pourquoi, on présente la sensibilité du coût du MWh aux surcoûts d'investissement par rapport à la situation de référence.

Enfin, s'agissant d'informations commercialement sensibles dans des marchés concurrentiels particulièrement tendus, il a été considéré préférable de ne pas publier, pour les moyens de production centralisés, les hypothèses et les résultats en valeur absolue mais plutôt, dans ce document public de synthèse, de présenter les résultats sous forme indicielle permettant ainsi d'évaluer la compétitivité relative des filières en fonction de différents paramètres pour le cas échéant participer à la définition du mix optimal. Cependant, pour les énergies renouvelables à l'économie régulée par les tarifs d'obligation d'achat, il a été jugé essentiel de présenter les coûts de manière à vérifier que les tarifs définis par le gouvernement couvrent bien les coûts de production.

Hypothèses macro-économiques

Taux d'actualisation

Les coûts de référence considèrent des opérations financières qui s'étendent sur plusieurs années. Ces différents coûts (investissement, exploitation, etc...) et recettes doivent être additionnés de façon cohérente, en appliquant aux sommes considérées un taux d'actualisation. Dans l'optique d'un investisseur, il s'agit de prendre en compte le coût moyen pondéré du capital (WACC). Les coûts de référence sont estimés sur la base des taux suivants (en termes réels, avant impôt) :

- une hypothèse centrale à 8%, cohérente avec le coût du capital considéré par les entreprises de production électrique ;
- une variante basse à 5%, permettant de faire des comparaisons avec plusieurs études internationales ;
- une variante haute à 11 % correspondant à la rémunération du capital recherchée par certains investisseurs privés, et donc des arbitrages susceptibles d'être effectués entre les différentes filières.

De plus, dans l'étude de 2003, il était mentionné l'intérêt de choisir un taux d'actualisation plus faible pour les dépenses de long terme. Les rapports Galley-Bataille (1998) et Charpin-Dessus-Pellat (2000) proposaient tous deux l'utilisation de taux faibles au-delà d'un certain horizon. Le décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise que le taux d'actualisation pour les charges de long terme ne peut excéder un plafond fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Ce plafond correspond aujourd'hui à un taux d'environ 3% (réel i.e. hors inflation). Ainsi, nous choisissons d'adopter pour les dépenses lointaines de la filière nucléaire (démantèlement et cycle aval du combustible nucléaire) un taux de 3%.

Unité de compte et taux de change € / \$

Sauf indication contraire, tous les coûts sont exprimés en indice, sur la base de calculs effectués en euros 2007, en monnaie constante.

De nombreux prix, dont celui des énergies primaires, sont liés au cours du dollar américain. Nous retiendrons pour notre étude la moyenne historique sur la période 1990-2007 soit un cours d'environ 1 € = 1,15 \$. Des études de sensibilité seront effectuées en vue d'examiner dans quelles proportions les coûts varient selon les fluctuations de la monnaie américaine.

Prix des combustibles et du CO₂

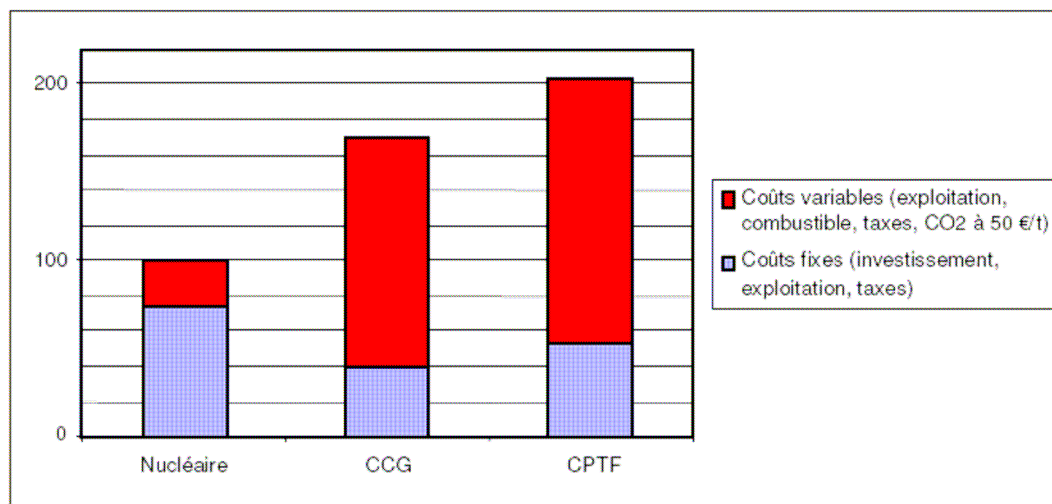
L'étude se base sur les prévisions réalisées par l'AIE (cf. WEO 2006). Ainsi, le scénario de référence retient les hypothèses suivantes : prix du gaz à la frontière française égal à 6,5\$/MBtu, prix de la tonne de charbon CIF ARA égal à 60\$, et prix du baril de Brent à 55\$. Le prix de l'uranium naturel est quant à lui pris égal à 52\$/lb. Par ailleurs, on présente des résultats avec un prix de 20 ou 50€ pour la tonne de CO₂ émise.

Fiscalité

Dans l'optique de l'investisseur, on prend en compte les charges fiscales, en particulier les taxes professionnelles et foncières. En revanche, ne sont pas pris en compte la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ni l'impôt sur les sociétés. En effet d'une part, la TVA est récupérée par le producteur, d'autre part, l'impôt sur les sociétés n'intervient pas dans les coûts de référence car les taux de rémunération du capital utilisés correspondent à des rendements réels avant cet impôt. La fiscalité est supposée constante sur la durée de vie des installations.

MOYENS DE PRODUCTION CENTRALISES

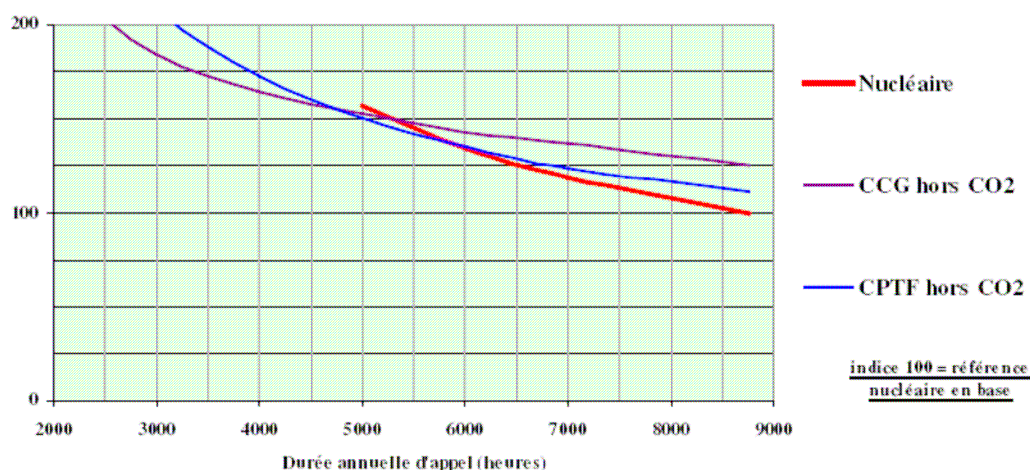
Dans l'optique d'un investisseur, suivant les hypothèses centrales (taux d'actualisation correspondant à un coût du capital hors inflation égal à 8%, gaz à 6,5 \$/MBtu, charbon à 60€/t), on obtient pour une production en base, les résultats suivants intégrant à l'horizon 2020 un effet de série et excluant dans la situation de référence toute tension sur le marché de biens d'équipements.



Remarque : CCG = Cycle Combiné à Gaz / CPTF = Charbon Pulvérisé avec Traitement aval des Fumées

Ainsi, avec les hypothèses centrales, le nucléaire est la filière la plus compétitive pour la production électrique en base. Cet ordre de mérite reste vérifié avec des surcoûts d'investissements de 10 à 40%. La compétitivité relative des moyens de production au gaz et au charbon est très sensible aux prix des combustibles et à la valorisation du CO₂.

Avec les hypothèses centrales et hors prix du CO₂, on constate que, pour une durée annuelle d'appel allant de 6 000 heures à 8760 heures (base), le moyen le plus compétitif est le nucléaire. Puis, dans l'intervalle 4 700 heures – 6 000 heures, le charbon présente le coût de production le plus faible. Enfin, pour des durées d'appel allant de 2 000 heures à 4 700 heures, l'option du CCG est la plus intéressante.



NOTES

¹ Selon Eurelectric, 1000 Md€ d'investissements sur toute la chaîne de valeur du système électrique seraient nécessaires d'ici 2035. En ce qui concerne le seul segment de la production, il serait nécessaire de mettre en service sur la même période 700 à 1000 GW de nouvelles centrales sur l'ensemble de l'Europe pour remplacer les centrales vétustes et faire face à l'accroissement – au demeurant relativement modeste – de la demande d'électricité.

² Dans ce rapport, on distingue, par souci de simplification, d'une part, l'« électricité de base », fournie par des moyens de production dont la durée annuelle d'utilisation est supérieure à 6000 heures (comme les centrales nucléaires, en général) et, d'autre part, l'« électricité de pointe » fournie par des moyens de production dont la durée annuelle de production est inférieure à 4000 heures (certaines centrales à charbon, par exemple). En fait, ce qui est appelé « électricité de pointe » contient de l'électricité pointe mais aussi de semi-base.

³ L'électricité est un bien qui ne se stocke pas nécessitant en permanence un équilibre entre l'offre et la demande (en termes de volume, de tension et de fréquence). Cela se traduit, compte tenu des aléas qui peuvent affecter tant l'offre (fluctuations des productions éoliennes et hydrauliques, indisponibilités fortuites d'équipement de production et de transport) que la demande (aléas climatiques) par une forte volatilité des prix de marché de court terme.

⁴ Dans un marché libéralisé parfait, les prix du marché de gros reflètent à chaque instant les coûts variables de fonctionnement de la dernière centrale mobilisée pour répondre à la demande (« centrale marginale »). Au-delà des productions « fatales » classiques (hydraulique au fil de l'eau) ou nouvelles en fort développement (éoliennes aujourd'hui, photovoltaïque demain), ce sont les centrales ayant le coût variable de fonctionnement le plus faible (nucléaire en France, nucléaire et centrales au lignite en Allemagne,.....) qui sont mobilisées en premier : ces centrales seront dites « centrales de base ». Puis viennent les centrales de pointe brûlant des combustibles de plus en plus onéreux.

Les centrales dont les coûts variables sont les plus faibles ayant généralement les coûts fixes les plus élevés, on conçoit que pour un profil donné de la demande, il existe un équilibre optimal entre les différents types de centrales qui permet de minimiser le coût global de production sur longue période. D'après l'étude des coûts de référence de la production électrique (cf. annexe 4), **si le système électrique français était isolé**, les centrales nucléaires devraient, pour un parc de production optimisé par rapport à la demande, être en situation marginale entre 30 et 50% du temps (la durée de marginalité optimale dépend de l'évaluation des coûts des combustibles fossiles et du carbone). Plus ces coûts sont élevés et plus le nucléaire est compétitif par rapport aux moyens de production fossiles.

