

**Avis n° 11-A-06 du 15 mars 2011**  
**relatif à un projet de décret fixant les modalités d'accès à**  
**l'électricité nucléaire historique**

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la demande d'avis du 17 février 2011 présentée par la ministre de l'économie, des finances et de l'industrie en application de l'article L.462-2 du Code de commerce, enregistrée à l'Autorité de la concurrence sous le numéro 11/0017 A ;

Vu le livre IV du Code de commerce ;

Vu la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité ;

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

Vu l'avis n° [10-A-08](#) du 17 mai 2010 de l'Autorité de la concurrence, relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité ;

Le rapporteur général adjoint, le rapporteur, le représentant du ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement (direction générale de l'énergie et du climat),

Le commissaire du gouvernement entendus lors de la séance du 9 mars 2011 ;

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

1. La ministre de l'économie, des finances et de l'industrie a saisi pour avis l'Autorité de la concurrence d'un projet de décret portant application de la loi 2010-1488 du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME).
2. La loi NOME a instauré, jusqu'au 31 décembre 2025, un droit d'accès pour tout fournisseur alternatif à l'électricité de base produite par les centrales nucléaires de EDF en service à la date de la loi, dénommé accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ou ARENH).
3. Ce droit d'accès est accordé à titre gratuit, pour une durée annuelle, à un prix fixé par l'État, sur la base des prévisions de vente au détail des fournisseurs alternatifs et dans la limite d'un volume global d'électricité régulé fixé par la loi à 100 TWh par an.
4. Le projet de loi avait fait l'objet d'une saisine pour avis de l'Autorité de la concurrence, qui a donné lieu à l'avis n° [10-A-08](#) du 17 mai 2010.
5. La brièveté des délais impartis pour l'examen de ce texte et la technicité du sujet traité font que l'Autorité a volontairement limité son analyse du projet de décret au contexte d'exercice de la concurrence avec l'ARENH, ainsi qu'au mécanisme de complément de prix.

## **I. CONTEXTE CONCURRENTIEL DE LA MISE EN ŒUVRE DE L'ARENH**

6. L'application de la loi NOME comporte deux périodes successives, articulées autour de l'échéance du 31 décembre 2015.
7. En revanche, deux mesures sont acquises dès maintenant : les tarifs réglementés de vente aux particuliers et petits professionnels (tarifs bleus) sont maintenus sans limite dans le temps, et le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché (ou Tartam) disparaît avec la mise en place de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.
8. La phase transitoire de la réforme se caractérise par : le maintien des tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les gros consommateurs en bénéficiant (tarifs jaunes et verts), la fixation du prix de l'ARENH par les ministres concernés (jusqu'en 2014), et la prise en compte des profils de consommation des catégories de consommateurs pour le produit ARENH livré au fournisseur. Subsidiatement, les tarifs bleus ne devront couvrir obligatoirement la somme de leurs coûts qu'à partir également du 31 décembre 2015.
9. Pendant près de 5 ans, la configuration actuelle du marché va donc, pour l'essentiel, coexister avec la mise à disposition de l'électricité régulée pour les fournisseurs alternatifs, dont découlent de possibles effets de ciseaux entre les prix au détail proposés par ces fournisseurs et les tarifs réglementés de vente.
10. La loi NOME a tenté de prendre en compte ces discordances en introduisant des dérogations certes temporaires à ses propres règles, mais qui ne seront pas sans incidence sur le fonctionnement du marché de la fourniture d'électricité, étant donné en particulier la durée importante de la période de transition.

## A. L'EXISTENCE D'UNE SEGMENTATION TEMPORAIRE DU MARCHÉ DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ RÉGULÉE PAR TYPE DE CLIENTÈLE

