

Autorité
de la concurrence



**Avis n° 10-A-08 du 17 mai 2010
relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du
marché de l'électricité**

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la demande d'avis du 14 avril 2010 présentée par la commission des affaires économiques de l'Assemblée Nationale en application de l'article L. 461-5 du code de commerce, et enregistrée à l'Autorité de la concurrence sous le numéro 10/0039 A ;

Vu le livre IV du code de commerce ;

Vu la directive européenne n° 09/72 du 13 juillet 2009, concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ;

Vu la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ;

Le rapporteur général adjoint, le rapporteur et le commissaire du Gouvernement accompagné de la représentante de la commission des affaires économiques de l'assemblée nationale, entendus lors de la séance du 21 avril 2010 ;

Les représentants des sociétés Électricité de France, Gaz de France-Suez, Poweo, Direct Énergie et ENEL France, entendus au titre de l'article L. 463-7 du code de commerce ;

Est d'avis de répondre dans le sens des observations suivantes :

SOMMAIRE

I.	Présentation du dispositif envisagé.....	3
A.	La situation observée sur les marchés français.....	4
1.	Ventes au tarif réglementé et ventes au tarif libre.....	4
2.	Les remèdes mis en place par le Conseil de la concurrence	5
B.	Les fondements du projet de loi	7
II.	Le volume d'électricité de base régulée.....	9
A.	La détermination du volume pertinent d'électricité régulée.....	10
1.	Le plafond prévu pour le volume d'électricité régulée	10
2.	La définition par la loi du produit régulé	11
3.	Faut-il distinguer au sein du volume global de l'ARB une part pour la clientèle particulière et une autre part pour la clientèle industrielle ?	12
B.	Le problème de la prise en compte des pertes des réseaux dans le plafond de l'ARB..	13
C.	Les modalités d'attribution de l'électricité régulée aux fournisseurs.....	14
1.	Le caractère gratuit du droit d'accès à l'ARB.....	15
2.	La possibilité d'accords bilatéraux d'approvisionnement entre un fournisseur et EDF ..	15
3.	Le fonctionnement administratif du dispositif ARB.....	17
III.	Le prix de l'électricité de base régulée.....	18
A.	La nécessité d'une stabilité des règles de fixation de l'ARB pour EDF comme pour les fournisseurs alternatifs	18
B.	La couverture par le prix des coûts de production des centrales nucléaires	19
C.	L'absence d'effet de ciseau avec le prix pratiqué par EDF pour ses propres ventes.....	21
1.	Les ventes au prix de marché.....	21
2.	Le positionnement du prix de l'ARB par rapport aux tarifs réglementés bleus.....	22
D.	Le mécanisme de complément de prix	24
1.	Le principe du complément de prix	24
2.	Les modalités de mise en œuvre	25
3.	La coexistence d'une pénalité contractuelle et d'une sanction administrative pour une demande excessive d'électricité régulée	26
IV.	Le lien entre l'ARB et l'incitation à l'investissement	27
A.	Une concurrence effective sur le marché de la fourniture suppose la présence sur ce marché d'opérateurs intégrés.....	27
B.	L'instauration d'un mécanisme d'obligation de capacités et d'un marché de capacités	28
C.	L'effet sur le jeu de la concurrence des certificats de capacités.....	29
D.	L'incitation à investir doit également concerner les moyens de production de base	30
V.	Les dispositions transitoires à prendre en compte dans le projet de loi	31
	Conclusion.....	32

1. La Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale a saisi l'Autorité de la concurrence le 14 avril 2010 pour avis sur un projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (« NOME »).
2. Le projet de loi intervient dans le contexte de marchés européens de l'électricité qui ont été totalement ouverts à la concurrence par les directives communautaires successives de 1996, 2003 et 2009, transposées en droit national par la loi 2000-108 du 10 février 2000 et ses modifications ultérieures.
3. Il vise à instaurer une nouvelle organisation du marché de l'électricité de nature à favoriser le développement de la concurrence tout en transmettant aux consommateurs le bénéfice tiré du parc de production français, et de la filière électronucléaire en particulier.

I. Présentation du dispositif envisagé

4. La libéralisation des marchés de la production et de la vente d'électricité correspond à la transition d'un monopole légal, unique producteur et vendeur d'électricité à des tarifs fixés par les pouvoirs publics, à un système de libre production et de vente à des prix fixés par l'équilibre offre/demande. Cette transition entraîne deux bouleversements fondamentaux pour le consommateur.
5. Le premier bouleversement concerne la formation du prix qui est facturé au consommateur final. La souscription d'un approvisionnement sur le marché libre implique de se départir des tarifs réglementés et de se voir appliquer un prix déterminé par l'équilibre de l'offre et de la demande. Sur les marchés de l'électricité, à court terme, le prix de l'électricité doit s'aligner sur le coût marginal de production. Or, l'électricité n'est pas stockable et les évolutions de la demande impliquent d'appeler un nombre variable d'unités de production pour la satisfaire. Ceci explique que le prix de l'électricité reflète le coût de l'unité de production marginale, c'est-à-dire la dernière centrale utilisée pour satisfaire la demande à un moment donné.
6. Or, le parc de production comporte plusieurs unités de production utilisant des technologies différentes et diverses énergies primaires, chacune avec sa propre structure de coûts. La gestion du parc de production conduit théoriquement le producteur à établir un " ordre de mérite " pour l'empilement de ces unités de production, c'est-à-dire un classement des centrales du parc en ordre croissant de coût du MWh et de leur capacité à être appelées à court terme. Or, l'unité de production marginale peut générer des coûts variables substantiellement plus élevés que les unités de production de base (ces dernières générant, logiquement, les coûts variables les plus faibles).
7. Cet effet est particulièrement marqué pour le marché français, dans lequel la production d'électricité d'origine nucléaire, qui représente près de 80 % de la consommation nationale, s'effectue actuellement à des conditions économiques caractérisées par un coût marginal significativement inférieur à celui des techniques de production concurrentes (à l'exception de l'hydraulique " au fil de l'eau "). Dès lors que les centrales

nucléaires sont rarement les dernières centrales appelées, le prix de marché est déterminé à un niveau supérieur et ne reflète pas cet avantage de coût.

8. Le second bouleversement concerne la qualité et la sécurité de l'approvisionnement, dans la mesure où celles-ci résultent de l'importance du parc de production et de son adéquation pour satisfaire la demande d'électricité à tout moment. Théoriquement, dans un système de monopole légal, les pouvoirs publics engagent des investissements au regard des besoins d'adéquation de l'offre et de la demande d'électricité sur la base d'une décision qui intègre un objectif correspondant à un risque de délestage politiquement acceptable.
9. En revanche, dans un marché libre, la décision d'investissement est d'une autre nature : elle repose sur un arbitrage économique dont l'objectif est la rentabilité de l'investissement. Cette rentabilité suppose que les nouvelles unités de production répondent à une demande d'électricité. Dans ce contexte, si la demande rend l'utilisation effective d'un moyen de production aléatoire, comme c'est le cas pour les périodes de demande de pointe, un producteur n'est pas incité à investir.
10. Dans ce contexte, il convient d'examiner les facteurs limitant l'émergence d'offres compétitives sur le marché libre et les solutions envisagées.

A. LA SITUATION OBSERVEE SUR LES MARCHES FRANÇAIS

1. VENTES AU TARIF REGLEMENTE ET VENTES AU TARIF LIBRE

11. La France a transposé les directives européennes de libéralisation, en maintenant le monopole légal d'EDF et des distributeurs locaux pour la vente d'électricité à des tarifs réglementés.
12. Initialement, l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité pour les gros consommateurs à partir de 2000 s'est traduite par des prix sur le marché libre sensiblement inférieurs aux tarifs réglementés, mais ensuite l'augmentation des prix a été substantielle. Cette situation a conduit le législateur à adopter dans la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 un système transitoire, le « tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (ou Tartam), qui permet aux consommateurs passés au marché libre de revenir à titre temporaire (de 2007 à 2010) à un tarif réglementé (le Tartam), dont le prix de vente est intermédiaire entre les tarifs réglementés et les prix sur le marché libre.
13. Les ventes en volume aux tarifs réglementés par l'État (y compris le Tartam) représentaient 83 % du total de l'électricité vendue aux consommateurs en 2009, soit respectivement 96 % des ventes pour la clientèle résidentielle et 77 % pour les professionnels.

Ventes aux consommateurs en 2009 (en TWh)	Clients résidentiels	Clients professionnels	Total
Ventes aux tarifs réglementés :			
- Tarifs bleus / jaunes / verts	135	159	294
- Tartam	-	72	72
Ventes sur le marché libre :	6	67 { 28 (EDF) 39 (autres)}	73
Total des ventes :	141	298	439

14. Les ventes sur le marché libre concernent donc des quantités limitées et se partagent entre EDF et les fournisseurs alternatifs.
15. S'agissant des tarifs réglementés hors Tartam, les volumes se répartissent pour moitié environ entre la clientèle résidentielle et les professionnels. Parmi ces derniers, les gros consommateurs (clients aux tarifs dénommés 'jaunes' et 'verts') sont prépondérants, représentant 76 % du total des volumes vendus aux professionnels (sur la base des chiffres pour l'année 2008).

2. LES REMEDES MIS EN PLACE PAR LE CONSEIL DE LA CONCURRENCE

16. L'échéance de la libéralisation totale du marché de l'électricité au 1^{er} juillet 2007 a conduit plusieurs opérateurs à saisir le Conseil de la concurrence de pratiques mises en œuvre par EDF, qu'ils considéraient comme faussant la concurrence (décisions n° [07MC-01](#) du 25 avril 2007, relative à une saisine de la société KalibraXE à l'encontre des contrats à long terme conclus par EDF avec certains clients, n° [07-MC-04](#) du 28 juin 2007 et n° [07-D-43](#) du 10 décembre 2007, concernant les conditions de concurrence sur le marché des petits consommateurs).
17. Ces affaires ont amené le Conseil à examiner les conditions de l'émergence de la concurrence dans le secteur électrique français et ont conduit aux constats suivants, encore valables aujourd'hui.
18. En amont, le marché de la production est dominé par l'opérateur historique, EDF, qui contrôle la filière de production nucléaire, ainsi que 77 % des capacités hydrauliques et 58 % des autres moyens de production du parc. Or, la structure du parc a un impact immédiat sur la concurrence au niveau de la production, puisque les centrales nucléaires, appelées en permanence, couvrent près de 80 % de la consommation nationale. En outre, la filière nucléaire est naturellement associée à l'approvisionnement du marché en électricité de base, c'est-à-dire un volume d'électricité consommé en permanence pendant une période donnée, étant donné son fonctionnement et son coût marginal. Hormis les centrales hydrauliques au fil de l'eau également utilisées en base, les autres moyens de production sont utilisés pour couvrir les besoins de pointe, étant donné leur grande flexibilité de fonctionnement et leur coût marginal plus élevé.