Dans les situations où les capacités de production (ou de transport) ne permettent pas de faire face à la demande dans des conditions **normales**, les prix de marché traduisent le coût marginal implicite des moyens **exceptionnels** qui doivent être mis en œuvre pour assurer l'équilibre production consommation : groupes de production vétustes et polluants, effacements négociés de clientèle, délestages tournants, En théorie, l'espérance mathématique de ces coûts doit couvrir à l'optimum les coûts fixes de la dernière unité de production de pointe (turbine à combustion par exemple). En pratique, de tels signaux de prix sont extrêmement aléatoires et il est permis de douter de la pertinence des mécanismes de marché pour déclencher les investissements de sécurisation du système électrique. D'où l'usage de méthodes plus normatives fondées sur des bilans production / consommation permettant une approche plus fiable des « risques de défaillance » du système électrique.

⁵ L'influence sur les prix de l'électricité français des prix dans les pays limitrophes de la France, notamment l'Allemagne, peut s'expliquer de la façon suivante :

- durant les pointes de consommation, l'électricité est importée d'Allemagne et les prix s'alignent sur les centrales aux gaz allemandes particulièrement onéreuses ;
- en dehors des pointes de consommation, l'électricité est en revanche exportée vers l'Allemagne. Cela correspond à une certaine marginalité du nucléaire en France, cependant, les centrales au charbon allemandes qui fonctionnent tout de même en Allemagne influencent le prix de l'électricité français.

Tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées, la « plaque continentale » se comporte plus ou moins comme un marché unique avec un coût marginal qui n'est qu'exceptionnellement le coût variable du nucléaire.

La compétitivité de la production française en base ne se reflète donc pas dans les prix français observés du fait des interactions entre le marché français et les autres marchés européens, notamment le marché allemand.

⁶ Le mécanisme du TaRTAM repose sur un dispositif de compensation ex-post des fournisseurs dans la limite d'un plafond déterminé par référence au prix de marché. Cette référence devait permettre de maintenir un « lien » avec le marché organisé et ne pas assécher la bourse de l'électricité Powernext. Cependant, en pratique, tant la définition d'un

« juste » plafond que celle des coûts d'approvisionnement d'un fournisseur se sont avérées délicates à établir. Par ailleurs, la mécanique d'une compensation ex-post nécessitant de définir des charges prévisionnelles entraîne inévitablement des écarts entre prévisions de compensation et charges constatées et donc, pour les entreprises compensées, potentiellement de lourdes difficultés financières en termes de trésorerie. A titre d'illustration, en 2008, un déficit de compensation de 100M€ sur un total de 500M€ a été constaté.

Le tarif réglementé est un tarif intégré conçu pour être fourni par un unique fournisseur sur un unique site. Le TaRTAM ayant été bâti sur la base du tarif réglementé, c'est dans les mêmes conditions qu'il devrait normalement s'appliquer. Cependant, pour ne pas perturber le marché, il a été décidé d'autoriser l'application du TaRTAM pour des sites alimentés par plusieurs fournisseurs, pour des contrats ne couvrant qu'une partie de la consommation d'un site. Ces modalités se sont avérées complexes à mettre en œuvre et source de dysfonctionnements.

La mise en place TaRTAM a eu pour conséquence un gel des parts de marché des différents fournisseurs.

Enfin, l'instauration du TaRTAM a généré de l'incertitude sur l'évolution de la réglementation du marché de l'électricité en France ce qui a gêné les acteurs dans la mise en place de stratégies d'approvisionnement optimisées.

⁷ Les différents types d'accès à la production nucléaire existants actuellement sont les suivants :

- Seuls les Distributeurs Non Nationalisés, qui sont, comme EDF, des fournisseurs au tarif réglementé de vente, ont accès à de la fourniture en base à un prix dit de cession qui reflète le coût comptable du parc nucléaire historique.
- En contrepartie de sa montée au capital d'EnBW, EDF s'est engagée en 2001 auprès de la Commission Européenne à donner aux opérateurs du marché accès à 4,4GW de puissance de base pendant une durée de 5 ans. Cet accès, qu'EDF a accepté de prolonger, est assuré sous forme d'enchères également appelées Virtual Power Plants (VPP). Lorsque les acteurs participent à ces enchères, ils définissent le prix qu'ils proposent par rapport aux conditions d'acquisition qu'ils pourraient obtenir en s'approvisionnant directement via le marché de gros, notamment les bourses d'électricité comme Powernext. Le prix des enchères s'aligne donc naturellement sur le prix du marché de gros du contrat à terme d'échéance similaire aux VPP, c'est-à-dire un prix plus élevé que le coût du nucléaire.
- Enfin, dans le cadre de la saisine du Conseil de la Concurrence par le fournisseur d'électricité Direct Energie, qui reprochait à EDF de pratiquer un ciseau tarifaire entre les offres de gros qu'il proposait aux fournisseurs alternatifs et les offres de détail proposées à ses clients, EDF s'est engagé à mettre à disposition de ses concurrents 1,5GW de capacité nucléaire, sous forme d'enchères. Comme les capacités proposées doivent être utilisées exclusivement pour répondre à la demande nationale et correspondent à des durées de contrat qui n'existent pas sur les bourses électriques, il n'y a pas a priori d'alignement des prix de ces enchères avec les prix proposés sur le marché de gros. Néanmoins, le prix de ces enchères reste nettement supérieur au coût comptable historique du parc de production nucléaire. Les concurrents d'EDF ne peuvent s'aligner sur les prix de détails d'EDF sans perte.

8

Marché	Bourse d'échange	Date de création	Membres actifs	Volumes échangés (marchés spot en TWh)				Volumes échangés (marchés à terme en TWh)			
				2007	2006	2005	2004	2007	2006	2005	2004
Espagne	OMEL	1998	180	200	118	257	241	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Péninsule Scandinave	NordPool	1993	420	290	251	176	167	1059	766	786	590
Allemagne	EEX	2002	147	n.c.	89	86	80	n.c.	1044	517	338
Benelux	APX	1999	110	30	19,8	15,9	13,4	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
France	Powernext	2001	68	44,2	29,6	19	14	79	83,1	62,4	12,9

⁹ CJCE, 27 avril 1994, Commune d'Almelo et autres contre NV Energiebedrijf Ijsselmij, C-393/92.

¹⁰ Traité CE - Article 86

(...)

2. Les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général ou présentant le caractère d'un monopole fiscal sont soumises aux règles du présent traité, notamment aux règles de concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie. Le développement des échanges ne doit pas être affecté dans une mesure contraire à l'intérêt de la Communauté

¹¹ Article 382

En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 86, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de

service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat. Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union européenne un égal accès aux consommateurs nationaux.(...)

¹² Outre l'exigence selon laquelle de telles obligations sur les prix sont possibles dans le seul cas où le libre jeu du marché ferait échec à l'accomplissement de la mission des entreprises chargées du SIEG, cinq conditions expresses doivent être respectées afin que les dérogations aux règles concurrentielles soient possibles : l'obligation doit être clairement définie, transparente et, non discriminatoire ; elle doit présenter un caractère contrôlable et, enfin, ne pas empêcher un égal accès des entreprises aux consommateurs nationaux.

¹³ Article 3§3

Les États membres veillent à ce que tous les clients résidentiels et, lorsqu'ils le jugent approprié, les petites entreprises (à savoir les entreprises employant moins de 50 personnes et ayant un chiffre d'affaire annuel ou un bilan qui n'excède pas 10 millions d'euros) bénéficient du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité bien définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents. Pour assurer la fourniture du service universel, les États membres peuvent désigner un fournisseur de dernier recours. Les États membres imposent aux entreprises de distribution l'obligation de raccorder les clients à leur réseau aux conditions et tarifs fixés conformément à la procédure définie à l'article 23, paragraphe 2. Rien dans la présente directive n'empêche les États membres de renforcer la position sur le marché des consommateurs ménagers ainsi que des petits et moyens consommateurs en promouvant les possibilités de regroupement volontaire en vue de la représentation de cette catégorie de consommateurs. Le premier alinéa doit être mis en œuvre d'une manière transparente et non discriminatoire et ne doit pas empêcher l'ouverture du marché prévue à l'article 21. (...)

¹⁴ Directive 2003/54/CE Article 3§1

« Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises d'électricité, sans préjudice du paragraphe 2, soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, en vue de réaliser un marché de l'électricité concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises. »

¹⁵ Décision 2006-543 DC (décision n°2006-543 du 30 novembre 2006, Loi relative au secteur de l'énergie. Dans cette décision, le Conseil constitutionnel a d'abord rappelé que, si les Etats membres ont la possibilité d'imposer des obligations aux entreprises du gaz et de l'électricité dans l'intérêt économique général, notamment en matière tarifaire, « ces obligations doivent se rattacher clairement à un objectif de service public, être non discriminatoires et garantir un égal accès aux consommateurs nationaux. ». Le Conseil constitutionnel a ensuite estimé que les dispositions imposant aux opérateurs historiques du secteur de l'énergie, et à eux seuls, des obligations tarifaires permanentes, générales et étrangères à la poursuite d'objectifs de service public, « méconnaiss[aient] manifestement l'objectif d'ouverture des marchés concurrentiels de l'électricité » fixé par la directive 2003/54.

¹⁶ Dans sa procédure en manquement, ouverte sur le fondement de l'article 226 du traité CE., la Commission estime, notamment, que la France, en maintenant des tarifs réglementés, aurait enfreint l'article 3§1 de la directive qui pose le principe de la réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel. En effet, selon l'avis motivé, ces tarifs réglementés, qui « imposent aux organismes de distribution publique d'électricité une obligation de fourniture à un prix régulé », sensiblement inférieur aux prix de marché, ne peuvent être regardés comme des « obligations de service public » qui auraient justifié une dérogation à la règle générale. La commission souligne en particulier qu'un tel mode de fixation des prix par l'Etat, qui présente un triple caractère de généralité, de permanence et de rigidité, ne peut être présumé indispensable dans un système où le libre jeu de la concurrence entraîne en principe la fixation de prix compétitifs. Selon cette analyse, les tarifs réglementés français conduiraient de facto à restreindre l'entrée des concurrents sur le marché.

¹⁷ Le segment de la production en semi-base et en pointe, au sens large, est caractérisé par des moyens de production :

- fonctionnant de quelques centaines d'heures à 4000-5000 heures par an ;
- peu capitalistique : les coûts d'investissement sont de l'ordre de 500-600€/kW pour des installations d'une puissance d'environ 400MW, ainsi pour un fonctionnement de 4000h/an les coûts de combustible intégrant les

coûts liés au CO₂ représentent entre 60% et 80% du coût complet suivant qu'il s'agit d'un CCG ou d'une centrale à charbon ;

- bénéficiant de temps de construction relativement courts (environ 2 ans) : ainsi, des décisions d'investissements dans de tels moyens de production peuvent être réactives par rapport aux conditions/anticipations du marché ;
- d'une répartition uniforme entre les acteurs et les Etats membres de l'Union européenne (il n'y a aucune limitation politique au sein des différents Etats membres).

Aujourd'hui, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) encourage ainsi le développement d'une concurrence sur les moyens de pointe fonctionnant 3000-5000 heures par an et principalement représentés par les Cycles Combinés à Gaz (CCG). Tout en considérant que les projets de CCG, engagés par de nombreux opérateurs majoritairement concurrents de l'opérateur historique EDF, permettent de satisfaire l'équilibre offre-demande dans le scénario de référence suite au Grenelle de l'environnement, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront un moyen d'ajustement du parc de production, notamment au regard de l'évolution des parcs fioul et charbon. Suivant le principe de liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets des investisseurs ce qui contribuera à la sécurité d'approvisionnement électrique.

Le tableau ci-dessous illustre le caractère concurrentiel du marché de la production en pointe (pour des fonctionnements de 1000 à 5000 heures).