11. La segmentation des clientèles découle de la prise en compte par la loi du profil de consommation des clients pendant la période transitoire initiale. Celle-ci est prévue au 3<sup>ème</sup> alinéa de l'article 4-1/III nouveau de la loi de 2000 : « *De manière transitoire, jusqu'au 31 décembre 2015, afin de refléter la modulation de la production des centrales [ nucléaires en service avant la publication de la loi du 7 décembre 2010 ], les règles de calcul de ce volume tiennent compte des catégories et du profil de consommation des clients du fournisseur dans la mesure où cela ne conduit pas à ce que la part du volume global maximal [ de 100 TWh par an ] attribuée au titre d'une catégorie de consommateurs s'écarte de manière significative de ce que représente la consommation de cette catégorie de consommateurs dans la consommation totale du territoire métropolitain continental.* ».
12. Parallèlement, le même article de la loi introduit un traitement spécifique des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de l'électricité au regard de l'utilisation de l'ARENH.
13. Un volume supplémentaire d'électricité régulée sera progressivement mis en place entre le 1<sup>er</sup> août 2013 et le 1<sup>er</sup> août 2016 pour la couverture des pertes des réseaux. Les quantités correspondantes seront fixées par arrêté ministériel. Un volume d'électricité régulée dédié est ainsi créé pour permettre aux fournisseurs alternatifs de répondre aux appels d'offres des gestionnaires de réseaux.
14. L'article 1/VI du projet de décret met en application ces deux règles en distinguant trois catégories de consommateurs : les particuliers et les petits professionnels (« les petits clients »), les autres consommateurs finals (« les grands clients »), ainsi que les gestionnaires de réseau pour leurs pertes en ligne (« les gestionnaires de réseaux »).
15. Le septièmement du même article donne un contenu opérationnel à cette segmentation des consommateurs en formalisant l'existence de 2 produits ARENH distincts : un produit plat, correspondant à un volume d'électricité livré constant sur l'ensemble de l'année, et un produit formé, c'est-à-dire un volume d'électricité modulé en fonction du jour/nuit et de l'été/hiver.
16. Le produit plat s'adresse aux grands clients et aux gestionnaires de réseaux, tandis que le produit modulé est destiné aux petits clients. Le prix de l'électricité régulée reste toutefois identique quel que soit le produit.
17. Ce faisant, le projet de décret va probablement au-delà des dispositions prévues par la loi en mettant en place deux produits strictement définis, alors que, selon la loi, le profil de consommation est un critère à prendre en considération, aux côtés d'autres, par la Commission de Régulation de l'Énergie (ci-après CRE) lorsqu'elle examinera les demandes d'électricité régulée des fournisseurs.
18. En outre, la prise en compte des catégories de clients et des profils de consommation des clients livrés par le fournisseur, instaurée par la loi, se rapporte aux volumes d'ARENH à distribuer. Le législateur a ainsi voulu prévenir que la quantité totale d'électricité régulée disponible bénéficie préférentiellement à une catégorie de consommateurs aux dépens d'une autre.
19. Cet état du droit appelle trois commentaires au regard des préoccupations de concurrence, tenant : à la segmentation des clientèles, à la coexistence de deux produits et au traitement réservé aux pertes.

**1. LA SEGMENTATION DES CLIENTÈLES, MÊME LIMITÉE DANS LE TEMPS, POUR L'ATTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ RÉGULÉE VA FAVORISER UNE SPÉCIALISATION DES FOURNISSEURS CONCURRENTS DE EDF**