19. Le contrôle exercé par EDF sur l'essentiel des moyens de base ne peut pas être contesté à court ou moyen terme parce que l'entrée dans la filière nucléaire est limitée, notamment par l'existence de barrières économiques, tenant à l'importance des investissements requis et l'absence de besoin massif de renouvellement du parc à court terme, et de barrières techniques, tenant notamment au nombre limité de sites de production disponibles.
20. En aval, pour la fourniture d'électricité aux consommateurs, la prépondérance de la filière nucléaire dans l'approvisionnement du marché fait que l'accès à la production nucléaire s'avère indispensable pour l'émergence d'offres de détail compétitives. La concentration des centrales nucléaires dans les mains de l'opérateur historique confère donc à EDF un avantage de coûts vis-à-vis de concurrents, qui ne disposent pas de ces moyens de production.
21. Cet avantage a un effet significatif sur les prix de vente au détail, car la partie production de l'énergie représente environ la moitié du prix total hors taxe facturé au consommateur final d'électricité. Or, les concurrents d'EDF, qui ne peuvent pas couvrir leurs besoins d'électricité de base au moyen de leur propre parc de production, doivent s'approvisionner sur le marché de gros. Ils subissent donc les écarts parfois considérables observés entre le coût de production nucléaire et les niveaux de prix constatés sur le marché de gros.
22. Dans un marché où les tarifs réglementés demeurent pour les consommateurs la référence en termes de prix de l'électricité pour décider de souscrire une offre de marché, l'approvisionnement des nouveaux fournisseurs sur le marché de gros ne constitue donc pas une alternative viable pour l'émergence d'offres compétitives.
23. En effet, les tarifs réglementés sont d'un niveau significativement inférieur à celui des prix de marché correspondants, car ils sont construits selon une règle de couverture des coûts moyens totaux de la production. Ces tarifs sont fixés par l'État selon une logique propre qui ne recherche pas la maximisation du profit d'EDF, mais a pour but de faire bénéficier la clientèle de masse d'une énergie électrique relativement bon marché, sans perte pour l'entreprise du fait du faible niveau de ses coûts moyens totaux.
24. Dans ce contexte de marché, le Conseil de la concurrence a été saisi, le 22 février 2007, par la société Direct Énergie de pratiques de ciseau tarifaire mises en œuvre par EDF sur le marché libre de la vente d'électricité aux clients petits professionnels et résidentiels (décisions n° [07-MC-04](#) et [07-D-43](#), précitées).
25. La décision n° 07-D-43 a donné lieu à une première expérience de mise en place d'un accès régulé à la production d'électricité d'EDF au bénéfice des fournisseurs concurrents.
26. Le Conseil a en effet favorisé les engagements sur le long terme proposés par EDF, visant à mettre en place un approvisionnement en électricité de base ouvert aux fournisseurs actifs sur le marché libre de la vente au détail aux petits consommateurs.
27. Ces engagements ont été élaborés de manière à donner aux nouveaux fournisseurs un approvisionnement en électricité de base, à un prix évitant tout effet de ciseau par rapport aux offres d'EDF sur le marché libre. Par ailleurs, l'accès à ce mode d'approvisionnement s'effectue par le biais de contrats de long terme cédés dans le cadre de trois enchères, qui ont été organisées en 2008 et 2009 et la totalité des volumes proposés ont trouvé acquéreurs.

28. L'utilité de ces engagements a été confirmée par les opérateurs entendus par l'Autorité lors de la séance. Ces opérateurs ont cependant souligné l'insuffisance de ces engagements pour leur permettre d'élaborer des offres compétitives vis-à-vis des tarifs réglementés de l'électricité.
29. Il convient toutefois de rappeler que les engagements rendus obligatoires par le Conseil de la concurrence dans sa décision n° [07-D-43](#) visaient à résoudre une pratique de ciseau tarifaire observée sur le marché libre, et non vis-à-vis des tarifs réglementés. En effet, seul un comportement adopté de manière libre et autonome par une entreprise est susceptible de constituer une pratique anticoncurrentielle imputable à celle-ci. A l'inverse, lorsque le comportement d'une entreprise lui est imposé par les pouvoirs publics, sans aucune marge de manœuvre, il n'est pas possible d'imputer à cette entreprise les effets sur la concurrence susceptibles d'en découler. Tel est le cas avec la réglementation des tarifs de vente de l'électricité. Il n'appartenait donc pas au Conseil de la concurrence de remédier aux difficultés éprouvées par les nouveaux fournisseurs pour concurrencer les tarifs réglementés.

B. LES FONDEMENTS DU PROJET DE LOI

30. Le projet de loi soumis à l'avis de l'Autorité de la concurrence a pour point de départ le constat observé, ci-dessus, à propos des conséquences de l'ouverture à la concurrence sur le marché français de l'électricité.
31. Il répond également aux demandes de la Commission européenne relatives aux conditions de transposition par la France des règles fixées par les directives européennes successives de 1996, de 2003 et dernièrement de 2009, concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La Commission a ainsi adressé, le 12 décembre 2006, à l'État français un avis relatif à la transposition en droit national des règles européennes de libéralisation du secteur de l'électricité. Puis, la Commission a également ouvert, le 13 juin 2007, une procédure de contrôle au titre des aides d'État, portant sur les tarifs réglementés jaunes et verts et le Tartam.
32. Le 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 alors confié, en novembre 2008 à une commission présidée par M. Paul Champsaur, la charge de faire des propositions d'organisation du marché électrique.
33. Cette Commission a rendu son rapport en avril 2009, qui aboutit à la conclusion que *« 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 »*.
34. Le rapport recommande donc l'instauration d'un dispositif de régulation axé autour des cinq éléments suivants :
 - l'instauration de droits de tirage sur le parc nucléaire à un prix régulé reflétant *« la réalité des coûts complets du parc historique de production nucléaire français »* ;
 - la mise en place de mesures d'incitations à l'investissement dans la production ;

- la disparition des tarifs réglementés pour les consommateurs industriels ;
 - le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs, avec une modification des règles de fixation de ces tarifs, dont la partie répercutant les coûts de production devrait être « *construit[e] par addition d'un prix reflétant les coûts de production de l'électricité en base aux conditions économiques du parc historique [et] les prix de marché pour le reste de l'approvisionnement* » ;
 - l'instauration d'un principe de réversibilité totale entre tarifs réglementés et prix de marché.
35. Le présent projet de loi a été élaboré sur la base des conclusions de ce rapport. Il vise à concilier les préoccupations d'intérêt général consistant, d'une part, à assurer l'ouverture réelle à la concurrence du marché de l'électricité, et d'autre part, à garantir le retour aux consommateurs des avantages de coût tirés du parc de production national. Parallèlement, il s'agit également de répondre aux procédures ouvertes à l'encontre de l'État français par la Commission européenne.
36. La réforme envisagée par le Gouvernement poursuit ainsi trois principaux objectifs, à savoir :
- préserver les tarifs réglementés de vente de l'électricité (dénommés « tarifs bleus ») pour les ménages et les petites entreprises ;
 - assurer le financement du parc de production existant et favoriser les nouveaux investissements conformément aux engagements pris lors des négociations « Grenelle » sur l'environnement ;
 - favoriser la concurrence par un dispositif de régulation qui permettra à tous les fournisseurs d'électricité en France de s'approvisionner auprès d'EDF aux conditions économiques du parc nucléaire historique. La dynamique du marché en résultant permettra la disparition des tarifs réglementés pour les grands clients en 2015, et la concurrence fera émerger des offres innovantes, en particulier en ce qui concerne l'amélioration de la gestion de la demande d'électricité.
37. Pour atteindre ces objectifs, le moyen choisi est l'instauration d'un droit d'accès pour les fournisseurs alternatifs à l'électricité d'origine nucléaire produite par EDF, avec un prix de cette électricité fixé par l'État. Le dispositif ainsi créé est dénommé « *accès régulé à la base* » ou ARB.
38. La démarche retenue est une régulation, qui vise à organiser par la loi les conditions de fonctionnement considérées comme optimales d'une activité que le seul jeu normal du marché ne permet pas d'assurer. La loi intervient ainsi pour corriger, pendant une durée limitée, l'effet sur le marché de l'électricité de la détention par l'opérateur historique EDF de la totalité des centrales nucléaires en service, ce qui lui procure un avantage compétitif en matière de coût de production de l'électricité se révélant au moins à moyen terme inégalable par les fournisseurs concurrents.
39. A contrario, le dispositif ARB ne consiste pas, sur le modèle des télécommunications ou du transport ferroviaire, à organiser l'accès à une infrastructure qui serait essentielle à l'exercice de la concurrence. Les réseaux de transport et de distribution de l'électricité présentent ce caractère d'infrastructures essentielles au sens du droit communautaire et national de la concurrence, car leur utilisation est indispensable pour tout fournisseur souhaitant livrer de l'électricité à un consommateur final, et leur duplication par un

fournisseur concurrent de l'opérateur historique, contrôlant ces infrastructures, n'aurait pas de sens économique et industriel.

40. La production de l'électricité ne s'inscrit pas dans ce cas de figure. EDF ne détient plus, d'une part, de monopole en la matière depuis l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000 et d'autres producteurs sont déjà présents sur cette activité. D'autre part, il existe d'autres techniques de production de l'électricité, aux côtés des centrales nucléaires, qui sont en mesure de fournir de l'électricité à un coût moindre, telle la production hydro-électrique.
41. Les commentaires de l'Autorité porteront sur les seules dispositions du projet de loi concernant les conditions d'exercice de la concurrence organisées par le texte, conformément à la mission qui lui est dévolue, avec en préalable deux remarques générales.
42. Le caractère largement administré du marché de l'électricité à l'avenir doit d'abord être souligné. L'absence de tout élément de marché va concerner de l'ordre du tiers des ventes en volume, pour lesquelles les quantités disponibles pour chaque fournisseur, le prix d'achat de l'électricité et son prix de revente, positionné de facto par rapport au niveau des tarifs réglementés (au moins pour la fourniture aux particuliers), relèveront de décisions administratives. Sur cette partie du marché, les fournisseurs ne se distingueront quasiment plus que par leur politique marketing. Cette situation de marché est par ailleurs appelée à prévaloir à long terme.
43. L'analyse à réaliser par l'Autorité au titre de la présente demande d'avis aurait également justifié d'évaluer précisément et de vérifier l'importance de l'avantage de coût de production de l'électricité dont EDF dispose aujourd'hui avec ses centrales nucléaires en service. Toutefois, les délais impartis à l'instruction et la nature confidentielle de ces informations n'ont pas permis cet exercice.
44. Les questions du volume de l'ARB, du prix de cession de l'électricité régulée, et du lien avec l'investissement dans les capacités de production, seront successivement abordées.

II. Le volume d'électricité de base régulée

45. Le projet de loi crée un droit d'accès à l'électricité de base produite par les centrales nucléaires de EDF, au bénéfice de tous les fournisseurs d'électricité aux consommateurs installés sur le territoire national, et pour une durée de 15 ans jusqu'au 31 décembre 2025.
46. Ce droit est défini au deuxième alinéa de l'article 1^{er} du projet de loi : « *Il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité de base produite par EDF* ».
47. La création d'un accès régulé à l'électricité nucléaire soulève les questions de la détermination du volume maximal accessible, de la prise en compte des pertes des réseaux publics de transport, et des modalités pour attribuer les quantités d'électricité régulée à chaque fournisseur demandeur.

A. LA DETERMINATION DU VOLUME PERTINENT D'ELECTRICITE REGULEE

48. Le droit d'accès à l'électricité d'origine nucléaire produite par EDF s'exerce dans la limite d'un volume global plafonné par la loi et pour un approvisionnement en électricité de base.