Liste des 20 tranches de CCG ayant obtenu l'autorisation d'exploiter au titre de la loi 2000-108

Lieu	Producteur	Puissance (MW)	Date de l' "autorisation électrique" loi 2000-108
Bayet (03)	Atel	440	30/08/2007
Martigues (13)	EDF	465	04/09/2008
Martigues (13)	EDF	465	04/09/2008
Blénod la Maxe (54)	EDF	435	04/09/2008
Verberie (60)	Direct Energie	446	13/01/2009
Verberie (60)	Direct Energie	446	13/01/2009
Fos / Mer (13)	Electrabel	438	12/03/2007
Fos / Mer (13)	GDF	424	24/01/2007
Montoire (44)	GDF	435	03/08/2007
Pont / Sambre (59)	POWEO	436	09/06/2006
Beaucaire (30)	POWEO	440	13/06/2007
Beaucaire (30)	POWEO	440	13/06/2007
Toul - Croix de Metz (57)	POWEO	400	30/01/2008
Carling (57) / Emile Huchet 7	SNET	400	23/09/2005
Carling (57) / Emile Huchet 8	SNET	400	23/09/2005
Hornaing 4 (59)	SNET	400	23/09/2005
Os-Marsillan 1 (64)	SNET	400	18/12/2007
Os-Marsillan 2 (64)	SNET	400	18/12/2007
Lucy 4 (71)	SNET	400	23/09/2005
Gardanne 4 (13)	SNET	400	23/09/2005

¹⁸ Les moyens de production d'extrême pointe ne fonctionnent que quelques heures à quelques centaines d'heures par an et, ce, de façon aléatoire. Malgré des investissements initiaux faibles, l'incertitude sur la rémunération ne permet pas un financement spontané par le marché.

Face à ce constat, certains pays ont mis en place des contraintes réglementaires comme les obligations de capacités mises en place sur la région Pennsylvania-Jersey-Maryland, d'autres des marchés de capacités (l'Argentine, le Royaume-Uni et l'Espagne), des capacités dédiées comme en Nouvelle-Zélande.

Le sujet de l'extrême pointe est particulièrement important en France qui est le principal pays responsable de la sensibilité de la demande électrique aux températures. Il importe de donner une juste valeur à l'électricité produite à partir des moyens d'extrêmes pointe de façon à encourager la maîtrise de la demande et, le cas échéant, permettre le financement des capacités de production. Ces questions doivent être traitées de manière approfondie et dans une large perspective avant, le cas échéant, d'étendre une réflexion à une échelle européenne. Ce sujet dépasse donc le champ du présent rapport mais la commission insiste sur la nécessité de le traiter rapidement.

¹⁹ En toute rigueur, l'hydroélectricité au fil de l'eau permet également une production compétitive d'électricité de base. Néanmoins, les potentiels hydroélectriques en Europe ne sont pas uniformes et sont limités. Au total, et dans le langage de la concurrence, le marché français de la base serait un marché pertinent.

²⁰ La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI), prévue par l'article 6 de la loi 2000-108 relative à la modernisation du service public de l'électricité, arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production.

²¹ Le parc de production nucléaire est encore jeune : avec un âge moyen de 22 ans, les premiers réacteurs du parc nucléaire atteindront 40 ans à l'horizon 2020. Le scénario privilégié par EDF est la prolongation de la durée de vie des centrales au-delà de 40 ans, ce qui repousse à l'horizon de 15-20 ans la perspective du renouvellement massif du parc. Ce scénario est néanmoins soumis à des incertitudes car il faut laisser à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) toute latitude pour proposer la décision de fermeture ou de prolongation de chaque réacteur. Ainsi, la PPI doit gérer les risques sur l'équilibre offre-demande liés aux incertitudes sur la durée de vie et la disponibilité du parc actuel.

²² La programmation pluriannuelle des investissements, réalisée par l'Etat en 2008-2009, ne retient qu'un développement marginal du parc nucléaire à l'horizon 2020 avec la construction de deux EPR, celui de Flamanville devant entrer en service en 2012 et celui de Penly devant entrer en service en 2017.

²³ Certains membres de la commission ont rappelé leur attachement au caractère public de la production nucléaire.

²⁴ Au début de l'ouverture des marchés de l'électricité, l'Etat a souhaité ouvrir la concurrence sur la production en cédant les parts d'EDF dans la CNR, titulaire de la concession hydroélectrique du Rhône soit 2 980 MW au fil de l'eau représentant environ 30-35 % des capacités hydrauliques française au fil de l'eau au groupe Suez, devenu GDF Suez.

²⁵ L'Etat continue ce développement via la mise en concurrence du renouvellement des concessions hydroélectriques en s'engageant dans une politique très volontariste de renouvellements anticipés de concessions hydroélectriques, aujourd'hui attribuées à EDF, pour procéder à des regroupements d'installations hydroélectriques d'une même vallée. Il s'agit pour les années à venir essentiellement de capacités de production de pointe. Néanmoins, vu la complexité des enjeux environnementaux et donc la durée des procédures, ces renouvellements de concessions ne peuvent être immédiats mais s'échelonneront sur les 5 prochaines années.

²⁶ Il y a un ciseau tarifaire lorsqu'une entreprise en position dominante pratique des prix de gros supérieurs à ses prix de détail, empêchant ainsi la concurrence de se développer.

²⁷ La subvention croisée est une pratique que l'on peut rencontrer sur un marché dont la chaîne de création de valeur est constituée de maillons de différentes natures. Certains maillons sont soumis aux règles du marché et sont donc totalement dérégulés. Le prix et les coûts afférant à cette activité sont déterminés par le libre jeu de la concurrence. Les autres maillons sont gérés par un monopole légal (se trouvant de fait en position dominante) et sont donc soumis à une forte régulation. Cette activité est rémunérée par un tarif déterminé par une autorité de régulation.

Ce cas se présente notamment dans les activités de réseaux (télécommunications, énergie...). Par exemple, dans le secteur de l'électricité où la production et la fourniture d'électricité sont des activités dérégulées et soumises aux règles du marché, alors que le transport et la distribution d'électricité sont des activités régulées et soumises au contrôle de la CRE. Il y a risque de subvention croisée chez les opérateurs intégrés, c'est-à-dire chez les acteurs présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur (EDF, GDF, France Télécom...) ou, tout au moins, présents sur un maillon régulé et un maillon dérégulé. La subvention croisée consiste alors pour ces opérateurs intégrés à utiliser la marge dégagée par l'activité régulée pour financer en partie l'activité dérégulée et soumise au libre jeu de la concurrence.

²⁸ Le prix prédateur est un prix inférieur aux coûts variables ou à la moyenne des coûts totaux supportés par l'entreprise produisant le bien. Les critères permettant de détecter cette pratique anticoncurrentielle ont été précisés par la CJCE dans son célèbre arrêt « AKZO » n° C-62-86 en date du 3 juillet 1991 :

« 71. Des prix inférieurs à la moyenne des coûts variables (c'est-à-dire de ceux qui varient en fonction des quantités produites) par lesquels une entreprise dominante cherche à éliminer un concurrent doivent être considérés comme abusifs. Une entreprise dominante n'a, en effet, aucun intérêt à pratiquer de tels prix, si ce n'est celui d'éliminer ses concurrents pour pouvoir, ensuite, relever ses prix en tirant profit de sa situation monopolistique, puisque chaque

vente entraîne pour elle une perte, à savoir la totalité des coûts fixes (c'est-à-dire de ceux qui restent constants quelles que soient les quantités produites), et une partie, au moins, des coûts variables afférents à l'unité produite.

72. Par ailleurs, des prix inférieurs à la moyenne des coûts totaux, qui comprennent les coûts fixes et les coûts variables, mais supérieurs à la moyenne des coûts variables doivent être considérés comme abusifs lorsqu'ils sont fixés dans le cadre d'un plan ayant pour but d'éliminer un concurrent. Ces prix peuvent, en effet, écarter du marché des entreprises, qui sont peut-être aussi efficaces que l'entreprise dominante mais qui, en raison de leur capacité financière moindre, sont incapables de résister à la concurrence qui leur est faite. »

²⁹ Voir par exemple arrêt Magill du 6 avril 1995 - C 241/91 et C 242/91, RTE et ITP c/ Commission, § 53, rec.I p.743 pour le cas du refus de sociétés de télédiffusion d'accorder une licence sur les listes des programmes hebdomadaires à une société qui souhaitait éditer un guide de télévision.

³⁰ Le terme de « régulateur » doit être compris dans son sens général ; le régulateur pouvant être le gouvernement ou une autorité de régulation indépendante telle que la Commission de régulation de l'énergie.

³¹ En termes économiques, l'élasticité par rapport au prix de la demande des industriels est significative. Autrement dit ceux-ci sont sensibles à des signaux de prix différenciés.

³² La technologie de comptage existante ne permet pas aux petits consommateurs de connaître précisément leur consommation électrique et par conséquent de faire pleinement jouer la concurrence. Aujourd'hui, deux tiers des ménages français possèdent un compteur électrique mécanique, qui est paramétré pour distinguer au maximum deux périodes de consommation. Un tiers des ménages possèdent un compteur électronique qui, s'il est couplé à une sortie numérique ou " box ", permet de relever en temps réel la courbe de charge du consommateur (c'est ce que proposent aujourd'hui certains fournisseurs comme Poweo et EDF), et de proposer par conséquent des offres tarifaires plus diversifiées. L'apparition d'offres innovantes, qui seraient plus à même de répondre aux besoins spécifiques de chaque consommateur et permettraient de réels progrès en termes de maîtrise de la demande électrique, est donc aujourd'hui limitée à un tiers des consommateurs domestiques, sous la condition supplémentaire que ces derniers soient prêts à payer pour l'installation de la box.

La généralisation des compteurs communicants (qui permettent de suivre en temps réel la consommation) à l'ensemble des consommateurs domestiques, dont le projet pilote a été lancé par ERDF sous la forme d'un appel d'offres en janvier 2008, serait achevée en 2017. Un des objectifs principaux de la mise en place de ces compteurs, qui est repris dans l'article 4 de la loi du 10 février 2000, est de " permettre aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différenciés selon les périodes de l'année ou de la journée ".

³³ Le maintien de tarifs réglementés pour toutes les catégories de public n'a pas été retenu par la commission. Même si la France a longtemps argumenté que le fait que les tarifs réglementés de vente d'électricité couvraient les coûts suffisait à les rendre compatibles avec le cadre communautaire, la commission a dû prendre acte que le maintien de ces tarifs ne permettait ni le développement d'offres concurrentielles ni l'ouverture effective du marché. Pour permettre aux fournisseurs alternatifs de se développer, il aurait fallu mettre en place un encadrement tarifaire à l'amont. Une telle réglementation générale est apparue non proportionnée, et présentant des risques réglementaires élevés : manque de cohérence et absence d'innovation commerciale.

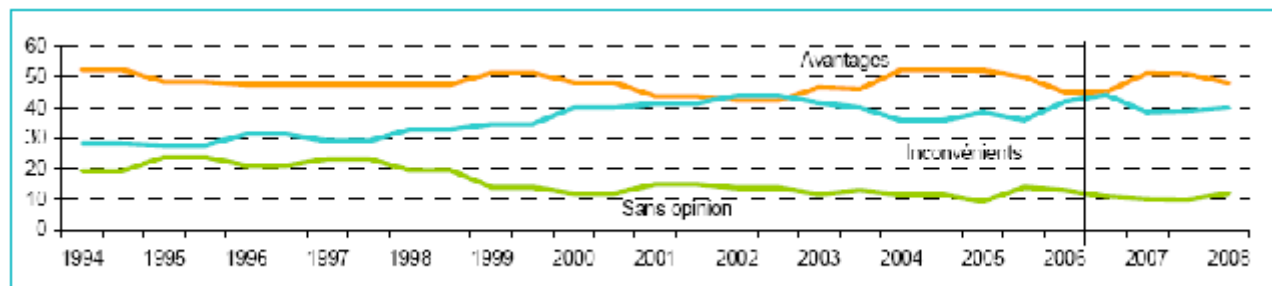
³⁴ Le principe de l'acheteur unique est de réglementer l'aval (la fourniture d'électricité) par les prix et de faire jouer la concurrence sur l'intégralité de l'amont. Cet acteur joue le rôle de point de passage unique entre les producteurs et les fournisseurs.