20. Les trois catégories de clientèle définies par l'article 1<sup>er</sup> du projet de décret sont appelées à disparaître pour n'en faire plus qu'une au 1<sup>er</sup> janvier 2016. Il en va de même pour les produits ARENH livrés aux fournisseurs, qui seront fusionnés en un unique produit comportant une part de modulation qui reste à définir, mais présumée très faible.
21. La difficulté inhérente à cette organisation évolutive du marché régulé est qu'il va falloir passer d'un cadre très administré à un fonctionnement plus ouvert, où les fournisseurs alternatifs seront en concurrence entre eux pour obtenir de l'électricité régulée, sachant que le volume total de celle-ci est plafonné par la loi pour la durée de 15 ans du dispositif de régulation.
22. Or, la transition initiale porte sur un moyen terme, pendant lequel les fournisseurs alternatifs vont structurer leur offre, se positionner sur le marché et développer leur activité.
23. La période transitoire, correspondant au démarrage de la régulation partielle de la production d'électricité nucléaire, peut certes justifier un effort particulier en direction d'une catégorie de clients et de leurs fournisseurs dédiés (c'était l'objectif de la disposition de l'article 4/III précité). Par ailleurs, l'objectif est de placer les concurrents dans une situation analogue à celle de l'opérateur historique, ce qui suppose de « reproduire » la demande qui s'adresse à EDF.
24. Mais la segmentation des consommateurs rendue trop rigide par le projet de décret pourrait pousser à une spécialisation des fournisseurs sur une catégorie de clientèle ou la renforcer. A l'échéance de 2016, la spécialisation de certains des fournisseurs sur la clientèle des petits clients pourrait en conséquence être suffisamment établie pour figer la configuration du marché de la fourniture d'électricité. Cela rendra d'autant plus délicate la fusion des clientèles et des produits ARENH en un accès unique et indifférencié à l'électricité régulée, avec une demande prévisible de prolongation des règles d'attribution transitoires pour l'ARENH, ce qui serait contraire à la loi.
25. Un tel cadre juridique n'est pas sans incidence quant à l'exercice de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité.
26. Une situation de marché caractérisée par un nombre réduit d'opérateurs spécialisés apparaît, par nature, moins favorable à la concurrence. D'autant plus que l'ancien monopole historique a probablement intérêt à être confronté à un ensemble de concurrents de taille modeste, qui seraient présents seulement sur un segment de clientèle du marché de la fourniture d'électricité au consommateur final.
27. Lors de son avis [10-A-08](#) précité sur le projet de loi NOME (paragraphe 69), l'Autorité avait souligné l'incidence sur l'intensité future de la concurrence d'une telle configuration de marché : *« 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. »*.

## **2. LE PRODUIT MODULÉ ÉQUIVAUT À ACCORDER UN AVANTAGE DE PRIX AU FOURNISSEUR CONCERNÉ**

28. Jusqu'en 2016, deux produits ARENH distincts seront disponibles, avec pour seule limite le respect de la part de chaque catégorie de consommateurs dans la consommation totale nationale pour la répartition du volume global de l'ARENH.
29. Le degré de différenciation des deux produits devrait être marqué, c'est-à-dire exprimer en termes techniques que les fournisseurs demandant de l'ARENH pour des petits clients bénéficieront de livraisons d'électricité régulée intégrant une modulation quotidienne et saisonnière forte.
30. Or, l'électricité régulée sera cédée par EDF aux fournisseurs alternatifs au même prix, peu importe qu'il s'agisse de la livraison d'un volume constant sur l'année ou d'un volume modulé au cours de la journée et de l'année. Dans ce dernier cas, la quantité acquise par le fournisseur tend à correspondre à la quantité effectivement consommée par le client. Le fait que ce décalage ne fasse pas l'objet d'une facturation spécifique constitue donc un avantage en termes de coût d'approvisionnement pour le fournisseur concerné.
31. Le prix de l'ARENH n'est pas fixé à ce jour, mais l'existence d'un prix unique fondé sur le coût de production d'un mégawattheure d'électricité de base apparaît acquis. La modulation prévue constitue donc bien un avantage en termes de coût d'approvisionnement pour le fournisseur alternatif en bénéficiant.

### **a) Les spécificités de la fourniture d'électricité aux petits clients peuvent expliquer cette solution qui n'est pas sans incidence sur l'exercice de la concurrence**

32. Sur le segment de marché des petits clients, les fournisseurs alternatifs doivent concurrencer les tarifs réglementés bleus, mais ils n'ont pas l'assurance que ces tarifs couvrent l'intégralité de leurs coûts, puisqu'une telle obligation ne s'imposera qu'au 31 décembre 2015 selon les dispositions de l'article 4/II modifié de la loi de 2000.
33. Dans l'intervalle, les fournisseurs alternatifs devraient donc disposer d'un approvisionnement en électricité régulée qui serait moins cher pour ces clients, sauf s'ils n'ont pas à supporter les coûts liés aux fluctuations importantes de la consommation de la clientèle des particuliers en fonction de l'heure de la journée et de la saison, notamment à cause du chauffage électrique.
34. Les textes ont retenu cette seconde solution, qui présente le mérite d'éviter de mettre en place deux prix différents pour l'électricité régulée selon la nature de la clientèle livrée et qui ne nécessite pas un contrôle a posteriori de la bonne affectation des quantités commandées à chaque clientèle.
35. A la décharge de la solution retenue, la coexistence de plusieurs produits pourrait éventuellement avoir des effets non souhaités sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité, qui escompté de la loi NOME.
36. Ainsi, la disponibilité de deux produits ARENH différents, proposés au même prix, constitue une incitation, déjà mentionnée supra, pour les fournisseurs à se spécialiser sur une catégorie de clientèle.
37. Par principe, un accès à l'électricité régulée consistant en la mise à disposition des fournisseurs alternatifs d'un seul produit, dont le profil reproduirait celui de la production nucléaire historique, apparaît plus propice au développement de la concurrence. Dans cette