1. LE PLAFOND PREVU POUR LE VOLUME D'ELECTRICITE REGULEE

49. A titre de remarque préalable, l'Autorité souligne que dispositif ARB conduit à s'écarter des conditions normales de fonctionnement d'un marché concurrentiel pour une partie substantielle de ce marché et pendant une durée très longue. Le volume retenu pour l'ARB et son évolution au cours de la période régulée, devront donc permettre effectivement l'installation durable sur le marché de fournisseurs capables de constituer une alternative crédible à EDF.
50. L'article 1^{er} du projet de loi prévoit que pendant la période de régulation de 15 ans, le volume global d'électricité régulée ne pourra pas dépasser 100 TWh par an, puis 120 TWh par an à partir du 1^{er} août 2016, avec la prise en compte partielle dans les usages de l'ARB des ventes aux réseaux publics destinées à compenser leurs pertes en ligne.
51. Le volume ainsi fixé correspond à la quantité maximale d'électricité nucléaire produite par EDF, qui est rendu accessible par la loi à l'ensemble des fournisseurs concurrents d'EDF.
52. Le choix effectué revient à priver EDF du libre usage d'environ un quart de sa production (sur la base de la consommation finale 2009). Il est motivé par la volonté de réguler le marché de l'électricité dans le but de développer la concurrence, en aidant à l'émergence d'opérateurs de taille significative aux côtés d'EDF.
53. La fixation du plafond de l'ARB à 100 TWh puis 120 TWh relève de ce choix des pouvoirs publics de mettre en place une régulation du marché. Elle n'appelle pas de commentaire particulier de la part de l'Autorité de la concurrence.
54. Le plafond de 120 TWh peut, à titre de comparaison, être mis en perspective avec les grandes données caractérisant le marché de la fourniture d'électricité en 2009. Il représente 27,3 % du total des ventes au consommateur final en 2009, selon les résultats précités de l'Observatoire des marchés de la CRE, mais peut aussi être rapproché des 10,2 % du marché détenus par l'ensemble des fournisseurs alternatifs.
55. Indépendamment de la valeur choisie par la loi pour le volume global maximal d'électricité de base régulée, la seule existence de ce plafond emporte trois conséquences pour le fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité :
- le plafond fixé pour la quantité d'électricité régulée accessible aux fournisseurs alternatifs détermine aussi la part de la production nationale totale d'électricité qui ne sera pas soumise au jeu du marché pendant la durée de 15 ans de la période de régulation.
 - la concurrence entre les fournisseurs d'électricité au stade de la production ne pourra donc s'exercer que sur la production hors ARB ;

- l’affichage du volume maximal d’électricité régulée accessible aux fournisseurs alternatifs, dès maintenant et pour toute la durée de la période de régulation, est également important pour l’exercice de la concurrence sur le marché.
56. Il apporte aux fournisseurs une visibilité à long terme pour leurs conditions d’approvisionnement en électricité, qui est indispensable pour bâtir leurs plans de développement commercial et d’investissements dans des capacités de production.
 57. Enfin, le dispositif ARB a une vocation transitoire qui est clairement affirmée par le projet de loi. Il s’analyse comme une aide au démarrage de l’activité des fournisseurs alternatifs pour leur permettre à terme de concurrencer EDF avec succès. Les restrictions importantes apportées au fonctionnement normal d’un marché concurrentiel n’ont ainsi de sens que si une amélioration véritable de la situation de la concurrence sur le marché de l’électricité est obtenue au terme de la période de régulation de 15 ans.
 58. Dès lors, il est important que la période de régulation intègre dans son déroulement une sortie progressive du mécanisme administré d’approvisionnement mis en place, afin de revenir par étapes aux conditions d’approvisionnement d’un marché normal. L’objectif est d’obliger les fournisseurs à se préparer à l’échéance du 31 décembre 2025, à laquelle ils ne pourront plus se procurer de l’électricité à des conditions de prix et de volumes hors marché.
 59. A défaut, une pression forte existerait de la part de fournisseurs pour obtenir une reconduction ou une prolongation du dispositif ARB, au terme de la période régulée. Une telle issue devrait être interprétée comme un échec de la régulation, avec dans l’intervalle un coût important pour la collectivité.
 60. L’Autorité recommande donc de prévoir, dès maintenant, dans la loi une diminution progressive du plafond fixé pour le volume maximal d’électricité régulée, qui serait échelonnée sur la période de 15 ans.

2. LA DEFINITION PAR LA LOI DU PRODUIT REGULE

61. Toute régulation présente un caractère exceptionnel au regard du principe général de libre exercice de la concurrence. Son champ d’application doit, donc, être précisément déterminé.
62. L’article 1^{er} du projet de loi définit l’électricité régulée par son origine, l’électricité produite par les centrales nucléaires d’EDF en service au moment de l’entrée en vigueur de la loi, et par sa nature d’électricité de base, comprise comme étant « *la part d’électricité fournie correspondant à la production des centrales fonctionnant en permanence à l’exception des périodes d’arrêt pour maintenance* ».
63. L’objet de la régulation est ainsi donné par la loi, mais il ne porte pas pour autant sur la totalité de la fourniture d’électricité d’un consommateur.
64. La majorité des clients achète son électricité auprès d’un fournisseur pour couvrir la totalité de ses besoins, sans différencier sa consommation de base et celle de pointe, hormis quelques gros consommateurs industriels. L’accès régulé à l’électricité de base demande donc parallèlement aux fournisseurs alternatifs de disposer d’électricité de pointe pour servir leurs clients, en ayant leurs propres capacités de production ou en l’achetant sur le marché de gros. Cette électricité de pointe est produite ou achetée aux conditions de marché.

65. Le dispositif ARB est ainsi concurrentiellement vertueux en neutralisant l'avantage historique d'EDF sur l'électricité de base au profit de l'ensemble des fournisseurs, qui se concurrenceront dès lors sur la composante prix de la pointe et sur leur performance commerciale, pour offrir aux consommateurs le meilleur prix de vente de l'électricité.

3. FAUT-IL DISTINGUER AU SEIN DU VOLUME GLOBAL DE L'ARB UNE PART POUR LA CLIENTELE PARTICULIERE ET UNE AUTRE PART POUR LA CLIENTELE INDUSTRIELLE ?

66. Sur la base du plafond global fixé par la loi pour l'ARB, la question se pose de savoir si une définition plus détaillée du produit objet de la régulation ne devrait pas être envisagée.

67. En effet, l'électricité est vendue à un consommateur sur la base de sa courbe de consommation, qui est propre à chaque client dans le cas des industriels gros consommateurs ou correspond à une courbe type standardisée pour les petits consommateurs. La production d'énergie est ainsi adaptée en permanence, afin de couvrir les différents profils de consommation existant dans le portefeuille commercial du fournisseur.

68. Cette caractéristique de l'activité de fourniture d'électricité pourrait ainsi conduire à distinguer deux sous-plafonds au sein du plafond de l'ARB, afin de tenir compte de la destination finale de l'électricité, selon qu'il s'agit de grands clients industriels ou de petits consommateurs. En séance, plusieurs fournisseurs entendus par l'Autorité ont fait part de leur inquiétude que l'ARB bénéficie plus à l'une des clientèles qu'à l'autre ; cette préoccupation recoupant toutefois souvent la spécialisation commerciale de ces fournisseurs.

69. La complexité et les risques inhérents à une telle solution ne doivent pas être sous-estimés.

70. Les opérateurs et la CRE auraient à gérer deux dispositifs distincts et leurs interactions, de nombreux fournisseurs ayant les deux types de clients. De plus, cette solution s'accompagnerait probablement de demandes pour avoir des prix de l'électricité régulée différents pour chacune des deux clientèles.

71. Le fait de segmenter la partie régulée du marché en plusieurs compartiments, pourrait aussi inciter les entreprises à se spécialiser à l'égard d'une clientèle. Cela devrait conduire à une réduction du nombre d'entreprises actives sur chaque compartiment du marché régulé et donc à limiter l'intensité de la concurrence.

72. Par ailleurs, la réponse à la mise en place, ou non, de sous-plafonds distincts est indirectement apportée par le projet de loi. Le texte confie, en effet, la mission générale à la CRE de veiller à une répartition équitable du volume global d'électricité régulée entre les différents fournisseurs, en effectuant au besoin les arbitrages nécessaires pour éviter qu'un ou plusieurs fournisseurs ne soit défavorisé : « *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* ». Il résulte de cette disposition que la CRE devra s'assurer qu'une catégorie de clientèle n'est pas défavorisée lors de la répartition du volume global de l'ARB entre les fournisseurs demandeurs.

73. Ce problème de la répartition du volume d'électricité régulée entre les différentes clientèles est aussi la contrepartie du choix par le projet de loi d'un accès égal et gratuit de tous les fournisseurs intéressés à cette ressource. A l'inverse, le recours à un mécanisme d'enchères entre fournisseurs pour accéder à l'électricité régulée aurait fait émerger des priorités, quant aux usages donnés à la ressource ARB. Lors des enchères, chaque fournisseur aurait proposé son prix en fonction de la valorisation escomptée auprès des clients qu'il a choisi de démarcher.
74. En définitive, le surcroît de complexité du dispositif de régulation en résultant, avec en particulier une intervention encore plus marquée du régulateur dans l'activité de fourniture d'électricité, recommande d'écarter la mise en place de sous-plafonds par nature de clientèle.

B. LE PROBLEME DE LA PRISE EN COMPTE DES PERTES DES RESEAUX DANS LE PLAFOND DE L'ARB

75. Les réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité (RTE, ERDF, distributeurs publics locaux) représentent le premier client des fournisseurs d'électricité, avec un besoin total annuel pour couvrir leurs pertes en ligne de 33 TWh soit l'équivalent de 7,5 % des ventes au consommateur final.
76. Le projet de loi prévoit que la ressource en électricité régulée pourra être utilisée pour la fourniture aux réseaux, mais seulement dans la limite de 20 TWh et avec une prise en compte progressive étalée sur 3 ans entre 2013 et 2016.
77. La possibilité d'utiliser la ressource ARB pour les ventes aux réseaux comporte des effets contradictoires pour le fonctionnement du marché.
78. D'un côté, la disponibilité d'électricité de base au prix régulé améliore la compétitivité des fournisseurs alternatifs dans la concurrence les opposant à EDF pour les ventes aux gestionnaires de réseaux, sachant que le prix offert est déterminant pour des achats obligatoirement effectués par appels d'offres et que les volumes unitaires en jeu sont très importants.
79. A l'inverse, les fournisseurs alternatifs s'approvisionnaient jusqu'à maintenant, au moins pour partie, sur le marché de gros de l'électricité pour répondre aux appels d'offres des réseaux. L'activité sur le marché de gros pourrait ainsi être affectée par une réduction de la liquidité et des transactions.
80. L'impact réel de ce phénomène reste difficile à quantifier. Un volume de 20 TWh correspond directement à environ 6 % des transactions annuelles sur le marché de gros, mais représenterait, selon les acteurs du marché, 20 % du volume total traité en tenant compte de l'effet multiplicateur des transactions successives sur une même prise de position. Évaluer l'impact effectif du dispositif ARB reste cependant tributaire de l'évolution réelle des prix au cours d'une année donnée, qui dépend elle-même de multiples facteurs d'actualité (évolution de la demande d'électricité, conditions climatiques, disponibilité des centrales, ...).
81. Un marché de gros a pour rôle de déterminer les prix entre fournisseurs et permet dans un second temps d'orienter les prix pratiqués au stade de la vente au détail au consommateur final. Il s'agit donc d'un outil essentiel à l'exercice de la concurrence.

82. Au cas présent, les limites actuelles du marché de gros de l'électricité doivent néanmoins être relevées. Le marché est surtout actif pour l'ajustement des besoins au jour le jour, mais ne constitue qu'un indicateur de prix très imparfait pour le moyen terme. Son fonctionnement est en effet pénalisé par des raisons structurelles, qui tiennent à la part prépondérante de l'électricité commercialisée aux tarifs réglementés, au poids détenu par un seul acteur sur le marché national de la production et de la fourniture, à l'absence de fournisseurs concurrents significatifs, ainsi qu'au volume réduit des échanges d'électricité avec les pays frontaliers.
83. Ces constatations permettent de rappeler que le projet de loi cherche justement à développer la concurrence pour répondre à ces problèmes structurels affectant le marché de l'électricité, ce dont l'activité sur le marché de gros devrait bénéficier dans un second temps.