Cette organisation de marché conduit à séparer les activités de fourniture des activités de production et remet donc en cause le modèle d'opérateur intégré entre l'amont (production) et l'aval (commercialisation). Or, le maintien de ce modèle est souhaitable d'un point de vue industriel et collectif. L'électricité ne se stockant pas, la performance économique globale s'apprécie sur la capacité à optimiser le mix de production, le recours au marché et la consommation des clients. Ainsi, le modèle de fournisseurs « purs » ne possédant pas de moyens de production ne semble pas s'imposer. Contraints à un approvisionnement sur un marché de gros extrêmement volatil et ne pouvant asseoir les demandes de leur client sur des moyens de production, les fournisseurs « purs » sont fragiles.

Par ailleurs, l'intégration amont-aval de la production et de la fourniture d'électricité permet de mieux transférer les signaux de maîtrise de la puissance en pointe, et donc de la production de gaz à effet de serre, du producteur vers le consommateur. L'opérateur intégré, en tant que fournisseur, a intérêt à inciter ses clients à être exemplaires en terme de maîtrise de la pointe.

³⁵ Lorsque le Gouvernement britannique a privatisé le secteur de la production en découpant l'opérateur historique, il a laissé l'ensemble de la production nucléaire dans une entreprise publique privatisée un an après sa création en 1996.

³⁶ Le graphique ci-dessous montre que l'acceptabilité du nucléaire, même en France, n'est pas une donnée garantie. Elle doit donc être prise en compte dans toute régulation du marché.



Source : URDDOC, Baromètres de l'énergie 1994-2008

³⁷ Le taux de prélèvement prendrait alors la forme suivante :

$$\text{Taux (EUR/MW)} = \text{MAX}((\text{PRIX}_{\text{marché}} - \text{COUT}_{\text{nucléaire}}) * \text{Kp} * 8760 ; 0)$$

PRIX_{marché} = moyenne du prix spot de Powernext sur la période considérée

COUT_{nucléaire} = coût comptable de production du parc nucléaire

Kp = facteur de charge, égal au rapport entre la production effective du parc nucléaire et la production théorique maximale lorsque les centrales nucléaires fonctionnent 100% du temps.

La formule ci-dessus implique que la taxe ne rapporte rien lorsque les prix de marché sont inférieurs aux coûts du nucléaire.

Comme pour le calcul des obligations d'achat d'électricité renouvelable dont EDF doit s'acquitter, les évaluations ex ante du montant de la taxe pour pourraient se baser sur les prix forward du marché de gros pour la période considérée. A cause de la non-stockabilité de l'électricité, des différences plus ou moins importantes peuvent apparaître entre le prix forward et le prix effectivement observé sur le marché spot. Une régularisation ex post pourrait alors être mise en place pour corriger des éventuelles différences

³⁸ La CJCE estime en effet qu'une mesure générale applicable sans distinction à tous les opérateurs économiques ne constitue pas une aide d'Etat (par exemple : **CJCE, 19 septembre 2000, Allemagne / Commission, C-156/98, Rec._p._I-6857, cf. point 22** : un allégement fiscal dont bénéficient les assujettis, qui vendent certains biens économiques et peuvent déduire le bénéfice en résultant en cas d'acquisition d'autres biens économiques, n'est pas constitutif d'une aide d'Etat). Même solution pour une mesure étatique qui profite indistinctement à l'ensemble des entreprises situées sur le territoire national, qui n'est pas susceptible de constituer une aide d'Etat : des mesures nationales qui prévoient un remboursement partiel des taxes sur l'énergie frappant le gaz naturel et l'énergie électrique ne constituent pas des aides d'Etat lorsqu'elles s'appliquent à toutes les entreprises situées sur le territoire national, indépendamment de l'objet de leur activité. A contrario, constitue une aide d'Etat une mesure nationale qui ne prévoit un remboursement partiel des taxes sur l'énergie frappant le gaz naturel et l'énergie électrique qu'en faveur d'une catégorie d'entreprises (**CJCE, 8 novembre 2001, Adria-Wien Pipeline et Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke, C-143/99, Rec._p._I-8365, cf. points 34-36, disp. 1**).

³⁹ Cette redistribution se baserait donc sur les profils de consommation électrique des différents types de clientèle, connus pour les gros consommateurs et estimés pour les petits consommateurs. La redistribution dépendrait ainsi de l'électricité consommée mais également de la puissance appelée de chaque consommateur, et s'exprimerait en €/MWh. Ce mode de redistribution semble le plus juste étant donné l'utilisation du nucléaire comme moyen de base. Toutefois, une version simplifiée consisterait à redistribuer à chaque consommateur un montant identique, exprimé en €/MWh.

⁴⁰ La CSPE permet de financer la péréquation tarifaire, le soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération et le tarif de première nécessité permettant aux ménages à faible revenu d'avoir accès à une électricité moins chère. Elle est payée par les consommateurs sur la base de leur volume de consommation. La CSPE transite via le fournisseur d'électricité puis le gestionnaire de réseau lorsque le consommateur final éligible a conclu un contrat global avec un fournisseur, ou via le gestionnaire de réseau pour les clients ayant directement conclu un contrat d'accès au réseau.

⁴¹ Dans le cadre de la CSPE, on calcule les surcoûts supportés par EDF du fait des obligations d'achat, sur la base du différentiel entre prix de marché et coût de production de l'électricité renouvelable. La CSPE est alors prélevée auprès du consommateur pour être versée à EDF comme compensation de ses surcoûts. A l'inverse, dans le dispositif, on calculerait les bénéfices d'EDF sur la base du différentiel entre prix de marché et coût de production en base. La taxe serait alors prélevée à EDF pour être reversée au consommateur.

⁴² Le reversement d'une partie du produit de cette taxe au gestionnaire de réseau pourrait se justifier par le fait que le tarif d'utilisation des réseaux actuellement facturé au consommateur comprend une partie de service public liée à la péréquation tarifaire.

⁴³ Le tarif de transport minimum s'élève en effet en moyenne à 7€/MWh. De plus, le coût des objectifs de politique énergétique qui sont financés par la CSPE a été évalué à 1,6Md€ en 2008, soit un coût de 4,5 €/MWh.

Ainsi, pour certains consommateurs, la redistribution des montants prélevés (~17€/MWh si on suppose un différentiel de 20€/MWh entre coût de production en base et prix de marché) est supérieure aux charges supportées dans le cadre du financement du réseau de transport et du service public de l'électricité (7+4,5=11,5€/MWh).

A l'horizon 2015, l'augmentation des charges de service public et de réseau pourrait modifier ce constat. En effet, si le soutien aux énergies renouvelables n'a représenté en 2008 que 251M€, soit 15% du montant global de la CSPE, le développement conséquent des énergies renouvelables tel que prévu dans le Grenelle de l'Environnement pourrait sensiblement alourdir les charges financées par la CSPE.

⁴⁴ Un tarif de cession ne donne aucune incitation aux acteurs pour investir dans leur propre moyen de production car ces tarifs sont sûrs à la fois en termes de prix (celui-ci est régulé) et en termes de volumes (ceux-ci s'adaptent rigoureusement au portefeuille du fournisseur). Pour rendre les acteurs responsables, qu'ils développent des stratégies de couvertures, qu'ils acceptent de prendre des risques, il est donc nécessaire que les contrats de l'accès régulé possèdent une certaine rigidité, traduisant une implication « industrielle » des fournisseurs et une prise de risque.

⁴⁵ Les clauses correctrices ex-post pouvant porter soit sur des volumes (compte de régularisation des écarts entre la base régulée fournie et la base du portefeuille de clients) soit sur les prix (complément de prix sur le principe des enchères Direct Energie, ou Exeltium) ;

⁴⁶ Afin de permettre aux opérateurs alternatifs de concurrencer l'opérateur historique, la régulation doit porter sur deux produits, dont il est proposé à ce stade de définir une durée d'un an de septembre à septembre afin d'intégrer un cycle hivernal complet :

1. un « ruban » de production de base c'est-à-dire une puissance constante tout au long de l'année,
2. une puissance modulée au long de l'année fixée suivant le profil de production normal des moyens de production en base considérés.

⁴⁷ Des interactions peuvent exister entre l'accès à la base régulée et les droits acquis sur le parc historique dans un cadre non régulé. Ces droits doivent faire l'objet d'un examen particulier :

- Les droits déjà acquis par ENEL s'inscrivent dans le cadre du nouveau nucléaire pour lequel la commission ne souhaite pas mettre d'accès régulé qui bloquerait son développement ;
- Les droits acquis par certains acteurs depuis le début du programme nucléaire (c'est le cas d'Electrabel qui a des droits de tirage sur les centrales nucléaires de Chooz et du Tricastin) s'inscrivent en fait dans le cadre d'accords gouvernementaux qu'il n'apparaît pas opportun de remettre en cause. Même si la notion de « destination » a perdu de son sens, il est clair que les droits étaient destinés à la Belgique ;
- Les enchères Direct Energie et les SWAP du type de celui signé entre Powéo et EDF méritent une attention particulière dans la mesure où c'est une forme d'accès au parc de base mais dans des conditions économiques a priori moins favorables qu'un prix régulé ;
- Les ouvrages hydroélectriques au fil de l'eau (moyens historiques de base compétitifs) dont le concessionnaire a changé et qui ont été soumis à redevance.

⁴⁸ Aujourd'hui, les gestionnaires de réseau sont obligés d'acheter leurs pertes aux prix de marché. Ces achats se font auprès de divers fournisseurs. La hausse des prix de marché a entraîné par construction une hausse importante des tarifs d'acheminement (TURP). Avec les niveaux atteints, le coût des pertes est devenu la principale cause de hausse du TURP.

Le volume total des pertes représente, en 2008, 33,5TWh. La fourniture de ces pertes assure une bonne partie de la liquidité du marché.

En France, les pertes sont achetées par les gestionnaires de réseaux. Il existe en revanche d'autres modèles où ce sont les consommateurs finals qui achètent leurs propres pertes aux prix auxquels ils se fournissent. Dans la situation présente, cela permettrait de facturer les pertes au même titre que l'électricité consommée par le client final.

⁴⁹ Le coût courant économique couvre les coûts d'exploitation, de maintenance, de démantèlement et de déchets et d'investissements de prolongation, sans augmentation de la dette afférente au périmètre régulé.



Neelie Kroes

Membre de la Commission européenne

Andris Piebalgs

Membre de la Commission européenne

Bruxelles, **15 SEP. 2009**
CAB 25 D (2009) 707

Monsieur François Fillon
Premier Ministre
Hôtel de Matignon
57, rue de Varenne
75700 Paris

Monsieur le Premier Ministre,

Nous vous remercions de nous avoir fait part des intentions du gouvernement concernant le nouveau cadre de régulation qu'il envisage pour le marché de l'électricité. Le gouvernement souhaite le développement de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité au bénéfice des consommateurs; nous souscrivons sans réserve à cet objectif qui doit être encadré dans la nécessité de contribuer au développement d'un véritable marché européen de l'électricité. Davantage de concurrence favoriserait l'apparition d'offres innovantes, notamment en termes de mode de commercialisation ou de dispositifs de maîtrise de la demande.