hypothèse, un fournisseur alternatif ne couvre que tout ou partie de la consommation constante de son client au cours de la journée et de l'année avec l'approvisionnement régulé, mais doit s'adresser au marché ou produire le complément d'électricité de base et la part de consommation de pointe de ce même client.

38. C'est d'ailleurs le postulat posé par la loi NOME : un fournisseur alternatif doit s'approvisionner en électricité pour ses besoins de base à un prix hors marché fixé par l'État, et, pour les besoins complémentaires en électricité de base et de pointe, sur le marché de gros à un prix de marché libre. La fourniture de tout client exigeant normalement une part d'électricité de base et une part d'électricité de pointe, il en résulte une réintroduction de la concurrence dans le marché de la fourniture d'électricité au consommateur final.
39. Dans son avis (paragraphe 63), l'Autorité avait souligné l'intérêt de cette démarche : « *Le dispositif [ ARENH ] 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.* ».
40. L'existence d'un produit modulé pour les petits clients pourrait ainsi permettre à un fournisseur spécialisé sur ce type de clientèle de ne pas avoir à acheter, ou seulement pour des volumes faibles, des quantités complémentaires d'électricité sur le marché libre pour livrer ses clients. Subsidiairement, la dépendance limitée de ce fournisseur à l'égard du marché libre pour son approvisionnement en électricité ne devrait pas l'inciter à développer ses propres capacités de production.
41. Sous ces conditions, l'effet vertueux pour le développement de la concurrence sur le marché escompté par la loi NOME ne jouerait donc pas, et parallèlement, les fournisseurs n'ayant pas la capacité d'adapter de cette manière leur portefeuille clients seraient pénalisés.

#### **b) La convergence des deux produits en un seul en 2016**

42. La loi NOME prévoit qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2016 il n'existera plus qu'un produit unique pour la mise à disposition des fournisseurs alternatifs de volumes d'électricité régulée.
43. L'article 1/IV du projet de décret rappelle cette règle, mais sans apporter d'éléments sur les caractéristiques de ce futur produit ARENH unique. Le texte actuel se contente de mentionner que : « *A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, les produits cédés par EDF ont le profil dit de type c)* », sans autre information sur ce que pourrait être ce futur produit de 'type c)' hormis le renvoi à un arrêté du ministre chargé de l'énergie.
44. Au vu des remarques précédentes quant aux conséquences possibles de l'existence transitoire de deux produits ARENH pour l'exercice de la concurrence, l'Autorité appelle l'attention des ministres et du régulateur sur la nécessité de limiter l'ampleur de la modulation du produit ARENH livré aux fournisseurs alternatifs pour la clientèle des petits consommateurs.
45. Une telle exigence s'impose pour faciliter la sortie de la période transitoire en 2016 et la convergence vers la livraison d'un produit ARENH unique.
46. Ce futur produit unique ne pourra qu'être non ou très peu modulé, sauf à changer profondément l'économie du dispositif régulé. Une modulation importante conduirait en effet à privilégier la catégorie des petits consommateurs et les fournisseurs spécialisés sur ce segment de marché. Elle aurait aussi pour conséquence d'augmenter le coût de

fourniture par EDF de l'électricité régulée aux fournisseurs alternatifs, si le coût inhérent à la modulation n'était pas répercuté dans le prix de l'ARENH. Le risque serait alors d'aboutir à ce qu'une partie de la production d'électricité, à hauteur de l'accès régulé, devienne un marché durablement administré.