C. LES MODALITES D'ATTRIBUTION DE L'ELECTRICITE REGULEE AUX FOURNISSEURS

84. Le projet de loi prévoit de répartir le volume global d'électricité régulée entre les fournisseurs sur la base de critères identifiés et objectifs, qui sont les suivants :
- chaque fournisseur doit disposer d'une autorisation d'exercice accordée par le ministre chargé de l'énergie, au vu de conditions techniques, économiques et financières, qui seront fixées par un décret. On peut relever que le droit antérieur imposait une simple déclaration d'activité adressée au ministre, mais cette contrainte nouvelle a une portée limitée puisque les fournisseurs déjà en activité sont exemptés.
 - Un droit d'accès à l'électricité régulée est reconnu, à titre gratuit, à tout fournisseur sur simple demande de sa part.
 - L'électricité régulée est obligatoirement destinée à la fourniture d'un consommateur final raccordé aux réseaux publics de transport et distribution ou à un gestionnaire de réseaux pour couvrir ses pertes en ligne. Ce critère n'est pas discriminant, car tout consommateur doit être raccordé aux réseaux pour être livré en électricité.
 - Le volume d'électricité de base régulée attribué à un fournisseur est déterminé en fonction des caractéristiques et des prévisions de consommation de son portefeuille de clients. La loi ne demande pas ainsi au fournisseur d'avoir déjà une activité commerciale établie, ce qui n'exclut pas les nouveaux entrants éventuels sur le marché du bénéfice de l'ARB.
85. La mise en place de l'ARB repose sur un accord-cadre et des contrats annuels, conclus entre le fournisseur et EDF, avec une fixation du volume d'électricité régulée du fournisseur par la CRE.
86. L'ensemble du dispositif ARB est placé sous le contrôle de la CRE, qui fixe le volume annuel d'électricité attribué à chaque fournisseur en validant la demande de chaque fournisseur et sanctionne les abus.
87. Cette organisation appelle des commentaires sur trois points, tenant au caractère gratuit du droit d'accès, aux accords particuliers d'approvisionnement possibles entre un fournisseur et EDF, ainsi qu'au fonctionnement administratif du dispositif.

1. LE CARACTERE GRATUIT DU DROIT D'ACCES A L'ARB

88. Il faut distinguer entre le droit d'accéder à la production d'électricité nucléaire des centrales nucléaires d'EDF et le prix à payer pour la quantité d'électricité obtenue par le fournisseur alternatif.
89. Le droit d'accès représente une valeur en soi, car il permet à des concurrents d'EDF d'utiliser l'outil de production de cette dernière pour leurs propres besoins, en sachant qu'EDF n'a aucune obligation d'approvisionner en électricité ses concurrents si elle ne le souhaite pas.
90. Le projet de loi choisit d'accorder gratuitement ce droit de tirage à tout fournisseur, avec comme seule limite, un plafonnement du volume maximal rendu ainsi disponible. Cela a pour conséquence que toute concurrence est éliminée entre les fournisseurs pour l'accès à l'électricité de base.
91. Une solution alternative était concevable par le recours à un système d'enchères organisant la confrontation réelle de l'offre et de la demande. Tel était le mode d'accès choisi pour le dispositif d'accès à la production nucléaire mis en place par la décision du Conseil de la concurrence n° [07-D-43](#), déjà citée.
92. L'Autorité est certes consciente, que la mise en place d'enchères, entraîne un coût supplémentaire pour l'accès à l'électricité de base par rapport à un simple droit de tirage. Mais l'accès à la production nucléaire pour des fournisseurs, n'ayant pas investi dans la production de base et ne supportant pas les risques associés, a une valeur propre en sus du seul coût de l'électricité. Cette valeur, si elle était déterminée par le biais d'enchères et payée par les nouveaux fournisseurs, représenterait donc le coût d'un investissement consenti par un opérateur, qui entend s'installer durablement sur les marchés de la vente d'électricité. Elle aurait donc un effet incitatif en faveur de l'investissement dans des moyens de production propres.
93. Incidemment, le choix par la loi d'un droit d'accès gratuit constitue aussi un argument supplémentaire pour réduire progressivement le volume global d'électricité régulée au long des 15 années de régulation. Cela permettrait de réintégrer, par étapes, le fait que la vente d'électricité au consommateur final est indissociable de la maîtrise par un fournisseur de ses approvisionnements, par la production ou l'achat sur le marché, et que ceux-ci ont leur propre coût déterminé par l'offre et la demande sur le marché.

2. LA POSSIBILITE D'ACCORDS BILATERAUX D'APPROVISIONNEMENT ENTRE UN FOURNISSEUR ET EDF

94. Le projet de loi ouvre la possibilité à un fournisseur alternatif de décider, en accord avec EDF, de déduire de sa demande d'électricité régulée les volumes qu'il obtient par ailleurs dans le cadre d'un contrat de gré à gré avec EDF : *« Le volume [de l'ARB] 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 (...) »*.
95. Cette clause comporte, tout à la fois, des effets positifs pour l'animation concurrentielle du marché et des risques pour le fonctionnement de ce dernier.

96. Par le biais de cette clause, un fournisseur alternatif peut répartir, à son initiative, son approvisionnement en électricité de base entre l'accès régulé et la voie contractuelle. Ce dernier mode d'approvisionnement se caractérise, en opposition avec l'ARB, par la grande liberté de stipulation pour le fournisseur et EDF, quant au prix, au volume et à toutes les autres conditions attachées à leur accord.
97. Parallèlement, elle permet à EDF de continuer à intervenir de gré à gré sur le marché de gros, dans l'intérêt de l'opérateur et dans celui de l'activité de gros.
98. Néanmoins, de tels accords créent aussi le risque de concertations anticoncurrentielles interdites par l'article L. 420-1 du code de commerce entre les opérateurs, étant donné la structure du marché français de la fourniture d'électricité. Celui-ci se caractérise en effet par le nombre limité de fournisseurs : la CRE en recense 17 présents sur le marché national avec toutefois une activité réelle très variable, et par le déséquilibre de leur poids économique respectif, entre EDF et les autres fournisseurs.
99. Les accords bilatéraux d'approvisionnement conclus entre EDF et un fournisseur alternatif tendent ainsi à créer des liens structurels pérennes entre ces opérateurs, et sont donc susceptibles de voir leur objet excéder la simple fourniture d'électricité, en particulier au vu de l'échange régulier d'informations qu'ils induiront.
100. Lorsqu'un opérateur dominant a structurellement l'occasion d'échanger sur le marché avec plusieurs de ses concurrents plus modestes, le risque existe que ces échanges donnent lieu à la communication de données de prix ou commerciales, qui sont sensibles au regard des conditions normales d'exercice de la concurrence.
101. Il faut rappeler dans ce contexte que la jurisprudence permet de sanctionner, en eux-mêmes et indépendamment de toute autre forme d'entente, les échanges d'informations entre des entreprises. Il en est ainsi lorsque les échanges d'informations ont eu « *pour objet ou pour effet réel ou potentiel, compte tenu des caractéristiques du marché, de son fonctionnement, de la nature et du niveau d'agrégation des données échangées (...) et de la périodicité des échanges, de permettre aux opérateurs de s'adapter aux comportements prévisibles de leurs concurrents et ainsi de fausser ou de restreindre de façon sensible la concurrence sur le marché concerné* », et « *que les informations échangées, en dépit de leurs imperfections, [ont] été effectivement utilisées par les opérateurs pour ajuster leur stratégie, (...)* » (arrêts de la Cour de Cassation, Téléphonie mobile, du 29 juin 2007 et du 7 avril 2010).
102. De même, la Cour de justice des Communautés européennes a sanctionné l'atteinte au libre fonctionnement du marché, que constituait la précision des données mises en commun pendant plusieurs années par un nombre réduit d'entreprises contrôlant ensemble l'essentiel d'un marché : « *Une généralisation, entre les acteurs assurant la majeure partie de l'offre, d'un échange, selon une périodicité rapprochée, d'informations précises est de nature, sur un marché oligopolistique fortement concentré et où la concurrence est déjà fortement atténuée et l'échange d'informations facilité, à altérer sensiblement la concurrence qui subsiste entre les opérateurs économiques. En effet, dans une telle hypothèse, la mise en commun régulière et rapprochée des informations relatives au fonctionnement du marché a pour effet de révéler périodiquement, à l'ensemble des concurrents, les positions sur le marché et les stratégies des différents concurrents* » (arrêt *John Deere*, 28 mai 1998).

3. LE FONCTIONNEMENT ADMINISTRATIF DU DISPOSITIF ARB

103. L'attribution de quantités d'électricité régulée à chaque fournisseur s'effectue sur la base des critères mentionnés ci-dessus en introduction. La mise en œuvre du dispositif ARB cumule un encadrement législatif de l'attribution des quantités et le recours à la voie contractuelle entre EDF et chaque fournisseur pour l'achat de l'électricité régulée, sous le contrôle général de la CRE.
104. La lourdeur du dispositif juridique d'attribution, et les échanges d'informations entre opérateurs auxquels il se prête, appellent deux remarques.
105. Pour obtenir de l'électricité régulée, chaque fournisseur doit conclure avec EDF un accord-cadre, qui définit « *les modalités selon lesquelles [le] fournisseur pourra, à sa demande, exercer son droit d'accès à l'électricité de base pendant la période transitoire [de régulation]* », puis en application de cet accord, un contrat annuel d'approvisionnement.
106. La CRE fixe ensuite le volume d'électricité régulée effectivement accordé à chaque fournisseur et le lui notifie ainsi qu'à EDF. La suite du texte conduit à comprendre cette intervention de la CRE comme la correction du volume convenu contractuellement entre les parties, afin d'en déduire les quantités relatives aux contrats passés avec des gros consommateurs antérieurement à la loi, celles prévues par les accords bilatéraux d'approvisionnement entre EDF et un fournisseur, si les deux parties le demandent, ainsi qu'à une diminution éventuelle des demandes de tous les fournisseurs au prorata en cas de dépassement du plafond global de l'ARB.
107. L'utilité de l'accord-cadre préalable apparaît peu claire : son contenu ne consistera-t-il pas en pratique à reprendre les dispositions d'ordre public relatives à l'ARB figurant déjà dans la loi ?
108. Surtout, la procédure d'attribution comporte le risque pour le jeu concurrentiel d'organiser des contacts réguliers entre des entreprises normalement en concurrence sur le marché, d'autant plus que ces contacts impliqueront la totalité des fournisseurs. En particulier, l'entreprise dominante aura, du fait de la conception même du dispositif ARB, des contacts avec chacun de ses concurrents.
109. En réponse au risque ainsi identifié, le projet de loi établit la règle selon laquelle « *les échanges d'information doivent être organisés de telle sorte qu'ils ne puissent pas permettre à EDF d'avoir accès de façon privilégiée à des positions individuelles* ».
110. La précaution prise apparaît peu contraignante et renvoie au décret le soin d'encadrer les échanges d'informations inhérents au dispositif ARB.
111. L'Autorité appelle l'attention du législateur et ultérieurement du régulateur sur les risques potentiels pour la concurrence d'une telle situation. Le dispositif ARB ne doit pas avoir pour conséquence, même indirecte, de permettre ou de faciliter les échanges d'informations commerciales ou de prix confidentielles entre les fournisseurs, ce qui irait à l'encontre des principes d'autonomie de chaque entreprise dans la définition de sa politique commerciale et d'incertitude quant aux comportements de ses concurrents, qui sont à la base de l'exercice de la concurrence sur un marché.
112. Dans ce contexte, l'Autorité recommande que les contrats ARB annuels mentionnent les informations quantitatives nécessaires à leur réalisation, sous la forme la plus agrégée et la plus anonyme possible. La communication à EDF des courbes de consommation de

clients ou de catégories de clients du fournisseur alternatif est ainsi à exclure. Par analogie, le fournisseur alternatif devrait exprimer sa demande d'électricité régulée à EDF, dans les mêmes termes techniques qu'il utiliserait comme demandeur sur le marché de gros.