Par ailleurs, plus de concurrence signifie plus d'incitation à l'efficacité pour les fournisseurs d'électricité, et une pression sur les prix. Enfin, nous sommes convaincus que l'essor de la concurrence sur le marché de détail sera de nature à attirer les investissements dans de nouvelles unités de production d'électricité compétitives, dont la France aura besoin dans les années à venir, renforçant ainsi la sécurité des approvisionnements énergétiques sur le long terme et au meilleur coût.

Comme vous le savez, la Commission européenne a ouvert en 2007 une procédure d'enquête approfondie fondée sur les règles relatives aux aides d'Etat au sujet des "tarifs réglementés de vente de l'électricité" et du TaRTAM applicables aux grandes et moyennes entreprises. Cette procédure ne concerne pas les tarifs applicables aux ménages. De façon plus générale, les tarifs réglementés dont bénéficient les entités qui ne sont pas des entreprises n'entrent pas dans le champ de la procédure. Celle-ci ne concerne pas non plus les tarifs offerts aux petits sites de consommation et aux petites entreprises en général. Cette procédure a été étendue au mois de mars dernier de façon à porter également sur les mesures d'extension du TaRTAM adoptées par la France en août dernier. La Commission a fait part en ces deux occasions de ses inquiétudes concernant ces tarifs réglementés déconnectés des prix de marché, qui procurent à certaines entreprises – et tout particulièrement aux grandes entreprises industrielles consommant des volumes très importants – une aide d'Etat qui lui semblait incompatible avec le marché commun européen.

./...

Les explications fournies par le gouvernement français ont mis en lumière la structure particulière du marché de l'électricité en France. Ce marché est caractérisé par l'existence d'un grand parc électro-nucléaire actuellement très compétitif, qui ne paraît pas être remplaçable de manière économiquement rationnelle dans un avenir proche, et dont la gestion a été dans le passé confiée à un seul opérateur. Il apparaît qu'en l'état actuel des coûts de production, non seulement l'existence du système des tarifs réglementés, mais aussi l'insuffisance de l'accès des concurrents d'EDF à des sources d'électricité aussi compétitives que le parc électro-nucléaire historique, et l'existence de contrats de long terme entre EDF et un certain nombre de clients constituent des obstacles au développement de la concurrence sur le marché de détail. Même si les tarifs réglementés étaient supprimés, les consommateurs français ne pourraient sans doute, en l'absence de dispositions spécifiques, bénéficier que dans une mesure limitée des bienfaits de la concurrence.

Cependant, la réglementation des prix de détail, telle qu'elle a été appliquée depuis l'ouverture du marché de l'électricité pour les entreprises et telle qu'il est prévu de l'appliquer dans les années qui viennent, ne saurait être acceptable qu'à titre de mesure transitoire, clairement limitée dans le temps, destinée à accompagner le passage d'un marché de l'électricité fermé à un marché concurrentiel, et pour autant que des mesures efficaces soient prises pour favoriser l'apparition d'un niveau de concurrence suffisant sur ce marché.

En effet, les entreprises grandes et moyennes ne sauraient bénéficier de manière illimitée de prix réglementés inférieurs aux prix de marché qui seraient susceptibles de constituer une aide d'Etat alors même qu'elles ont la possibilité de choisir leurs fournisseurs d'électricité et de faire jouer la concurrence en leur faveur. Par ailleurs, ces entreprises ont aussi la faculté de stimuler la concurrence sur le marché au bénéfice de l'ensemble des consommateurs, y compris les ménages et les petites entreprises. C'est la raison pour laquelle le non-renouvellement du TaRTAM au-delà de 2010 et la perspective d'une loi devant prochainement confirmer l'extinction progressive des "tarifs réglementés de vente de l'électricité" pour les grandes et moyennes entreprises (les actuels tarifs "verts" et "jaunes") d'ici 2015 sont extrêmement importants.

Il est fondamental que ces mesures soient appliquées à la lettre, sans quoi la France court le risque que la concurrence se développe insuffisamment sur le marché de détail de l'électricité, portant préjudice au développement d'offres innovantes et compétitives en faveur de tous les consommateurs, mais aussi, nous en sommes convaincus, à la réalisation des investissements nécessaires dans la production d'électricité. Par ailleurs, d'un point de vue européen, la non-application de ces mesures apparaîtrait comme un avantage indu en faveur de certaines entreprises implantées en France (notamment les grandes entreprises industrielles consommant des volumes importants) alors même que la plupart des entreprises européennes ne bénéficient pas de la protection de prix réglementés, mais doivent faire face à des conditions de marché. S'agissant des grandes et moyennes entreprises, la réglementation des prix de détail et l'ouverture des marchés ne peuvent coexister sur le long terme. C'est d'ailleurs ce que démontre clairement l'expérience du TaRTAM. De tels systèmes de réglementation des prix de détail applicables à de grandes entreprises consommatrices tendent à décourager les fournisseurs d'électricité d'entrer

sur le marché ou d'y accroître leurs activités, et par là-même, réduisent les possibilités de choix des consommateurs et les incitations à l'investissement et au développement d'offres innovantes.

Par ailleurs, nous considérons que le dispositif d'accès régulé à la base que vous vous proposez de mettre en place, suivant en cela les recommandations de la commission présidée par Monsieur Paul Champsaur, est, si l'on considère ses grands principes, de nature à fournir un levier de grande ampleur en faveur de la concurrence, propre à assurer un reflet des coûts du parc électro-nucléaire historique dans les prix de détail. Tous les principes et engagements mentionnés dans votre courrier, y compris la non-existence de restrictions à l'exportation de l'électricité concernée par le dispositif qui seraient incompatibles avec la libre circulation de marchandises sont cruciaux dans la mesure où ils peuvent garantir que ce mécanisme aura une amplitude suffisante pour permettre le développement d'une concurrence effective sur le marché avec la présence de plusieurs fournisseurs européens d'énergie qui achèteraient de l'électricité pour la fourniture et non pas pour l'auto-consommation, que ces différents fournisseurs d'électricité seront traités équitablement, que l'opérateur historique ne pourra pas exploiter le dispositif au profit de ses autres activités commerciales, et qu'aucun segment de clientèle ne sera privilégié a priori. Nous attachons une importance particulière à ce que les clauses de rendez-vous que vous proposez soient l'occasion de mener périodiquement une évaluation du dispositif d'accès régulé à la base et une analyse concurrentielle des marchés de nature à éclairer les décisions sur le niveau du plafond d'au moins 100 TWh pour satisfaire la demande des fournisseurs et, en général, l'adaptation et la durée du dispositif sans en remettre en cause les principes.

Au sujet de ce dernier point, nous sommes sensibles à l'objectif qui consiste à faire bénéficier de ce dispositif l'ensemble des utilisateurs d'électricité, en particulier les petits consommateurs, et notamment les ménages. Il convient en effet de veiller à ce que ni dans ses principes fondamentaux, ni dans ses modalités techniques, le dispositif ne tende à privilégier certains types de profil de consommation, par exemple ceux des grands sites industriels au détriment des entreprises ou des ménages qui consomment des volumes plus limités.

Nous sommes également sensibles au rôle important qui serait dévolu à une instance de régulation indépendante pour la gestion du dispositif.

Si les principes généraux de l'accès régulé à la base, détaillés dans votre courrier, nous apparaissent correspondre au droit communautaire, nous tenons par ailleurs à attirer votre attention sur l'importance des modalités techniques qui seront déclinées à partir de ces principes généraux. Il est en effet nécessaire d'éviter que ces modalités techniques, que vous proposez de définir ultérieurement avec les parties prenantes, s'écartent des principes généraux définis dans le courrier et contreviennent, de ce fait, par certains de leurs aspects, au droit communautaire et en particulier aux règles relatives à la concurrence et au fonctionnement du marché intérieur. Nous pourrions notamment citer à cet égard le respect des dispositions de l'article 29 du Traité CE.

Pour toutes ces raisons, nous sommes satisfaits que le gouvernement prenne l'engagement de définir les modalités techniques qui seront envisagées pour ce dispositif en concertation avec nos services. Ces modalités techniques seront en effet décisives à bien des égards.

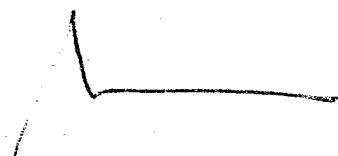
Nous sommes par ailleurs sensibles à l'importance que le gouvernement français attache aux investissements futurs et à l'existence de conditions équitables et transparentes pour tous les opérateurs qui souhaitent investir dans leurs propres moyens de production de base y compris nucléaires, et en ont la capacité technique et économique.

A ce stade de la procédure "aides d'Etat" nous considérons que compte tenu de l'ensemble des principes et engagements que vous avez indiqués dans votre courrier, et une fois que sera adoptée une loi reprenant intégralement les principes que vous avez énoncés concernant le TaRTAM, les tarifs réglementés de vente de l'électricité et le dispositif d'accès régulé à la base, les conditions seraient réunies en principe pour proposer à la Commission une décision conditionnelle déclarant les tarifs visés par cette procédure compatibles avec les règles aides d'état du Traité CE pour une période de temps limitée à 2010 pour le TaRTAM et à 2015 pour les autres tarifs aux grandes et moyennes entreprises, étant entendu que la réversibilité ne s'appliquera, jusqu'en 2015 qu'aux entreprises n'ayant pas à ce jour fait jouer leur éligibilité.

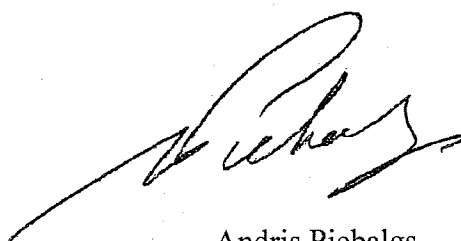
Egalement, nous prenons note de votre résolution que l'examen de la loi mentionnée ci-dessus soit engagé par le Parlement le plus tôt possible à l'automne 2009 en vue d'une adoption avant la fin de l'année 2009. Une fois la loi adoptée, la Commission sera en mesure de considérer la clôture de la procédure d'infraction en cours sur base de la directive 2003/54.

Toutefois, dans la mesure où d'importantes questions doivent être réglées lors de la phase de conception technique, nous devons préciser que, nonobstant les vues préliminaires exprimées dans la présente lettre, la Commission ne peut que se réserver le droit d'examiner la situation en détail dans le futur s'il apparaissait que les principes et engagements que vous avez énoncés ne se traduisaient pas intégralement dans les faits ou bien si des problèmes de conformité au droit communautaire apparaissaient dans la déclinaison des modalités. Elle devrait à notre sens l'indiquer clairement dans la décision à venir.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Premier Ministre, l'expression de notre haute considération.



Neelie Kroes



Andris Piebalgs

Paris, le 15 septembre 2009

4302

Monsieur le Commissaire,

Le Gouvernement français a demandé à une commission, présidée par Paul Champsaur, de formuler des propositions d'organisation du marché de l'électricité conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements. Fin avril, cette commission, qui a auditionné vos services, a remis son rapport, que nous vous avons adressé.