47. La définition du produit ARENH disponible à partir de 2016 doit donc s'appuyer sur un critère objectif, transparent et non discriminatoire, afin que ce produit soit le plus neutre possible au regard des consommateurs et de la stratégie commerciale des fournisseurs.
48. De plus, la sécurité juridique des opérateurs et la prévisibilité de la règle justifient que les principes retenus pour définir ce produit unique figurent dans le projet de décret.
49. Sur ces bases, l'Autorité relève que l'article 4-1/III de la loi de 2000 modifiée précise, parmi les éléments à prendre en compte pour définir le produit ARENH pendant la période de transition, la nécessité de « *refléter la modulation de la production des centrales [nucléaires en service avant la publication de la loi NOME]* ».
50. La neutralité attendue du futur produit ARENH unique pourrait dès lors être obtenue avec un produit reproduisant non un profil de consommation donné, comme l'envisage le projet de décret, mais le profil moyen de production de l'ensemble du parc des centrales nucléaires historiques de EDF, tel qu'il serait constaté l'année précédente. Le produit ARENH serait ainsi assimilé à la production d'une centrale nucléaire virtuelle sur laquelle les fournisseurs alternatifs auraient des droits de tirage.
51. Une solution de cet ordre apparaît plus conforme à la loi NOME, qui se fixe pour objectif à l'article 4/I nouveau d'accorder aux fournisseurs alternatifs « *des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de [ses] centrales nucléaires* ». Or, EDF est tributaire des conditions de production de ses centrales, qui ne lui fournissent pas un produit sur mesure adapté à ses ventes aux consommateurs. Il n'existe donc pas de raisons objectives de créer une situation d'approvisionnement différente pour les fournisseurs alternatifs. Ceux-ci doivent pouvoir s'approvisionner en électricité régulée comme s'ils bénéficiaient globalement de droits de tirage sur une centrale nucléaire virtuelle.
52. Dans l'intervalle concernant la période transitoire de 2011 à 2015, l'Autorité recommande que le projet de décret prévoit le passage progressif à un produit unique d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Le texte devrait ainsi fixer les critères ou les orientations à suivre pour une réduction progressive de la modulation du produit ARENH livré aux fournisseurs alternatifs livrant des petits consommateurs, afin de permettre aux fournisseurs d'adapter leur stratégie commerciale. Par exemple, les fournisseurs pourraient avoir connaissance, dès le démarrage du dispositif, du profil des deux produits ARENH qui leur seraient proposés à chaque guichet semestriel entre 2011 et 2015.

### **3. LE CAS DE LA FOURNITURE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX POUR LEURS PERTES**

53. La loi et le projet de décret ont clairement identifié ce segment du marché de la fourniture présentant des spécificités incontestables, car les pertes inhérentes à l'acheminement de l'électricité doivent être obligatoirement couvertes pour assurer un bon fonctionnement des réseaux de transport et de distribution.
54. La fourniture des réseaux est également particulière aux plans économique et juridique. Il n'y a pas d'aléa commercial pour le fournisseur, puisque les gestionnaires de réseaux évaluent leurs besoins annuels, procèdent obligatoirement par appels d'offres (article 15/III

de la loi de 2000), achètent l'intégralité des quantités demandées, et éventuellement revendent le surplus sur le marché libre dans le cas où les pertes en lignes enregistrées se révéleraient inférieures à leurs prévisions.