III. Le prix de l'électricité de base régulée

113. Le prix de cession de l'électricité régulée est la finalité même du dispositif ARB. Il s'agit de permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer EDF en leur donnant accès à un prix de production de l'électricité, qui s'avère inégalable à moyen terme par les autres fournisseurs pour des raisons tenant à la technologie mise en œuvre et au caractère largement amorti des centrales nucléaires, dans les limites d'un volume d'électricité plafonné et pour une période transitoire.
114. Le projet de loi prévoit ainsi que le prix de l'électricité régulée doit respecter deux règles distinctes. La première est la couverture du coût total de production de EDF : « *Afin d'assurer une juste rémunération à Électricité de France, le prix est représentatif des conditions économiques des centrales [nucléaires en service]* ». La seconde est celle d'un niveau comparable au prix qu'EDF applique pour ses propres ventes au détail au consommateur final « *Les contrats garantissent [aux fournisseurs alternatifs] des conditions d'achat reflétant les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires de EDF* ».
115. Le prix de l'ARB est fixé par arrêté des ministres de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE, qui se voit reconnaître à cette fin un pouvoir étendu d'investigation comptable et financière. A titre transitoire, le prix de l'ARB reste fixé par les ministres, après avis simple de la CRE, pendant les trois premières années suivant l'entrée en vigueur de la loi.

A. LA NECESSITE D'UNE STABILITE DES REGLES DE FIXATION DE L'ARB POUR EDF COMME POUR LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS

116. La mise en place d'une régulation de la production d'électricité pour une durée de 15 ans modifie profondément et durablement les conditions d'exercice de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité.
117. L'efficacité de la concurrence demande que les règles instaurées soient évidemment claires et publiques, mais aussi qu'elles présentent une certaine stabilité au long de la période de régulation. Cette stabilité s'avère indispensable dans le cas présent, car il s'agit d'une activité se caractérisant par un cycle d'investissement à la fois long et coûteux, et les nouveaux opérateurs ont besoin de visibilité pour bâtir leur plan de développement.
118. Tel n'est pas le cas du projet de loi, dont le septième de l'article 1^{er} ouvre la possibilité de modifications importantes de la règle de calcul du prix de l'ARB en 2015 et en 2020.

119. A chacune de ces échéances, le gouvernement peut en effet proposer dans un rapport au Parlement d'ajouter aux coûts repris pour fixer le prix de l'ARB : « *les coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base* », mais aussi le financement « [d'] *un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire* ».
120. La rédaction retenue ne confère, certes, à ces clauses que le caractère de déclaration d'intention, mais la lecture de l'exposé des motifs et de l'étude d'impact accompagnant le projet de loi vient étayer la probabilité de cette évolution de la règle de calcul du prix de l'ARB, que de toute façon, une loi ultérieure pourra toujours décider.
121. Or, le changement ainsi envisagé de l'équation économique annoncée initialement pour le dispositif ARB est profond, car il organise le financement par les recettes de l'ARB de la construction de nouvelles centrales nucléaires et le renouvellement de celles en service. Une hausse importante et à un terme rapproché du prix de l'électricité régulée ne peut donc pas être exclue.
122. Ce constat appelle deux commentaires.
123. Figer dès maintenant un dispositif ARB appelé à s'appliquer durant 15 ans, ainsi qu'ignorer les enjeux de renouvellement du parc de production d'électricité de base, ne sont évidemment pas concevables. Toutefois, la prévisibilité des règles de fixation du prix de l'ARB et l'objectif de développement de la concurrence recommandent d'afficher clairement ces règles. Cela pourrait par exemple consister à annoncer dans le projet de loi que l'application de l'ARB sera divisée en trois périodes distinctes. Le dispositif instauré dans le cadre de la décision du Conseil de la concurrence n° [07-D-43](#) a ainsi retenu cette solution, en distinguant deux périodes contractuelles différentes, qui sont chacune assorties de règles de calcul particulières pour le prix de cession de l'électricité.
124. Par ailleurs, ce calendrier implicite d'évolution des règles pour le calcul du prix de l'ARB conduit à s'interroger sur la pertinence des règles retenues par le projet de loi.

B. LA COUVERTURE PAR LE PRIX DES COÛTS DE PRODUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES

125. La première règle prévoit que le prix de cession de l'électricité régulée par EDF aux fournisseurs alternatifs doit permettre de couvrir l'ensemble des coûts de production correspondants supportés par EDF.
126. Le prix de l'ARB ne doit être ni supérieur au coût de production du mégawattheure concerné, ce qui reviendrait à maintenir l'avantage actuel d'EDF que les autres producteurs ne sont pas en mesure d'égaliser, ni être inférieur à ce coût, auquel cas EDF subventionnerait de fait les autres charges de ses concurrents (approvisionnement en électricité de pointe et coûts de fonctionnement propres à chaque entreprise).
127. Le projet de loi définit le périmètre concerné (les centrales nucléaires actuellement en service) et énumère les catégories de charges que la CRE devra retenir pour calculer le prix de cession de l'électricité régulée. Il s'agit : de la rémunération des capitaux investis, des coûts d'exploitation, des coûts des investissements de mise à niveau, ainsi que des coûts futurs de démantèlement.

128. Sur le principe, le texte reprend les éléments constituant les charges figurant à un compte de résultats et doit permettre de calculer le coût de revient complet de production d'un mégawattheure nucléaire. Il faudra néanmoins, attendre le décret d'application, pour savoir ce que recouvrent exactement les catégories de charges mentionnées, et pour se prononcer ainsi sur la couverture, ou non, par le prix de l'ARB de la totalité des coûts encourus par EDF.
129. L'avis de l'Autorité sur le prix de l'ARB reste donc tributaire de ce futur texte d'application, qui devra obligatoirement lui être soumis avant son adoption, en vertu de l'article L. 410-2 du code de commerce. Cette règle de procédure est d'ailleurs rappelée à l'article 4 du projet de loi.
130. Un point essentiel pour la fixation du prix de l'ARB tient à la valeur accordée au parc actuel de 20 centrales avec 58 réacteurs nucléaires. Ces centrales sont aujourd'hui au plan comptable largement amorties, puisqu'elles ont été mises en service entre 1977 (cas de la première centrale, Fessenheim) et 1994 (cas de la dernière, Civaux) pour une durée d'amortissement fixée à 25 ans. En revanche, leur valeur d'utilité apparaît très supérieure à cette valeur nette comptable pour deux raisons. D'une part, les centrales ont une durée de vie prévue à l'origine par le constructeur pour une exploitation pendant 40 ans. D'autre part, chaque réacteur est soumis à une visite décennale de l'Autorité de sûreté nucléaire, qui décide à ce moment de la prolongation d'activité de ce réacteur, en assortissant éventuellement son autorisation de maintien en service à la réalisation des investissements de sécurité ou de remise à un niveau technique jugés nécessaires.
131. Cette double raison fait que les centrales ont pour EDF, au plan économique, une valeur très supérieure à celle figurant au bilan de l'entreprise en 2009.
132. Lors de l'instruction, EDF a communiqué aux rapporteurs des ordres de grandeur donnant une valeur brute actualisée des 58 réacteurs de 112 Mds d'euros pour une valeur nette au bilan de 16 Mds d'euros. Ces chiffres n'ont pas pu être vérifiés dans les délais impartis à l'Autorité pour rendre son avis et n'engagent donc qu'EDF. Néanmoins, ils sont particulièrement révélateurs du problème préalable de réévaluation des actifs de production, que les règles de calcul de l'ARB devront prendre en compte.
133. A défaut de calcul du prix de l'ARB en tenant compte de la valeur réelle des centrales en service, EDF devrait gérer ces centrales comme des immobilisations n'ayant plus qu'une valeur résiduelle et n'aurait pas intérêt à investir dans ces actifs. La possibilité de réévaluer des immobilisations corporelles en cours de vie est d'ailleurs prévue à l'article L. 123-18 du code de commerce.
134. Subsidiairement, la question se pose de la méthode à utiliser pour déterminer les charges à prendre en compte pour le calcul du prix de l'ARB.
135. Le projet de loi prévoit que « *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* ». Le texte ne retient ainsi pas, à bon escient, le recours à des comptes séparés spécifiquement établis pour déterminer les charges des centrales nucléaires.
136. La solution des comptes séparés implique, en effet, un double retraitement des données de la comptabilité générale de la société EDF : une première fois, afin d'établir les comptes séparés, puis une seconde fois, pour calculer le prix de l'électricité régulée. Le

risque de cumuler les erreurs est réel, en particulier, s'agissant d'un sujet excessivement technique.

137. Cette méthode présente en outre, l'inconvénient de figer la situation comptable retenue comme référence, qui devient dès lors, le cadre de discussion exclusif pour les travaux de fixation du prix de cession, alors qu'une profonde asymétrie d'informations existe entre EDF et le régulateur. L'expérience acquise par le Conseil de la concurrence lors de l'avis n° [07-A-08](#) rendu à la demande du Conseil d'État, relatif au caractère déficitaire ou non des ventes du gaz au tarif réglementé, a d'ailleurs démontré l'utilité très limitée des comptes séparés existants. Une analyse comptable et financière spécifique s'est rapidement révélée indispensable pour répondre au litige.

C. L'ABSENCE D'EFFET DE CISEAU AVEC LE PRIX PRATIQUE PAR EDF POUR SES PROPRES VENTES

138. Le projet de loi impose un second objectif à respecter pour le prix de l'ARB : les fournisseurs alternatifs doivent bénéficier « *de conditions économiques d'accès à la production des centrales [nucléaires] équivalentes à celles de EDF* ».
139. Cet objectif peut se transcrire en la règle, d'un prix d'achat du mégawattheure d'origine nucléaire identique, que l'utilisateur soit EDF ou un fournisseur alternatif. Le but est de prévenir un effet de ciseau entre le prix d'approvisionnement qu'EDF demanderait au fournisseur alternatif, et le prix qu'EDF appliquerait pour ses propres ventes au consommateur final.
140. Parallèlement, l'effet de ciseau éventuel sera atténué par le fait qu'une vente d'électricité va désormais associer deux ressources avec des conditions d'approvisionnement différentes au plan concurrentiel.
141. La majorité des clients demande en effet une fourniture unique de leurs besoins d'électricité en base comme en pointe. Pour satisfaire cette demande, un fournisseur doit donc s'approvisionner en quantités d'électricité de base, pour laquelle il bénéficiera d'électricité régulée (dans la limite du volume global de 120 TWh rendu disponible par la loi), et de quantités d'électricité de pointe qui est achetée par tous les fournisseurs y compris EDF, aux conditions du marché. Pour la production d'électricité de pointe, EDF ne dispose pas en effet d'un avantage de coût de production inégalable à moyen terme, comme en matière de production d'électricité de base.
142. L'appréciation d'un éventuel effet de ciseau conduit à examiner séparément les deux segments du marché de la fourniture d'électricité : les ventes aux conditions du marché libre et celles aux tarifs réglementés.