Cette commission a considéré que la situation actuelle n'était ni économiquement satisfaisante à court terme ni soutenable à long terme. Elle a noté que la collectivité avait intérêt à ce qu'apparaisse le plus vite possible un espace économique suffisant pour permettre à EDF et à ses concurrents de développer l'innovation. Elle s'est de plus penchée sur les spécificités de la production d'électricité en France. Elle a notamment examiné les conséquences actuelles d'une politique entamée dans les années 1970, qui a consisté à développer un grand parc électronucléaire actuellement très compétitif, dont la gestion a été confiée, pour des raisons stratégiques et d'efficacité, à un seul opérateur dans un contexte de disparité des mix énergétiques européens. Elle a estimé que l'accès à cette production électrique de base, aux conditions économiques du parc nucléaire historique, était déterminant pour que les fournisseurs alternatifs puissent proposer aux clients finals des offres compétitives. C'est à partir de ces constats et de la préconisation qui en découle que le Gouvernement souhaite mettre en place une nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Plus précisément, il s'agit de donner aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès à la production électrique de base d'EDF (ci-après "accès régulé à la base"), aux conditions économiques du parc nucléaire historique, en fonction de leur portefeuille prévisionnel de clients en France, dans des conditions équivalentes à celles dont dispose EDF.

Monsieur Andris PIEBALGS
Commissaire Européen à l'Energie
Commission Européenne
Rue de la Loi 200
B 1049 BRUXELLES

Le régulateur – la Commission de régulation de l'énergie, qui devrait voir ses compétences renforcées en conséquence – serait chargé, périodiquement, de calculer le volume des droits d'accès à la base régulée à partir des prévisions de portefeuille des fournisseurs de façon claire, transparente et non discriminatoire, sans pour autant avoir à juger de la crédibilité de ces prévisions. Le dispositif sera en particulier ouvert à tout opérateur, en particulier européen, qui souhaite débiter une activité de fourniture de détail en France, sans a priori sur ses performances futures. Un tel mécanisme faciliterait la dynamique commerciale des fournisseurs, dans la mesure où la mise à disposition d'électricité de base pourrait anticiper sur le développement de leur portefeuille de clients.

Le régulateur aurait en outre pour mission de vérifier a posteriori la concordance entre les droits alloués et la réalité du portefeuille de clients finals en France. Si le régulateur venait à constater que les droits alloués pour une période donnée ont excédé le besoin de base du portefeuille de clients effectif du fournisseur au cours de cette même période, un complément de prix, correspondant à la différence entre le prix de gros régulé et le prix en vigueur sur le marché de gros en France, serait appliqué, tenant compte du coût de financement correspondant au règlement différé de cet écart de prix. La référence utilisée pourrait être, par exemple, les prix observés sur la bourse EPEX pour des produits correspondant à des livraisons d'électricité en France. Le complément de prix porterait bien entendu uniquement sur les volumes en excès des besoins de base du portefeuille de clients finals effectif. Le dispositif ne limiterait en aucune manière le potentiel d'exportation d'électricité, puisque les fournisseurs qui auront acquis des volumes d'électricité de base à prix régulé resteront libres de les revendre à des clients finals en France ou sur d'autres marchés.

Il me paraît essentiel de souligner le caractère incitatif et protecteur du système envisagé pour les nouveaux entrants, qui leur permet d'acquérir de façon anticipée l'électricité de base dont ils estiment avoir besoin. Ce système peut notamment permettre à des acteurs européens actuellement absents du marché français d'y démarrer une activité.

Pour éviter qu'un fournisseur n'utilise le système sans volonté réelle de développer un portefeuille de clients finals (et donc d'assumer les risques inhérents à une expansion commerciale), il semblerait utile de prévoir que le régulateur puisse dissuader, le cas échéant par des moyens financiers ou un ajustement des droits, des comportements tels que celui d'un fournisseur qui demanderait de façon récurrente des quantités d'électricité largement supérieures à celles nécessaires à l'approvisionnement de sa base de clientèle, et sans rapport manifeste avec la réalité du développement de son activité.

S'agissant d'une régulation asymétrique d'un acteur dominant, le dispositif d'accès à la base régulée aurait vocation à être proportionné à l'objectif de développement de la concurrence, c'est-à-dire à traiter uniquement l'avantage incomparable dont bénéficie l'opérateur dominant. Dans cette perspective, le dispositif doit être globalement plafonné. Le plafond ne devrait en principe pas limiter la concurrence qui sera de toute façon contrainte par le rythme habituel de développement de la concurrence sur des marchés récemment libéralisés. Si toutefois ce plafond devait être atteint ponctuellement, il serait distribué au pro rata des besoins exprimés par les fournisseurs, sans priorité à l'ancienneté.

Le niveau de ce plafond ne peut cependant être défini précisément à ce stade car il dépendra aussi du traitement des dispositifs déjà existants d'accès à la base : "Virtual Power Plant" (VPP), contrats historiques sur le parc nucléaire... Toutefois, le Gouvernement

souhaite d'ores et déjà s'engager sur un plafond d'au moins 100 TWh par an. Le plafond du dispositif ne pourrait descendre sous ce niveau que si et dans la mesure où la capacité totale du parc nucléaire historique était réduite en raison de la mise à l'arrêt définitif de certaines unités de production. Ce volume minimal permettrait d'alimenter des clients ayant une consommation régulière à hauteur de 120 TWh environ.

Il reste encore à préciser si les gestionnaires de réseaux pourraient bénéficier de ce dispositif, par le biais de leurs fournisseurs, pour l'achat de leurs pertes. Les conséquences d'une telle décision sur la liquidité du marché de gros doivent être évaluées. Si une telle décision était prise, le volume d'électricité en base de la demande des opérateurs de réseaux serait ajouté au plafond (ce qui est évalué à ce stade à une trentaine de TWh supplémentaires).

Enfin, ce dispositif serait assorti du maintien par EDF, en complément, d'un dispositif de type VPP conforme à l'engagement pris dans le cas EnBW/EDF.

Une clause de rendez-vous, détaillée ci-dessous, garantirait en tout état de cause l'adaptation à la hausse du niveau du plafond si celui-ci était atteint de manière répétée ou bien si la concurrence se développait de manière déséquilibrée entre les segments et conduisait à un niveau insuffisant de contestabilité notamment sur le marché de masse. L'analyse concurrentielle devra être complète. En effet, dans l'hypothèse, qu'il juge très improbable, où le plafond devrait être atteint, le Gouvernement estime que ce plafond devrait être relevé afin d'éviter que, dans une telle configuration, le dispositif fonctionne en mode dégradé et agisse comme un frein au développement de la concurrence et de l'innovation.

Le prix régulé d'accès à ces volumes de base traduirait les conditions économiques du parc nucléaire historique. Il serait défini par le régulateur de sorte à couvrir sur la période l'ensemble des coûts du parc nucléaire historique (notamment dépenses d'exploitation, charges de long terme, investissements de maintenance et éventuellement de prolongation de la durée de vie des centrales existant à ce jour), selon une méthode de coût courant économique. Cette méthode sera définie de la façon la plus précise possible lors de la phase de conception technique du dispositif et devra rester la plus stable possible tout au long de la période de fonctionnement de celui-ci. Une comptabilité spécifique sera mise en place afin que puisse être vérifiée régulièrement l'adéquation du prix régulé d'accès aux volumes de base et les coûts courants économiques du parc nucléaire historique. Le prix sera ajusté au fur et à mesure par le régulateur pour tenir compte des éventuels écarts constatés entre les coûts et les prix, l'objectif étant bien de faire coïncider les recettes reçues par EDF au titre de la facturation des quantités d'énergie cédées dans le cadre de l'accès régulé à la base avec les coûts effectivement supportés par l'opérateur pour la production par son parc nucléaire historique des mêmes quantités d'énergie. Avec un tel dispositif, un fournisseur alternatif disposerait d'un accès à la base dans des conditions équivalentes à celles de l'opérateur historique.

Les demandes des opérateurs alternatifs seront entièrement gérées par le régulateur. L'opérateur historique ne recevra que des commandes globales et ne connaîtra pas les demandes individuelles de ses concurrents.

Les concurrents de l'opérateur dominant disposeraient alors des moyens pour faire des offres compétitives par rapport à celles de l'opérateur dominant. Cela permettrait ainsi le développement d'une concurrence effective sur l'ensemble du marché de détail.

Les modalités techniques du dispositif seraient telles que celui-ci n'induirait pas de discrimination entre les différents segments de clientèle qui composent le marché de détail français. En particulier, la nature et la proportion relative des différents produits régulés vendus au travers du dispositif ainsi que la méthodologie permettant de déterminer la base électrique du portefeuille de clientèle d'un opérateur – en fonction de laquelle pourra être appliqué un complément de prix a posteriori – seraient telles qu'aucun type de profil de consommation particulier ne sera privilégié a priori. En effet, quelle que soit la composition de son portefeuille de clientèle, un fournisseur devrait avoir accès au travers du dispositif à une portion du profil de production du parc nucléaire historique équivalente à celle qu'utiliserait EDF pour servir ce même portefeuille.

Actuellement, il serait prématuré de figer de façon arbitraire ces modalités de mise en œuvre. Pour être optimisées, celles-ci nécessitent en effet une concertation approfondie avec les fournisseurs et les consommateurs. Néanmoins, conscient de leur importance et de leur impact possible sur la concurrence, le Gouvernement veillera à ce que la phase de conception technique du dispositif s'effectue en concertation avec les acteurs du marché et vos services.

La mise en place du mécanisme d'accès régulé à la production électrique de base permettrait de réformer profondément le système des tarifs réglementés en vigueur.

Pour les petits consommateurs, notamment au titre des SIEG, la France maintiendrait des tarifs réglementés, afin de protéger ces consommateurs qui ne disposent pas, à ce stade, d'une faculté exhaustive à tirer parti de la concurrence. La réversibilité totale entre les offres libres et les offres réglementées contribuerait à rendre plus dynamique la concurrence. Les tarifs réglementés seraient progressivement établis par addition du coût d'approvisionnement en base régulée tel que déterminé par le régulateur, du coût d'approvisionnement pour le reste de la consommation, évalué par référence aux prix de marchés, des coûts d'acheminement et des coûts commerciaux. L'objectif serait de parvenir à ce mode de calcul, propre à permettre aux concurrents d'EDF de proposer des offres en ligne avec les tarifs réglementés, d'ici 2015. Ces tarifs seraient calculés par le régulateur qui sera ainsi chargé d'assurer la cohérence entre le tarif d'accès régulé à la base et le tarif réglementé, de manière à garantir la pérennité de la contestabilité du marché.

Pour les grandes ou moyennes entreprises, le Gouvernement estime que le contexte particulier du marché français justifie une phase transitoire avant la disparition des tarifs réglementés.

La première étape de cette transition correspondrait à la suppression du TaRTAM dès l'année prochaine. La législation actuellement en vigueur prévoit qu'il doive s'éteindre au 1er juillet 2010. Cette date serait confirmée dans le texte législatif qui serait présenté au Parlement afin de mettre en place la nouvelle organisation du marché électrique. A cette échéance donc, la faculté pour les clients actuellement au marché libre ou au TaRTAM de disposer d'offres régulées serait éteinte.

La transition s'échelonnerait ensuite jusqu'en 2015. Au cours de cette transition, les tarifs réglementés pour les grandes et moyennes entreprises auraient vocation à être progressivement mis en cohérence avec le prix régulé d'accès à la base déterminé selon la méthode des coûts courants économiques. De plus, afin de faciliter le développement de la concurrence, une réversibilité totale entre les offres libres et réglementées serait offerte aux consommateurs n'ayant pas aujourd'hui fait jouer leur éligibilité.

Au-delà de 2015, la phase transitoire serait achevée, et les tarifs réglementés seraient supprimés. Autrement dit, il n'y aurait plus de disposition législative ou réglementaire contraignant un fournisseur d'électricité à livrer de l'électricité à une grande ou moyenne entreprise à un prix déterminé ou plafonné par la puissance publique.