55. Parallèlement, l'affectation d'une partie du volume total d'électricité régulée aux pertes permet de réduire le coût de ces approvisionnements pour les réseaux et par voie de conséquence de répercuter l'économie ainsi obtenue dans les tarifs publics d'acheminement de l'électricité (TURPE), au bénéfice de l'ensemble des acteurs du marché de la fourniture d'électricité.
56. D'un point de vue concurrentiel, les caractéristiques de la fourniture des pertes résidant en une demande standardisée, des volumes annuels récurrents et une procédure d'achat par une mise en concurrence organisée, présentent l'intérêt de permettre à un nouvel opérateur de prendre place sur le marché de la fourniture d'électricité et d'amorcer la constitution d'un fonds de commerce.
57. Enfin, concernant les volumes supplémentaires d'ARENH affectés à la couverture des pertes qui seront fixés par arrêté ministériel, l'Autorité estime que ces volumes devraient être limités. En effet, ce segment du marché fait déjà l'objet d'une réelle animation concurrentielle, avec la présence active de nombreux fournisseurs et de traders ainsi que l'absence de ciseau tarifaire. Dans ces conditions, une régulation trop intrusive de ce segment de marché ne se justifie pas.
58. L'ensemble des caractéristiques de l'activité de fourniture d'électricité aux gestionnaires de réseaux rend dès lors souhaitable que les conditions d'emploi de la ressource ARENH pour ce débouché soient largement ouvertes.
59. Le projet de décret dispose à son article 9/IV que : *« Pour les pertes, la consommation constatée est le volume vendu par le fournisseur aux gestionnaires de réseau public d'électricité dans le cadre de contractualisations spécifiques prévues à cet effet. Les caractéristiques de ces contractualisations, notamment leur fréquence et le type de produit acheté, sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie après concertation avec les gestionnaires de réseau public d'électricité. Les volumes contractualisés avec les gestionnaires de réseau public d'électricité en dehors de ces contractualisations spécifiques ne donnent pas au fournisseur le bénéfice de l'ARENH. (...) ».*
60. Cette rédaction pourrait signifier que certains appels offres organisés par les gestionnaires de réseaux seraient réservés aux seuls fournisseurs bénéficiaires du dispositif ARENH, excluant potentiellement EDF de ces appels d'offres. Une telle éventualité n'est pas souhaitable au vu notamment des conditions de concurrence relatives à ce segment de marché.
61. En séance, les représentants du gouvernement ont toutefois précisé que l'article 9/IV ne devait pas être interprété en ce sens et ont assuré l'Autorité de leur intention de revoir la rédaction actuelle pour lever toute ambiguïté.

## **B. LES RISQUES DE FAVORISER LES ÉCHANGES ANTICONCURRENTIELS D'INFORMATION ENTRE FOURNISSEURS**

62. Dans son avis sur le projet de loi (paragraphe 106), l'Autorité avait mis en garde les pouvoirs publics et le régulateur quant aux risques d'échanges d'information susceptibles de fausser la concurrence, tenant à la conception même du dispositif ARENH : *« 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 [ ARENH ], des contacts avec chacun de ses concurrents ».*

63. Le texte adopté par le Parlement a répondu à cette préoccupation en introduisant à l'article 4-1/III nouveau de la loi de 2000 la règle suivante : « *Les échanges d'informations sont organisés, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, notamment par le gestionnaire du réseau public de transport, de telle sorte qu'Electricité de France ne puisse pas avoir accès à des positions individuelles.* »
64. L'article 6 du projet de décret met en œuvre cette règle dans les termes suivants : « *Dans le délai de [ 40 jours avant le 1<sup>er</sup> jour de chaque période de livraison ], la Commission de régulation de l'énergie rend publique par tout moyen approprié la quantité totale de produit cédée au titre de l'ARENH à l'ensemble des fournisseurs pour la période de livraison à venir, ainsi que les quantités totales de produit allouées mentionnées au III de l'article 4 en distinguant les sous-catégories de consommateurs mentionnée au VI de l'article I [ petits clients / grands clients / gestionnaires de réseaux ] ».*
65. Le projet de décret prévoit ainsi que la CRE rendra publiques des informations de deux natures : le volume total d'ARENH alloué à l'ensemble des fournisseurs pour les 12 mois à venir, et le volume total d'ARENH pour chacune des trois catégories de clients au cours de la même période.
66. L'appréciation, en l'espèce, de la portée de cette transparence organisée par le projet de décret au regard du jeu de la concurrence doit tenir compte de deux impératifs qu'il faut, dans la mesure du possible, concilier.
67. Le premier est de prévenir une situation dans laquelle, sur un marché fortement concentré, protégé par des barrières à l'entrée significatives et offrant des produits faiblement différenciés, des échanges d'informations organisés entre opérateurs concurrents favoriseraient une collusion entre ces derniers, dès lors que les données permettraient de reconstituer la stratégie commerciale future de chacun d'entre eux. La publication de telles données a en effet pour conséquence possible de réduire l'incertitude et l'autonomie de décision de chaque opérateur quant à la politique de ses concurrents, qui constituent les principes fondamentaux d'un exercice du libre jeu de la concurrence.
68. Le second impératif est d'éviter la création ou le renforcement d'une asymétrie d'information au bénéfice d'EDF qui, du fait des demandes d'ARENH qui lui seraient adressées, serait en mesure d'anticiper la stratégie commerciale envisagée par les fournisseurs alternatifs, sans que ces derniers puissent, eux, bénéficier de cette information.
69. S'agissant de la prévision du volume total d'ARENH pour les 12 mois prochains, la connaissance de cette information par EDF est par nature inhérente au dispositif ARENH, puisque l'entreprise est le fournisseur unique et obligé de l'électricité régulée.
70. Il apparaît dès lors compréhensible que toutes les parties prenantes puissent également avoir accès à cette information.
71. En revanche, concernant les volumes d'ARENH par catégorie de clients, le contexte concurrentiel n'est pas le même puisqu'il existe un intérêt potentiel pour la communauté des fournisseurs alternatifs à pouvoir estimer la part de marché respective des opérateurs présents sur une catégorie de clientèle donnée.
72. Sur le segment des petits clients actuellement très concentré, il apparaît qu'un fournisseur pourrait facilement recalculer les volumes alloués aux autres fournisseurs de ce segment de