1. LES VENTES AU PRIX DE MARCHÉ

143. Les prix de vente de l'électricité au consommateur final sur ce segment du marché sont libres et résultent de la confrontation permanente de l'offre et de la demande. Les fournisseurs alternatifs restent néanmoins confrontés à l'avantage comparatif des coûts de production plus faibles d'EDF du fait de son parc de centrales nucléaires.

144. L'existence possible d'un effet de ciseau sur ce segment du marché dépend de trois facteurs : le prix qui sera retenu pour l'électricité régulée vendue aux fournisseurs alternatifs, la quantité d'électricité disponible à ce prix, et l'importance de la demande qui est concrètement accessible aux fournisseurs alternatifs.
145. Le dispositif ARB garantit aux fournisseurs alternatifs des coûts d'approvisionnement comparables à ceux EDF. S'agissant du prix de l'électricité régulée, le projet de loi ne pose que des principes, non critiquables en eux-mêmes, et renvoie la fixation des règles effectives de calcul de ce prix à un futur décret déjà évoqué. Il est donc impossible à ce stade de porter une appréciation sur le caractère compétitif du niveau de prix qui sera proposé aux fournisseurs.
146. Au delà du prix de la ressource ARB pour les fournisseurs alternatifs, la quantité d'électricité disponible à ce prix est également déterminante.
147. La part du marché accessible aux ventes libres va augmenter avec la suppression des tarifs réglementés destinés aux gros consommateurs : d'abord celle du Tartam avec l'entrée en vigueur de la présente loi, puis celle des tarifs réglementés jaunes et verts à l'échéance du 1^{er} janvier 2016 fixée par le projet de loi. Sur la base des chiffres de consommation pour l'année 2009, la demande accessible à tous les fournisseurs passera ainsi des 73 TWh aujourd'hui à environ 250 TWh en 2016.
148. Le plafond de 120 TWh fixé par la loi pour le volume global de l'électricité de base régulée apparaît proportionné, car il faut aussi tenir compte que la fourniture d'électricité à un client porte dans la majorité des cas, conjointement sur une quantité d'électricité de base (régulée) et une quantité d'électricité de pointe (non régulée), et qu'EDF conservera une part du marché.

2. LE POSITIONNEMENT DU PRIX DE L'ARB PAR RAPPORT AUX TARIFS REGLEMENTES BLEUS

149. L'existence de tarifs de vente de l'électricité réglementés par les pouvoirs publics n'est pas remise en cause dans son principe par les directives communautaires successives. De tels tarifs existent d'ailleurs dans la majorité des pays européens.
150. Au plan national, les lois de 1946 et 2000 dans leurs versions successives ont mis en place un cadre juridique spécifique pour les tarifs réglementés de vente aux petits consommateurs (tarifs dits « bleus »), tenant à la définition des consommateurs susceptibles d'en bénéficier, aux fournisseurs responsables de leur distribution, et à la fixation par le gouvernement des prix de vente à ces tarifs.
151. La liberté pour tout consommateur de choisir son fournisseur d'électricité à compter du 1^{er} juillet 2007, n'a pas rendu obligatoire le passage au marché libre pour les consommateurs. Ultérieurement, la loi du 21 janvier 2008 a établi un droit de retour aux tarifs réglementés pour les consommateurs ayant précédemment opté pour un fournisseur alternatif, sous réserve de son exercice avant le 1^{er} juillet 2010, et du respect d'un délai de carence de 6 mois.
152. Le maintien sur le marché des tarifs réglementés bleus apparaît donc pérenne, avec aujourd'hui une part largement prépondérante des ventes aux petits consommateurs réalisée à ces tarifs et leur valeur de référence pour les consommateurs quant au niveau de prix jugé acceptable pour l'électricité.

153. Dans le même temps, lors de l'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité aux petits professionnels en 2004, puis aux particuliers en 2007, plusieurs opérateurs ont volontairement choisi d'orienter leur développement en direction de ces catégories de clients et ont en conséquence positionné leurs offres commerciales par rapport au niveau des tarifs réglementés.
154. Il faut souligner que cette stratégie commerciale et cette politique de prix résultent du libre choix de ces fournisseurs. D'autres opérateurs ont décidé de sélectionner de façon préférentielle des profils de consommation particuliers au sein de cette clientèle de masse, pour leur proposer une offre ciblée et enrichie.
155. L'enjeu pour l'exercice de la concurrence entre les fournisseurs d'électricité n'est donc pas le maintien de tarifs de vente réglementés par l'État pour ces consommateurs, mais les modalités de fixation du prix de ces tarifs afin de s'assurer que ces ventes ne s'effectuent pas à perte.
156. L'Autorité de la concurrence avait souligné l'importance primordiale de ces règles tarifaires lors de son avis n° [09-A-43](#) relatif au décret actuellement en vigueur pour la fixation des tarifs réglementés : *« L'enjeu concurrentiel général mérite d'être rappelé. L'objectif d'un texte portant sur les modalités de fixation des tarifs réglementés est d'éviter toute distorsion de fonctionnement du marché libre, du fait de tarifs réglementés qui ne correspondraient pas aux coûts totaux supportés par le fournisseur. A défaut, le fonctionnement d'un marché désormais complètement ouvert à la concurrence serait faussé en créant une barrière à l'entrée de nouveaux opérateurs »*.
157. La possibilité d'un effet de ciseau, entre le coût d'approvisionnement appliqué par EDF pour ses ventes aux tarifs réglementés et le même coût pour les offres des fournisseurs alternatifs, ne devrait pas se poser, à la condition que les prix de vente aux tarifs réglementés correspondent effectivement à l'intégralité des charges supportées par EDF ou le distributeur public local : *« Il apparaît en effet difficile de fixer le prix de vente d'une prestation en excluant toute discrimination ou distorsion de concurrence lorsque les coûts composant ce prix ne sont pas préalablement définis de façon objective et complète. (...) Une rédaction précise et exhaustive de la totalité des coûts à reprendre dans les tarifs est indispensable, afin de disposer de règles objectives et non contestables pour fixer les tarifs réglementés, qui sont seules en mesure de garantir la neutralité de ces tarifs quant à l'exercice de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité »* (avis n° [09-A-43](#), précité).
158. Le projet de loi maintient sans limite dans le temps les tarifs réglementés pour les particuliers et les petits professionnels et introduit deux dispositions favorables à l'exercice de la concurrence.
159. Le droit de retour aux tarifs réglementés est, d'une part, prorogé sans terme fixé, ni délai de carence de 6 mois, comme dans les textes actuels. Cette disposition permet de faciliter la mobilité des consommateurs d'un fournisseur alternatif à un distributeur public.
160. D'autre part, les tarifs réglementés seront désormais fixés par l'addition de tous les coûts liés à la fourniture de l'électricité à ce tarif au consommateur final : *« 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 ».

161. Cette règle de calcul des tarifs réglementés s'avère indispensable pour garantir la neutralité de ces tarifs quant aux conditions de concurrence entre les fournisseurs, mais son efficacité est amoindrie en différant son application de quasiment 5 ans.
162. Dans l'intervalle, le prix proposé aux consommateurs par les fournisseurs alternatifs devra s'établir entre un plancher, constitué par leur coût d'approvisionnement en électricité régulée, et un plafond, représenté par le prix de vente aux tarifs bleus, sauf à ce que ces fournisseurs acceptent de supporter des pertes. Il sera donc difficile, au moins jusqu'à la fin de 2015, aux fournisseurs alternatifs de concurrencer frontalement les tarifs réglementés dans leurs offres commerciales aux particuliers et petits professionnels.
163. L'Autorité ne peut que recommander au gouvernement de réduire au maximum la durée de la période de transition ouverte par le projet de loi, ou à défaut de rapprocher progressivement d'ici 2015 le niveau des tarifs réglementés des coûts supportés par leurs fournisseurs.

D. LE MECANISME DE COMPLEMENT DE PRIX

164. Le projet de loi dispose que le fournisseur revendant de l'électricité régulée pour un autre usage que la livraison d'un consommateur final doit payer, à EDF, un « *complément de prix* », qui est égal à la différence entre le prix constaté sur le marché de gros et le prix de l'ARB pour le volume d'électricité en cause. Il s'inspire, sur ce point également, du remède mis en place par le Conseil de la concurrence en 2007.

1. LE PRINCIPE DU COMPLEMENT DE PRIX

165. La clause de complément de prix joue un rôle de garde-fou en dissuadant les effets d'opportunité pour un fournisseur, qui profiterait du prix hors marché de l'électricité régulée pour la revendre au prix de marché sur le marché de gros ou à l'exportation, et encaisserait la marge correspondante.
166. Une telle clause apparaît en accord avec l'objectif de la réforme qui vise à développer la concurrence pour la fourniture d'électricité au consommateur final, en permettant aux concurrents d'EDF de bénéficier d'un volume de base aux mêmes conditions économiques. Le dispositif ARB revient ainsi à neutraliser, dans la concurrence entre fournisseurs, le prix de l'électricité de base (dans la limite du volume d'électricité régulé disponible), qui entre dans le prix de vente au détail proposé par chaque fournisseur à son client.
167. Dès lors, les quantités d'électricité régulée n'allant pas au consommateur final doivent être valorisées au prix de marché, comme si EDF les avaient directement vendues sur le marché de gros.
168. Le Conseil de la concurrence a d'ailleurs validé une disposition similaire pour les contrats d'approvisionnement conclus dans le cadre de la décision n° [07-D-43](#): « *Le mécanisme de la clause de prix complémentaire n'est autre que le moyen retenu pour*

conserver un effet utile au dispositif. (...). En l'absence d'un mécanisme de neutralisation de ces possibilités [d'arbitrage], les engagements aboutiraient à une éviction des quantités d'énergie livrées pour des usages plus rémunérateurs que le service des petits consommateurs ».

2. LES MODALITES DE MISE EN ŒUVRE

169. Nonobstant le renvoi prévu à un décret d'application, plusieurs conditions indispensables à la mise en œuvre du complément de prix apparaissent imparfaitement réglées dans le projet de loi.
170. La périodicité du paiement des compléments de prix dus par un fournisseur alternatif n'est pas précisée. Par voie de conséquence, la valorisation à retenir pour le prix de marché servant à calculer le montant du complément de prix n'est pas connue de ce fournisseur.
171. Il est pourtant essentiel, pour un fournisseur alternatif de pouvoir anticiper le plus longtemps à l'avance ces règles, quant au calcul du complément de prix, afin de les prendre en compte dans son plan de développement et pour choisir la quantité d'électricité régulée qu'il prévoit de demander. En effet, les fournisseurs alternatifs ont par nature un portefeuille de clients en croissance et doivent, sur la base de leurs prévisions de vente, passer avec EDF un contrat annuel d'achat d'un volume d'électricité régulée. Le risque d'erreur de prévision est donc réel, rendant nécessaire la revente des quantités d'électricité régulée sur le marché de gros.
172. Le risque ainsi pris est normal dans une activité de négoce car, il est compensé par l'absence de risque pris dans la production de l'énergie. Pour autant, il appelle des règles claires de mise en jeu.
173. Tout au plus, le texte permet de comprendre que le paiement n'intervient pas le jour de la revente sur le marché de gros des volumes d'électricité régulée, avec les mentions d'un complément de prix égal à « *l'écart moyen* » entre le prix de marché et celui de l'ARB, ainsi que la prise en compte « *du coût de financement lié au caractère différé de son règlement* ».
174. Or, la question de la période de calcul de cet écart moyen a des conséquences importantes pour le fournisseur concerné et pour l'efficacité du dispositif.
175. Le paiement immédiat le jour de la revente interdit toute marge de manœuvre au fournisseur, tandis qu'un calcul sur une certaine durée lui permet de compenser les reventes profitables par celles réalisées à perte. Mais plus la durée retenue pour le calcul du complément de prix sera longue, plus le fournisseur pourra espérer que le complément de prix à payer sera limité, ce qui s'effectuera aux dépens de l'efficacité du dispositif.
176. L'Autorité considère ainsi que le projet de loi devrait indiquer la périodicité de paiement du complément de prix, et estime que le mois ou le trimestre constituerait une référence maximale, étant donné la saisonnalité marquée de la consommation d'électricité.