Cette transition qui s'ouvrirait en 2010 pour s'achever en 2015 correspondrait à une phase de "phasing out" des tarifs réglementés et de convergence des niveaux de prix. Elle serait naturellement mise à profit par tous les acteurs pour adapter leurs outils techniques. Un tel délai est indispensable compte tenu des changements structurels qui ont vocation à intervenir dans l'organisation du marché et de la nécessité de maintenir un rythme d'évolution des prix soutenable par les consommateurs.

Les différentes étapes de mise en place d'un accès régulé à la base, de mise en cohérence progressive des tarifs réglementés avec le prix régulé d'accès à la base, puis de suppression des tarifs réglementés pour les entreprises grandes et moyennes seraient spécifiées dans la loi et les textes réglementaires qui introduiront prochainement la nouvelle organisation du marché de l'électricité, étant entendu en particulier que l'échéance de 2015 pour la suppression des tarifs réglementés pour les entreprises grandes et moyennes devra être spécifiée dans cette même loi.

Le fondement de la mise en œuvre d'une telle organisation de marché est le caractère déterminant de la compétitivité du parc nucléaire historique. Le dispositif devra donc être maintenu tant que le parc nucléaire historique détenu par EDF sera déterminant et discriminant, en volume et en prix, dans la production électrique de base. En revanche, le dispositif n'a pas vocation à s'éteindre prématurément s'il est déterminant pour la concurrence. A chaque rendez-vous prévu par la loi, une analyse concurrentielle rigoureuse des marchés pertinents permettant de mettre en évidence la nécessité de poursuivre ou non le dispositif d'accès régulé à la base et, le cas échéant, d'adapter le plafond, serait menée. En l'absence d'informations, à ce stade, sur la durée de vie réelle du parc nucléaire historique, qui dépendra essentiellement des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire, il est impossible de fixer dès à présent le terme de l'organisation du marché que le Gouvernement pourrait mettre en place. De façon générale et pour assurer, dans l'intérêt des acteurs, la meilleure prévisibilité au système, il semble essentiel de prévoir des clauses de rendez-vous dès la mise en place du dispositif.

La loi pourrait prévoir un premier point de rendez-vous en 2015, puis un nouveau tous les 5 ans, assortis d'échéances intermédiaires éventuelles en tant que de besoin. A chacun de ces rendez-vous, le Gouvernement remettrait un rapport au Parlement présentant l'état du dispositif et une analyse concurrentielle rigoureuse des marchés pertinents permettant notamment de définir :

- la durée pendant laquelle le dispositif sera amené à fonctionner ;*
- l'ajustement éventuel du plafond de base nucléaire historique régulée, pour garantir que celui-ci soit toujours suffisant au regard du développement de la concurrence, et dans le respect de la condition indiquée précédemment concernant le niveau minimum de 100 TWh par an.*

Les autres paramètres du système pourraient également être ajustés à chacun de ces rendez-vous, dans le respect des principes indiqués ci-dessus. Le Gouvernement s'efforcera de donner à ces occasions une visibilité de 10 ans sur le fonctionnement du dispositif, étant

entendu que la loi devrait initialement prévoir que le dispositif soit en place pour une durée minimale de 15 ans.

De la capacité des différents opérateurs à investir dans leurs propres moyens de production de base au cours de la période de fonctionnement du dispositif, dépendront de manière sensible le niveau de concurrence et de prix sur le marché français une fois que ce dispositif aura expiré. Le Gouvernement souhaite qu'au cours de la période de fonctionnement du dispositif, les opérateurs qui en ont la capacité technique et économique puissent investir dans des moyens de production de base y compris nucléaire, et puissent disposer dans ce cadre de conditions équitables et transparentes.

La stimulation de la concurrence sur le marché de détail par le dispositif en question devrait contribuer à attirer les investissements dans la production de base dans les années et décennies qui viennent, et renforcer ainsi la sécurité des approvisionnements de la France sur le long terme ainsi que l'existence pérenne d'un parc de production de base compétitif.

Le Gouvernement considère que lors de la phase de fonctionnement du dispositif, les opérateurs alternatifs devraient pouvoir satisfaire une partie de leur besoin en base électrique en concluant avec l'opérateur historique des contrats de gré à gré, éventuellement de long terme, intégrant une part de risque industriel. La part des volumes couverts par de tels contrats qui permettra d'alimenter, en base, des consommateurs finals (calculée selon les mêmes modalités que celles en vigueur pour le dispositif d'accès régulé à la base) serait alors déduite des droits d'accès au dispositif de l'opérateur en question. Seuls les droits d'accès effectivement octroyés (hors contrats de gré à gré) seraient pris en compte pour le respect du plafond global.

Convaincu qu'une telle réforme garantirait le développement d'une concurrence pleine et entière entre de multiples acteurs, au bénéfice des consommateurs, le Gouvernement envisage que des dispositions législatives reprenant l'ensemble des principes et engagements présentés ci-dessus soient présentées au Parlement avant la fin de l'année 2009.

Je vous remercie de bien vouloir me confirmer que l'engagement du Gouvernement à mettre en œuvre les principes exposés est de nature à mettre fin aux contentieux en cours au titre des aides d'Etat sur le TaRTAM et les tarifs réglementés, et de défaut de transposition de la directive 2003/54/CE sur la libéralisation des marchés de l'électricité.

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



François FILLON

Copie : Mme Neelie Kroes

Paris, le 15 septembre 2009

4301

Madame la Commissaire,

Le Gouvernement français a demandé à une commission, présidée par Paul Champsaur, de formuler des propositions d'organisation du marché de l'électricité conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements. Fin avril, cette commission, qui a auditionné vos services, a remis son rapport, que nous vous avons adressé.

Cette commission a considéré que la situation actuelle n'était ni économiquement satisfaisante à court terme ni soutenable à long terme. Elle a noté que la collectivité avait intérêt à ce qu'apparaisse le plus vite possible un espace économique suffisant pour permettre à EDF et à ses concurrents de développer l'innovation. Elle s'est de plus penchée sur les spécificités de la production d'électricité en France. Elle a notamment examiné les conséquences actuelles d'une politique entamée dans les années 1970, qui a consisté à développer un grand parc électronucléaire actuellement très compétitif, dont la gestion a été confiée, pour des raisons stratégiques et d'efficacité, à un seul opérateur dans un contexte de disparité des mix énergétiques européens. Elle a estimé que l'accès à cette production électrique de base, aux conditions économiques du parc nucléaire historique, était déterminant pour que les fournisseurs alternatifs puissent proposer aux clients finals des offres compétitives. C'est à partir de ces constats et de la préconisation qui en découle que le Gouvernement souhaite mettre en place une nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Plus précisément, il s'agit de donner aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès à la production électrique de base d'EDF (ci-après "accès régulé à la base"), aux conditions économiques du parc nucléaire historique, en fonction de leur portefeuille prévisionnel de clients en France, dans des conditions équivalentes à celles dont dispose EDF.

*Madame Neelie KROES
Commissaire Européen à la Concurrence
Commission Européenne
Rue de la Loi 200
B 1049 BRUXELLES*

Le régulateur – la Commission de régulation de l'énergie, qui devrait voir ses compétences renforcées en conséquence – serait chargé, périodiquement, de calculer le volume des droits d'accès à la base régulée à partir des prévisions de portefeuille des fournisseurs de façon claire, transparente et non discriminatoire, sans pour autant avoir à juger de la crédibilité de ces prévisions. Le dispositif sera en particulier ouvert à tout opérateur, en particulier européen, qui souhaite débiter une activité de fourniture de détail en France, sans a priori sur ses performances futures. Un tel mécanisme faciliterait la dynamique commerciale des fournisseurs, dans la mesure où la mise à disposition d'électricité de base pourrait anticiper sur le développement de leur portefeuille de clients.

Le régulateur aurait en outre pour mission de vérifier a posteriori la concordance entre les droits alloués et la réalité du portefeuille de clients finals en France. Si le régulateur venait à constater que les droits alloués pour une période donnée ont excédé le besoin de base du portefeuille de clients effectif du fournisseur au cours de cette même période, un complément de prix, correspondant à la différence entre le prix de gros régulé et le prix en vigueur sur le marché de gros en France, serait appliqué, tenant compte du coût de financement correspondant au règlement différé de cet écart de prix. La référence utilisée pourrait être, par exemple, les prix observés sur la bourse EPEX pour des produits correspondant à des livraisons d'électricité en France. Le complément de prix porterait bien entendu uniquement sur les volumes en excès des besoins de base du portefeuille de clients finals effectif. Le dispositif ne limiterait en aucune manière le potentiel d'exportation d'électricité, puisque les fournisseurs qui auront acquis des volumes d'électricité de base à prix régulé resteront libres de les revendre à des clients finals en France ou sur d'autres marchés.

Il me paraît essentiel de souligner le caractère incitatif et protecteur du système envisagé pour les nouveaux entrants, qui leur permet d'acquérir de façon anticipée l'électricité de base dont ils estiment avoir besoin. Ce système peut notamment permettre à des acteurs européens actuellement absents du marché français d'y démarrer une activité.

Pour éviter qu'un fournisseur n'utilise le système sans volonté réelle de développer un portefeuille de clients finals (et donc d'assumer les risques inhérents à une expansion commerciale), il semblerait utile de prévoir que le régulateur puisse dissuader, le cas échéant par des moyens financiers ou un ajustement des droits, des comportements tels que celui d'un fournisseur qui demanderait de façon récurrente des quantités d'électricité largement supérieures à celles nécessaires à l'approvisionnement de sa base de clientèle, et sans rapport manifeste avec la réalité du développement de son activité.

S'agissant d'une régulation asymétrique d'un acteur dominant, le dispositif d'accès à la base régulée aurait vocation à être proportionné à l'objectif de développement de la concurrence, c'est-à-dire à traiter uniquement l'avantage incomparable dont bénéficie l'opérateur dominant. Dans cette perspective, le dispositif doit être globalement plafonné. Le plafond ne devrait en principe pas limiter la concurrence qui sera de toute façon contrainte par le rythme habituel de développement de la concurrence sur des marchés récemment libéralisés. Si toutefois ce plafond devait être atteint ponctuellement, il serait distribué au pro rata des besoins exprimés par les fournisseurs, sans priorité à l'ancienneté.

Le niveau de ce plafond ne peut cependant être défini précisément à ce stade car il dépendra aussi du traitement des dispositifs déjà existants d'accès à la base : "Virtual Power Plant" (VPP), contrats historiques sur le parc nucléaire... Toutefois, le Gouvernement

souhaite d'ores et déjà s'engager sur un plafond d'au moins 100 TWh par an. Le plafond du dispositif ne pourrait descendre sous ce niveau que si et dans la mesure où la capacité totale du parc nucléaire historique était réduite en raison de la mise à l'arrêt définitif de certaines unités de production. Ce volume minimal permettrait d'alimenter des clients ayant une consommation régulière à hauteur de 120 TWh environ.

Il reste encore à préciser si les gestionnaires de réseaux pourraient bénéficier de ce dispositif, par le biais de leurs fournisseurs, pour l'achat de leurs pertes. Les conséquences d'une telle décision sur la liquidité du marché de gros doivent être évaluées. Si une telle décision était prise, le volume d'électricité en base de la demande des opérateurs de réseaux serait ajouté au plafond (ce qui est évalué à ce stade à une trentaine de TWh supplémentaires).