marché à l'aide de la publication par la CRE des volumes d'ARENH par segment. Ce fournisseur serait dès lors en mesure d'en déduire la stratégie commerciale des concurrents.

73. L'Autorité recommande donc que la CRE ne publie pas le volume total d'ARENH pour chacune des trois catégories de clients. Le fait de ne pas publier cette information ne va pas désavantager les fournisseurs alternatifs par rapport à EDF, car ce dernier ne devrait pas avoir connaissance des volumes d'ARENH alloués par segment de marché.
74. Parallèlement, l'Autorité invite le pouvoir réglementaire à revoir régulièrement cette question des informations sur les volumes ARENH à rendre publiques, au vu de l'évolution future du marché de la fourniture d'électricité.

### C. L'ATTRIBUTION DES VOLUMES D'ÉLECTRICITÉ RÉGULÉE

75. Les enjeux concurrentiels généraux identifiables sont, à ce stade de la mise en œuvre de la réforme NOME, ceux précédemment évoqués portant sur la segmentation des clientèles et les échanges d'informations entre les fournisseurs inhérents au dispositif d'accès régulé.
76. Au-delà de ces premiers problèmes, l'organisation du dispositif reste insuffisamment connue pour permettre à l'Autorité d'en réaliser une analyse plus approfondie.
77. En particulier, l'Autorité avait souligné dans son avis l'intérêt représenté par le contenu de l'accord-cadre et du contrat annuel d'exécution devant lier contractuellement le fournisseur et EDF. Or, la loi a renvoyé la définition de ces documents à des arrêtés ministériels, qui ne sont pas aujourd'hui connus. Il importe de rappeler que ces documents matérialiseront des échanges d'information entre l'entreprise dominante sur le marché de la fourniture d'électricité et l'ensemble de ses concurrents, conduisant à recommander une grande vigilance lors de la rédaction de leur contenu type.
78. Les entreprises entendues lors de l'instruction de la présente demande d'avis ont néanmoins considéré que sur certains points l'ARENH ne leur assurerait pas des conditions de fonctionnement semblables à celles d'EDF. Elles ont notamment fait part de leurs préoccupations sur trois points particuliers, concernant la périodicité de l'attribution des volumes d'électricité régulée, les délais de paiement de cette électricité, et les garanties financières à apporter par le fournisseur.

#### 1. LA PÉRIODICITÉ DU DROIT D'ACCÈS

79. L'article 4-1/III nouveau de la loi de 2000 impose au fournisseur de demander des volumes d'électricité régulée, pour chacun des trois segments de clientèle, sur une base annuelle, mais n'a pas précisé le nombre de demandes possibles au cours d'une même année : « *Le volume maximal cédé à un fournisseur est calculé pour une année par la CRE (...). Le volume cédé à chaque fournisseur est fixé par la CRE selon une périodicité infra-annuelle, et notifié au fournisseur.* »
80. Le projet de décret prévoit à son article 1/II une périodicité semestrielle (règle dite du « *guichet semestriel* ») pour la demande d'ARENH. Le fournisseur doit déposer sa demande auprès de la CRE au minimum 60 jours avant l'une des deux dates de livraison de l'électricité, que le texte a fixées au 1<sup>er</sup> juillet et au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année.