3. LA COEXISTENCE D'UNE PENALITE CONTRACTUELLE ET D'UNE SANCTION ADMINISTRATIVE POUR UNE DEMANDE EXCESSIVE D'ELECTRICITE REGULEE

177. Le mécanisme de complément de prix comporte aussi un dispositif implicite de sanction, en cas de demande par un fournisseur de quantités d'électricité régulée trop importantes, par rapport à ses ventes aux clients effectivement réalisées : « [Le complément de prix] *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* ».
178. Le paiement du complément de prix majoré s'inscrit dans le cadre du contrat annuel d'approvisionnement en électricité de base conclu entre EDF et un fournisseur alternatif. A charge, pour le contrat de définir le seuil de passage d'une demande présumée normale à une demande considérée comme excessive, ainsi que le montant de la majoration du complément alors due.
179. Ce dispositif appelle trois remarques de la part de l'Autorité :
- dans un contexte de régulation d'un marché, il n'est pas souhaitable de laisser la définition de ces clauses, susceptibles d'avoir de lourdes conséquences financières pour le fournisseur, aux seules parties, d'autant plus, lorsque l'opérateur dominant est concerné.
- Il importe donc, que la régulation ARB porte aussi sur ces clauses, qui doivent faire partie des stipulations obligatoires des contrats-types d'approvisionnement en électricité prévus par le projet de loi.
- Les enjeux concurrentiels rendent de plus, nécessaires de recourir à la procédure d'un décret pris obligatoirement après avis de l'Autorité, au titre de l'article L. 462-2 du code de commerce.
 - Enfin, le paiement du complément de prix majoré à EDF apparaît très contestable au regard de l'exercice de la concurrence. Dans cette hypothèse, le fournisseur alternatif verserait en effet à EDF, la différence entre le prix payé pour l'électricité régulée et le prix obtenu par la revente de cette quantité d'électricité régulée sur le marché de gros, à laquelle s'ajouterait le complément de prix majoré. Cette marge supplémentaire payée par le fournisseur n'est pas justifiée, et constituerait un bénéfice exceptionnel pour EDF aux dépens du fournisseur alternatif.
180. Par ailleurs, le complément de prix majoré doit être rapproché d'une autre disposition figurant au projet de loi.
181. Le texte institue en effet à son article 7/VII un nouveau cas de sanction pécuniaire de nature administrative relevant du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE : « *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* ».

182. Cette disposition assez inhabituelle apparaît faire double usage avec le complément de prix majoré, en sanctionnant dans les deux cas un abus d'un fournisseur quant à sa demande d'électricité régulée. Les deux dispositifs se différencient certes sur la base de leur nature juridique, contractuelle dans le premier cas et administrative dans le second, et probablement aussi sur l'importance de l'excès commis par le fournisseur. Mais la ligne de partage entre eux apparaît difficile à établir.
183. En outre, la demande abusive d'électricité régulée d'un fournisseur relève clairement de la régulation de l'activité mise en place sur un marché et non de l'exécution du contrat entre les parties, d'autant moins lorsque cette « police contractuelle » est confiée à EDF opérateur dominant.
184. Le principe d'un complément de prix constitue une condition normale propre à assurer le succès du dispositif ARB. En revanche, l'ensemble des éléments précédents conduit l'Autorité à recommander l'abandon du dispositif de complément de prix majoré.

IV. Le lien entre l'ARB et l'incitation à l'investissement

185. Le dispositif ARB a vocation à s'appliquer à très long terme et les mesures ainsi mises en place n'auraient naturellement pas leur raison d'être sur un marché concurrentiel normal. L'atteinte apportée au libre exercice de la concurrence doit avoir pour contrepartie l'émergence à l'issue de la période de régulation d'opérateurs effectivement en mesure de constituer pour les consommateurs une alternative crédible à l'offre d'EDF.

A. UNE CONCURRENCE EFFECTIVE SUR LE MARCHÉ DE LA FOURNITURE SUPPOSE LA PRÉSENCE SUR CE MARCHÉ D'OPÉRATEURS INTÉGRÉS

186. L'effectivité de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité implique l'existence aux côtés d'EDF de plusieurs opérateurs intégrés, qui soient également présents dans la production et investissent dans des capacités nouvelles. Une telle configuration de marché n'exclut pas pour autant des opérateurs spécialisés dans la vente à une catégorie de clientèle, mais leur rôle pour animer le marché devrait rester secondaire.
187. Ce constat découle d'une observation des conditions de fonctionnement de ce marché.
188. Les fournisseurs alternatifs sont confrontés à EDF, qui reste l'opérateur dominant sur le marché et pour des raisons historiques intègre la production et la commercialisation de l'électricité. De plus, le produit vendu est banalisé et peu susceptible d'innovations réelles, et par conséquent, de différenciation d'une offre commerciale totalement nouvelle que proposerait un opérateur entrant sur le marché. Le contexte de marché n'est pas comparable au secteur des télécommunications, où l'ouverture à la concurrence a été facilitée par de fortes innovations technologiques qui ont créé des espaces nombreux pouvant être conquis par de nouveaux opérateurs (téléphonie mobile, internet...).

189. Les fournisseurs alternatifs doivent donc disposer des mêmes moyens qu'EDF pour être des concurrents efficaces. Tous les fournisseurs significatifs en Europe présentent d'ailleurs un modèle économique identique, intégrant production et commercialisation au sein d'une même entreprise (EON et RWE en Allemagne, Enel en Italie, ou Vattenfall en Suède, ...). En Grande-Bretagne, la libéralisation du marché s'est organisée différemment en dissociant les différents stades de l'activité entre plusieurs entreprises pour des résultats peu satisfaisants, suivis d'un retour au modèle intégré.
190. La plupart des clients demandent une prestation unique, couvrant leur consommation de base, de pointe et d'hyper-pointe, qui peut néanmoins être partagée entre plusieurs fournisseurs. La saisine de la société Kalibraxe instruite par le Conseil en 2007 ([07-MC-01](#)) a ainsi établi qu'un nombre extrêmement réduit de clients, même parmi les gros consommateurs, était prêt à dissocier les composantes de leur fourniture d'électricité dans le but de profiter des variations de cours sur le marché. Dans le cas des particuliers et des petits professionnels, la question ne se pose absolument pas.
191. Pour les fournisseurs, la mise en concurrence effectuée par les grands clients se traduit inéluctablement par la nécessité de consentir des efforts sur leurs marges. Cette politique commerciale est rendue plus aisée à réaliser et son coût à maîtriser, si le fournisseur est présent à la fois au stade de la production, au moins pour couvrir une partie de ses ventes, et de la commercialisation. Il peut alors agir sur les deux niveaux de marge, contrairement à un opérateur s'approvisionnant en totalité sur le marché de gros et subissant les variations de prix. Le modèle intégré a donc également des conséquences sur le niveau des prix de détail au consommateur final.
192. A défaut de l'arrivée sur le marché de nouveaux opérateurs intégrés, le risque existe qu'au terme du dispositif ARB, la configuration du marché de l'électricité ne soit guère différente de celle actuelle : EDF assurant l'essentiel de la production et dominant les ventes, aux côtés de fournisseurs dépendant pour leur approvisionnement du marché de gros ou d'accords passés en la matière avec l'opérateur historique.
193. Le projet de loi se doit donc d'inciter les fournisseurs à investir dans les moyens de production. Le dispositif de régulation permettrait ainsi d'exploiter l'avantage de prix temporaire procuré par le parc nucléaire installé et amorti, qui est détenu par une seule entreprise, au bénéfice de l'ensemble des fournisseurs présents sur le marché, en contrepartie de l'investissement dans de nouvelles capacités de production par toutes les entreprises (y compris donc EDF). Seule cette évolution devrait permettre à terme d'avoir une multiplicité d'opérateurs en situation de se faire durablement concurrence sur le marché.

B. L'INSTAURATION D'UN MECANISME D'OBLIGATION DE CAPACITES ET D'UN MARCHE DE CAPACITES

194. L'article 2 du projet de loi crée une incitation pour les fournisseurs à investir dans la production, qui prend la forme d'une obligation pour tout fournisseur d'électricité actif sur le marché national de 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* ». La réalité de ces garanties est attestée par un contrat de certification conclu par chaque fournisseur avec RTE.

195. Le fournisseur ne disposant pas des garanties de capacité à hauteur des volumes d'électricité qu'il vend, ne satisferait pas l'obligation fixée par l'article 2 et fera l'objet d'une sanction administrative pécuniaire prononcée par le comité de règlement des différends de la CRE.
196. Le lien ainsi établi entre l'obligation de capacité et le niveau des ventes réalisées, que complète le caractère « échangeable » reconnu par le texte aux certificats, introduit un mécanisme de marché incitant les fournisseurs d'électricité à investir dans la production.
197. Cette incitation à l'investissement privilégie les investissements des opérateurs dans les moyens de production de pointe.
198. Un triple constat permet d'aboutir à cette conclusion. Il existe en France un besoin d'investissements à réaliser dans les capacités de production de pointe, qui s'avèrent aujourd'hui anciennes et insuffisantes lors des périodes de très forte consommation d'électricité. Le deuxième alinéa de l'article 2 est, par ailleurs, explicite à cet égard, puisque la détention de certificats de capacité doit en particulier permettre de « *satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire national métropolitain, notamment lors des périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ». Enfin, le dispositif ARB sera neutre sur ce point, car le fournisseur achetant des quantités d'électricité régulée obtiendra à titre gratuit d'EDF, les certificats lui permettant de satisfaire son obligation légale de garantie de capacité.

C. L'EFFET SUR LE JEU DE LA CONCURRENCE DES CERTIFICATS DE CAPACITES

199. La généralité des termes de l'article 2, conjuguée au fait que les pouvoirs publics se donnent un délai de trois ans pour mettre en œuvre le mécanisme de certificats, n'autorisent que des remarques générales quant à son effet possible sur la concurrence.
200. Premièrement, le dispositif est applicable à l'ensemble des fournisseurs, y compris EDF. Le constat précédent, sur l'insuffisance actuelle des capacités de production de pointe fait qu'EDF sera également concernée. La finalité du mécanisme mis en place apparaît ainsi répondre à un besoin objectif et ne pas introduire de discrimination entre les fournisseurs d'électricité.
201. Par ailleurs, privilégier l'investissement dans les moyens de production de pointe (pour l'essentiel des centrales à gaz) revient aussi, à retenir les investissements les plus abordables financièrement, pour un nouveau fournisseur. L'investissement initial dans la production de pointe est en effet, nettement plus faible, que pour les moyens de base. Cette dépense initiale modérée, conjuguée au prix de vente plus élevé de l'électricité de pointe, font que le retour sur investissement est aussi plus rapide.
202. Plus problématique est le fait pour EDF, qui reste le producteur d'électricité dominant tous types de moyens confondus, de détenir mécaniquement un pouvoir de marché important sur le marché des certificats de capacités, puisque le caractère échangeable de ceux-ci donnera lieu rapidement à des transactions entre les fournisseurs. A cet égard, l'Autorité sera attentive à l'émergence de tout comportement abusif ou d'ententes sur les nouveaux marchés de capacités notamment, pour les pratiques consistant à restreindre l'offre de capacités par rapport à des conditions concurrentielles normales.