Enfin, ce dispositif serait assorti du maintien par EDF, en complément, d'un dispositif de type VPP conforme à l'engagement pris dans le cas EnBW/EDF.

Une clause de rendez-vous, détaillée ci-dessous, garantira en tout état de cause l'adaptation à la hausse du niveau du plafond si celui-ci était atteint de manière répétée ou bien si la concurrence se développait de manière déséquilibrée entre les segments et conduisait à un niveau insuffisant de contestabilité notamment sur le marché de masse. L'analyse concurrentielle devra être complète. En effet, dans l'hypothèse, qu'il juge très improbable, où le plafond devrait être atteint, le Gouvernement estime que ce plafond devrait être relevé afin d'éviter que, dans une telle configuration, le dispositif fonctionne en mode dégradé et agisse comme un frein au développement de la concurrence et de l'innovation.

Le prix régulé d'accès à ces volumes de base traduirait les conditions économiques du parc nucléaire historique. Il serait défini par le régulateur de sorte à couvrir sur la période l'ensemble des coûts du parc nucléaire historique (notamment dépenses d'exploitation, charges de long terme, investissements de maintenance et éventuellement de prolongation de la durée de vie des centrales existant à ce jour), selon une méthode de coût courant économique. Cette méthode sera définie de la façon la plus précise possible lors de la phase de conception technique du dispositif et devra rester la plus stable possible tout au long de la période de fonctionnement de celui-ci. Une comptabilité spécifique sera mise en place afin que puisse être vérifiée régulièrement l'adéquation du prix régulé d'accès aux volumes de base et les coûts courants économiques du parc nucléaire historique. Le prix sera ajusté au fur et à mesure par le régulateur pour tenir compte des éventuels écarts constatés entre les coûts et les prix, l'objectif étant bien de faire coïncider les recettes reçues par EDF au titre de la facturation des quantités d'énergie cédées dans le cadre de l'accès régulé à la base avec les coûts effectivement supportés par l'opérateur pour la production par son parc nucléaire historique des mêmes quantités d'énergie. Avec un tel dispositif, un fournisseur alternatif disposerait d'un accès à la base dans des conditions équivalentes à celles de l'opérateur historique.

Les demandes des opérateurs alternatifs seront entièrement gérées par le régulateur. L'opérateur historique ne recevra que des commandes globales et ne connaîtra pas les demandes individuelles de ses concurrents.

Les concurrents de l'opérateur dominant disposeraient alors des moyens pour faire des offres compétitives par rapport à celles de l'opérateur dominant. Cela permettrait ainsi le développement d'une concurrence effective sur l'ensemble du marché de détail.

Les modalités techniques du dispositif seraient telles que celui-ci n'induirait pas de discrimination entre les différents segments de clientèle qui composent le marché de détail français. En particulier, la nature et la proportion relative des différents produits régulés vendus au travers du dispositif ainsi que la méthodologie permettant de déterminer la base électrique du portefeuille de clientèle d'un opérateur – en fonction de laquelle pourra être appliqué un complément de prix a posteriori – seraient telles qu'aucun type de profil de consommation particulier ne sera privilégié a priori. En effet, quelle que soit la composition de son portefeuille de clientèle, un fournisseur devrait avoir accès au travers du dispositif à une portion du profil de production du parc nucléaire historique équivalente à celle qu'utiliserait EDF pour servir ce même portefeuille.

Actuellement, il serait prématuré de figer de façon arbitraire ces modalités de mise en œuvre. Pour être optimisées, celles-ci nécessitent en effet une concertation approfondie avec les fournisseurs et les consommateurs. Néanmoins, conscient de leur importance et de leur impact possible sur la concurrence, le Gouvernement veillera à ce que la phase de conception technique du dispositif s'effectue en concertation avec les acteurs du marché et vos services.

La mise en place du mécanisme d'accès régulé à la production électrique de base permettrait de réformer profondément le système des tarifs réglementés en vigueur.

Pour les petits consommateurs, notamment au titre des SIEG, la France maintiendrait des tarifs réglementés, afin de protéger ces consommateurs qui ne disposent pas, à ce stade, d'une faculté exhaustive à tirer parti de la concurrence. La réversibilité totale entre les offres libres et les offres réglementées contribuerait à rendre plus dynamique la concurrence. Les tarifs réglementés seraient progressivement établis par addition du coût d'approvisionnement en base régulée tel que déterminé par le régulateur, du coût d'approvisionnement pour le reste de la consommation, évalué par référence aux prix de marchés, des coûts d'acheminement et des coûts commerciaux. L'objectif serait de parvenir à ce mode de calcul, propre à permettre aux concurrents d'EDF de proposer des offres en ligne avec les tarifs réglementés, d'ici 2015. Ces tarifs seraient calculés par le régulateur qui sera ainsi chargé d'assurer la cohérence entre le tarif d'accès régulé à la base et le tarif réglementé, de manière à garantir la pérennité de la contestabilité du marché.

Pour les grandes ou moyennes entreprises, le Gouvernement estime que le contexte particulier du marché français justifie une phase transitoire avant la disparition des tarifs réglementés.

La première étape de cette transition correspondrait à la suppression du TaRTAM dès l'année prochaine. La législation actuellement en vigueur prévoit qu'il doive s'éteindre au 1er juillet 2010. Cette date serait confirmée dans le texte législatif qui serait présenté au Parlement afin de mettre en place la nouvelle organisation du marché électrique. A cette échéance donc, la faculté pour les clients actuellement au marché libre ou au TaRTAM de disposer d'offres régulées serait éteinte.

La transition s'échelonnerait ensuite jusqu'en 2015. Au cours de cette transition, les tarifs réglementés pour les grandes et moyennes entreprises auraient vocation à être progressivement mis en cohérence avec le prix régulé d'accès à la base déterminé selon la méthode des coûts courants économiques. De plus, afin de faciliter le développement de la concurrence, une réversibilité totale entre les offres libres et réglementées serait offerte aux consommateurs n'ayant pas aujourd'hui fait jouer leur éligibilité.

Au-delà de 2015, la phase transitoire serait achevée, et les tarifs réglementés seraient supprimés. Autrement dit, il n'y aurait plus de disposition législative ou réglementaire contraignant un fournisseur d'électricité à livrer de l'électricité à une grande ou moyenne entreprise à un prix déterminé ou plafonné par la puissance publique.

Cette transition qui s'ouvrirait en 2010 pour s'achever en 2015 correspondrait à une phase de "phasing out" des tarifs réglementés et de convergence des niveaux de prix. Elle serait naturellement mise à profit par tous les acteurs pour adapter leurs outils techniques. Un tel délai est indispensable compte tenu des changements structurels qui ont vocation à intervenir dans l'organisation du marché et de la nécessité de maintenir un rythme d'évolution des prix soutenable par les consommateurs.

Les différentes étapes de mise en place d'un accès régulé à la base, de mise en cohérence progressive des tarifs réglementés avec le prix régulé d'accès à la base, puis de suppression des tarifs réglementés pour les entreprises grandes et moyennes seraient spécifiées dans la loi et les textes réglementaires qui introduiront prochainement la nouvelle organisation du marché de l'électricité, étant entendu en particulier que l'échéance de 2015 pour la suppression des tarifs réglementés pour les entreprises grandes et moyennes devra être spécifiée dans cette même loi.

Le fondement de la mise en œuvre d'une telle organisation de marché est le caractère déterminant de la compétitivité du parc nucléaire historique. Le dispositif devra donc être maintenu tant que le parc nucléaire historique détenu par EDF sera déterminant et discriminant, en volume et en prix, dans la production électrique de base. En revanche, le dispositif n'a pas vocation à s'éteindre prématurément s'il est déterminant pour la concurrence. A chaque rendez-vous prévu par la loi, une analyse concurrentielle rigoureuse des marchés pertinents permettant de mettre en évidence la nécessité de poursuivre ou non le dispositif d'accès régulé à la base et, le cas échéant, d'adapter le plafond, serait menée. En l'absence d'informations, à ce stade, sur la durée de vie réelle du parc nucléaire historique, qui dépendra essentiellement des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire, il est impossible de fixer dès à présent le terme de l'organisation du marché que le Gouvernement pourrait mettre en place. De façon générale et pour assurer, dans l'intérêt des acteurs, la meilleure prévisibilité au système, il semble essentiel de prévoir des clauses de rendez-vous dès la mise en place du dispositif.

La loi pourrait prévoir un premier point de rendez-vous en 2015, puis un nouveau tous les 5 ans, assortis d'échéances intermédiaires éventuelles en tant que de besoin. A chacun de ces rendez-vous, le Gouvernement remettrait un rapport au Parlement présentant l'état du dispositif et une analyse concurrentielle rigoureuse des marchés pertinents permettant notamment de définir :

- la durée pendant laquelle le dispositif sera amené à fonctionner ;*
- l'ajustement éventuel du plafond de base nucléaire historique régulée, pour garantir que celui-ci soit toujours suffisant au regard du développement de la concurrence, et dans le respect de la condition indiquée précédemment concernant le niveau minimum de 100 TWh par an.*

Les autres paramètres du système pourraient également être ajustés à chacun de ces rendez-vous, dans le respect des principes indiqués ci-dessus. Le Gouvernement s'efforcera de donner à ces occasions une visibilité de 10 ans sur le fonctionnement du dispositif, étant

entendu que la loi devrait initialement prévoir que le dispositif soit en place pour une durée minimale de 15 ans.

De la capacité des différents opérateurs à investir dans leurs propres moyens de production de base au cours de la période de fonctionnement du dispositif, dépendront de manière sensible le niveau de concurrence et de prix sur le marché français une fois que ce dispositif aura expiré. Le Gouvernement souhaite qu'au cours de la période de fonctionnement du dispositif, les opérateurs qui en ont la capacité technique et économique puissent investir dans des moyens de production de base y compris nucléaire, et puissent disposer dans ce cadre de conditions équitables et transparentes.

La stimulation de la concurrence sur le marché de détail par le dispositif en question devrait contribuer à attirer les investissements dans la production de base dans les années et décennies qui viennent, et renforcer ainsi la sécurité des approvisionnements de la France sur le long terme ainsi que l'existence pérenne d'un parc de production de base compétitif.

Le Gouvernement considère que lors de la phase de fonctionnement du dispositif, les opérateurs alternatifs devraient pouvoir satisfaire une partie de leur besoin en base électrique en concluant avec l'opérateur historique des contrats de gré à gré, éventuellement de long terme, intégrant une part de risque industriel. La part des volumes couverts par de tels contrats qui permettra d'alimenter, en base, des consommateurs finals (calculée selon les mêmes modalités que celles en vigueur pour le dispositif d'accès régulé à la base) serait alors déduite des droits d'accès au dispositif de l'opérateur en question. Seuls les droits d'accès effectivement octroyés (hors contrats de gré à gré) seraient pris en compte pour le respect du plafond global.

Convaincu qu'une telle réforme garantirait le développement d'une concurrence pleine et entière entre de multiples acteurs, au bénéfice des consommateurs, le Gouvernement envisage que des dispositions législatives reprenant l'ensemble des principes et engagements présentés ci-dessus soient présentées au Parlement avant la fin de l'année 2009.

Je vous remercie de bien vouloir me confirmer que l'engagement du Gouvernement à mettre en œuvre les principes exposés est de nature à mettre fin aux contentieux en cours au titre des aides d'Etat sur le TaRTAM et les tarifs réglementés, et de défaut de transposition de la directive 2003/54/CE sur la libéralisation des marchés de l'électricité.

Je vous prie d'agréer, Madame la Commissaire, l'expression de mes respectueux hommages.



François FILLON

Copie : M. Andris Piebalgs