203. Enfin, la détention actuelle par EDF de l'essentiel des moyens de production en électricité de base l'a conduite à conclure des accords d'échange de blocs d'électricité de base contre des blocs d'électricité de pointe, avec de nouveaux entrants dans l'activité de production. De tels accords sont justifiés, par la volonté partagée des deux entreprises d'optimiser leurs dépenses d'investissement. Mais ils comportent le risque pour la concurrence de créer des liens structurels, et à long terme, entre des entreprises en concurrence. Ces accords demanderont également à être regardés avec une grande vigilance de la part des autorités de concurrence.

D. L'INCITATION A INVESTIR DOIT EGALEMENT CONCERNER LES MOYENS DE PRODUCTION DE BASE

204. Le dispositif ARB assure aux fournisseurs alternatifs un volume d'électricité de base de l'ordre de 20 à 30 % de la consommation nationale, à un prix hors marché fixé par les pouvoirs publics, et pour une période de 15 années.

205. Les fournisseurs alternatifs devront donc produire leurs besoins en électricité de pointe pour fournir leurs clients et/ou les acheter sur le marché de gros. En revanche, ils n'ont aucune incitation à investir dans des capacités de production de base.

206. Or, un besoin d'investissement existe aussi dans les capacités de production d'électricité de base, sauf à considérer que cette partie de la production d'électricité serait durablement dévolue à EDF au moyen du parc nucléaire en service, et des futures centrales venant progressivement les remplacer.

207. Le parc actuel de centrales nucléaires d'EDF est entré en service à partir de 1977, pour une durée de vie certifiée à l'époque par le constructeur de 40 ans, et sera très probablement prolongé de plusieurs années. Il en résulte que le besoin de renouvellement des moyens de production en électricité de base devrait seulement se poser à moyen terme.

208. Ce constat n'exclut cependant pas, de prendre également en compte, une incitation à investir dans la production de base, car ce type de moyens demande des financements importants et des délais de réalisation élevés, alors que les orientations prises avec l'ARB sont appelées à régir le fonctionnement du marché de l'électricité au cours des 15 prochaines années.

209. Faute d'incitation à investir également dans la production de base, le risque existe que les fournisseurs alternatifs exploitent l'avantage obtenu avec l'ARB, au besoin, en se concentrant sur une clientèle présentant une consommation relativement stable au cours de la journée (cas des bureaux, des commerces), et cantonnent leurs investissements dans la production de pointe.

210. L'enjeu pour le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité est très réel.

211. Faute de l'émergence de véritables opérateurs intégrés présents au stade de la vente au consommateur, la production de pointe et la production de base, la situation de marché pourrait ne pas avoir véritablement changé à l'échéance du dispositif ARB par rapport à aujourd'hui. La majeure partie des capacités de production d'électricité de base resterait détenue par EDF, tandis que les fournisseurs alternatifs seraient surtout présents sur la

vente au détail au consommateur final et la production d'électricité de pointe. La probabilité d'une demande de prolongation du dispositif ARB serait alors élevée.

212. En conséquence, une incitation à l'investissement dans la production de base doit aussi être favorisée par le projet de loi.
213. L'incitation peut porter sur le prix de l'électricité régulée, ce qui renvoie aux règles de calcul du prix de l'ARB. Le projet de loi laisse ouverte cette possibilité, avec l'éventualité, abordée précédemment, de revoir ces règles en 2015 ou en 2020 par la prise en compte du financement du renouvellement des moyens de production de base dans le prix de l'ARB. L'ambiguïté du texte sur ce point clé ne peut qu'être rappelée.
214. De même, elle peut être obtenue à l'aide d'une baisse progressive et échelonnée au cours de la période de régulation du plafond de l'ARB mis à la disposition des fournisseurs alternatifs. Plusieurs opérateurs entendus, lors de la séance, ont d'ailleurs plaidé en faveur d'une telle orientation.
215. Une évolution en ce sens du projet de loi renforcerait la finalité escomptée du dispositif ARB, qui est de constituer une aide au démarrage de fournisseurs alternatifs durablement présents sur le marché, tout en réintroduisant par étapes le jeu du marché dans le dispositif mis en place.

V. Les dispositions transitoires à prendre en compte dans le projet de loi

216. Deux dispositions existantes sont déjà assimilables à un accès privilégié des fournisseurs alternatifs à l'électricité nucléaire produite par EDF à des conditions de prix hors marché. Il s'agit du tarif Tartam et des contrats d'approvisionnement passés avec EDF dans le cadre de la décision du Conseil de la concurrence n° [07-D-43](#). Cette finalité comparable à celle de l'ARB demande donc l'intervention de mesures d'adaptation pour les rendre compatibles avec le nouveau dispositif.
217. Le projet de loi ne prend pas position sur le calendrier et les modalités d'extinction du Tartam.
218. Le Tartam est un tarif réglementé créé par la loi du 7 décembre 2006, qui était accessible aux entreprises ayant exercé leur éligibilité et, à la condition d'en avoir fait la demande, à leur fournisseur d'électricité (EDF ou un fournisseur alternatif) avant le 1^{er} juillet 2007. Les ventes à ce tarif représentaient 18 % du volume total d'électricité consommé en 2009.
219. La loi a fixé un terme à ce tarif qui, à droit constant, doit normalement disparaître le 1^{er} juillet 2010. Au minimum, la transition avec le dispositif ARB doit être réglée par la loi.
220. Un cumul des deux dispositifs n'apparaît pas concevable, au vu de l'ampleur de la production d'EDF qui serait alors, soumise à un contrôle public de son usage et de la perte de contrôle induite pour EDF sur sa politique commerciale et ses prix.

221. S'agissant des contrats d'approvisionnement conclus entre EDF et des fournisseurs alternatifs au titre de la décision n° 07-D-43, du Conseil de la concurrence, les fournisseurs doivent être libres d'arbitrer à leur convenance entre la poursuite de ces contrats et une fourniture ARB.
222. Le projet de loi doit ainsi être complété par une clause permettant, au besoin, aux fournisseurs engagés avec EDF de dénoncer le contrat résultant de la décision n° [07-D-43](#), sans encourir des pénalités pour rupture unilatérale ou fautive.

Conclusion

223. Le dispositif ARB, qui est une forme d'économie administrée, a vocation à s'appliquer sur une très longue période (15 ans). Les restrictions importantes apportées ainsi au fonctionnement du marché, n'ont de sens que si une amélioration véritable de la situation de la concurrence sur le marché de l'électricité est obtenue, au terme de la période de régulation de 15 ans, grâce au dispositif ARB.
224. Il faut également que le projet de loi prévoie les modalités à même d'assurer une sortie progressive de la régulation, afin d'organiser le retour à des conditions normales de marché en matière d'approvisionnement pour les fournisseurs alternatifs.
225. Plus particulièrement, l'Autorité de la concurrence avance les recommandations suivantes à propos de plusieurs points du dispositif ARB :

- concernant le volume global d'électricité régulée accessible aux fournisseurs alternatifs, la loi devrait énoncer une réduction progressive du plafond de 120 TWh échelonnée sur la période de 15 ans.

L'objectif pour les fournisseurs est de se préparer progressivement à l'échéance, du 31 décembre 2025, à laquelle ils ne pourront plus se procurer de l'électricité à des conditions de prix et de volumes hors marché.

- L'attribution annuelle de l'électricité régulée va donner lieu à des échanges d'informations, entre chaque fournisseur demandant l'ARB et EDF, avec un risque réel de concertation, entre les entreprises sur leurs stratégies commerciales voire leurs politiques de prix, qui serait contraire aux règles de concurrence. En particulier, la conception même du dispositif ARB, fait que EDF, entreprise dominante sur le marché, aura des contacts commerciaux avec chacun de ses concurrents.

Dans ce contexte, l'Autorité recommande que les contrats ARB annuels mentionnent les informations quantitatives nécessaires à leur réalisation sous la forme la plus agrégée et la plus anonyme possible. La communication à EDF des courbes de consommation de clients ou de catégories de clients du fournisseur alternatif est à exclure.

- Les règles de calcul du prix de l'électricité régulée doivent être claires et prévisibles sur l'ensemble de la durée de l'ARB, au besoin en distinguant dès maintenant, l'existence de plusieurs périodes avec des règles de calcul différentes au sein de la durée totale de 15 ans.

Cette visibilité des règles apparaît indispensable pour des fournisseurs en phase de démarrage de leur activité, qui doivent de plus, être incités à investir dans leurs propres moyens de production afin de pouvoir concurrencer EDF avec les mêmes armes.

- Le maintien des tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les particuliers et les petits professionnels doit s'accompagner de règles claires pour leur fixation qui assurent la prise en compte de la totalité des coûts correspondant à cette fourniture.

L'Autorité ne peut que recommander de réduire au maximum la durée de la période de transition ouverte par le projet de loi, ou à défaut de rapprocher progressivement, d'ici l'échéance du 31 décembre 2015, le niveau des tarifs réglementés des coûts supportés par leurs fournisseurs.

- Le complément de prix à payer par le fournisseur revendant l'électricité régulée pour un autre usage que la fourniture à un consommateur final est indispensable pour assurer la cohérence et l'efficacité du dispositif ARB.

Mais son fonctionnement équilibré demande que le projet de loi soit complété sur les points essentiels suivants :

- la périodicité du paiement du complément doit figurer dans la loi : le mois ou le trimestre constituerait une référence adaptée au vu de la saisonnalité marquée de la consommation d'électricité ;
- le principe d'un complément de prix majoré, en cas de demande excessive d'électricité régulée d'un opérateur par rapport à ses ventes effectives, est contestable, car il fait double emploi avec l'abus passible parallèlement d'une sanction pécuniaire prononcée par le comité des différends de la CRE ;
- surtout, ce complément de prix majoré s'exerce dans le cadre du contrat d'approvisionnement ARB conclu entre EDF et un fournisseur alternatif, or, l'exercice de la concurrence ne permet pas d'envisager qu' EDF, opérateur dominant sur le marché, soit en mesure d'apprécier le caractère excessif de la demande d'électricité d'un de ses concurrents, de fixer la pénalité applicable et d'en encaisser le montant ;
- le renvoi, notamment sur ces aspects, à un contrat-type d'approvisionnement défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE ne semble pas suffisant.

L'Autorité est d'avis que ce texte devrait relever de la procédure prévue à l'article L. 462-2 du code de commerce prévoyant sa consultation préalable obligatoire pour tout texte réglementaire imposant « *des pratiques uniformes en matière de prix ou de conditions de vente* ».

- Enfin, l'émergence d'une concurrence réelle rend nécessaire de favoriser une incitation à l'investissement par les fournisseurs alternatifs dans les moyens de production d'électricité de pointe comme de base.

Le mécanisme des certificats de capacités proposé va dans ce sens. Mais la complexité de la conception de ce mécanisme et de son application, qui fera appel à RTE et à la CRE, doit être soulignée.

Pour cette raison et également afin d'inciter les fournisseurs alternatifs à investir dans les moyens de production de base, au vu de la durée de 15 ans retenue pour le dispositif ARB, l'Autorité réitère sa proposition de prévoir une baisse progressive et échelonnée du volume global d'électricité de base régulée fixée par le projet de loi.

Délibéré sur le rapport oral de MM. Pierre Debrock et Simon Genevaz et M. Bruno Lasserre, président, président de séance, Mme Élisabeth Flüry-Hérard, vice-présidente, et M. Yves Brissy, membre.

Le secrétaire de séance,
Véronique Letrado

Le-président,
Bruno Lasserre

© Autorité de la concurrence