81. Une demande d'électricité régulée pouvant être formulée tous les six mois pour la livraison d'un volume annuel d'électricité, le gouvernement craignait de permettre aux fournisseurs d'effectuer des arbitrages infra-annuels entre deux demandes successives.
82. Pour prévenir ce comportement opportuniste, le projet de décret introduit à son article 4 une clause dite de « monotonie », qui impose une continuité de la quantité d'électricité demandée entre deux guichets successifs, en cas de nouvelle demande à la baisse ou à la hausse par rapport à la demande précédente.
83. Ainsi, si un fournisseur a demandé plus d'ARENH à un guichet qu'au guichet précédent, du fait de la croissance de son portefeuille de clients, il ne pourra pas réduire sa demande au guichet suivant. De même, si un fournisseur a demandé moins d'ARENH à un guichet qu'au guichet précédent, il ne pourra pas augmenter sa demande au guichet suivant. Cette contrainte s'avère nécessaire pour éviter les effets d'aubaine qui pourraient être créés du fait du différentiel de consommation entre hiver et été, notamment chez les petits consommateurs. En d'autres termes, l'ARENH doit être mis au service du développement d'un portefeuille de clients sur le moyen terme.
84. Les fournisseurs actifs sur le marché de la clientèle de masse, entendus lors de l'instruction de la demande d'avis ont émis le souhait de pouvoir faire des demandes d'ARENH tous les trois mois (au lieu de tous les six mois), de manière à mieux accompagner le développement de leur portefeuille client et à limiter les erreurs de prévision de croissance de ce portefeuille. A l'inverse, plusieurs fournisseurs de grands clients industriels privilégient un seul guichet annuel, afin d'avoir davantage de visibilité sur leur approvisionnement.
85. Le principe d'attribution infra-annuelle étant imposé par la loi NOME, l'Autorité est d'avis que la fixation de la fréquence des guichets dans le respect de ce principe législatif ne soulève pas d'enjeux concurrentiels significatifs. Il n'apparaît pas déraisonnable que les fournisseurs supportent un risque d'exploitation en ne pouvant présenter des demandes d'ARENH que tous les 6 mois.
86. Par ailleurs, le projet de décret comporte une période transitoire afin de pouvoir procéder à une première attribution de volumes d'électricité régulée dès le 1<sup>er</sup> juillet 2011.
87. Lors de l'instruction, une majorité de fournisseurs de grands clients a émis le souhait que le démarrage du dispositif soit décalé de six mois au 1<sup>er</sup> janvier 2012. En présumant une adoption de l'ensemble des textes réglementaires pour le 1<sup>er</sup> avril 2011, les fournisseurs considèrent le délai résiduel de 3 mois avant la première livraison d'électricité régulée comme matériellement insuffisant, au vu de l'ensemble des opérations préalables nécessaires à accomplir (établissement des nouvelles offres et de leur prix, prospection commerciale et négociation des contrats de vente, agrégation des volumes des différents clients, signature de l'accord-cadre avec EDF, dépôt de leur demande d'ARENH à la CRE).
88. Ce démarrage précipité du dispositif ARENH doit être conjugué, dans le cas de la clientèle des industriels, avec l'extinction concomitante des tarifs Tartam prévue par l'article 19 de la loi NOME. Il existe dès lors un risque pour les fournisseurs alternatifs de ne pas être en mesure de déposer dans les délais une demande d'électricité régulée pour l'attribution du 1<sup>er</sup> juillet 2011, tout en ne pouvant plus servir un client au tarif Tartam.
89. Compte tenu de la concurrence opposant les fournisseurs alternatifs à EDF, les clients actuellement au Tartam seraient ainsi incités à l'échéance du 1<sup>er</sup> juillet 2011 à revenir chez EDF, qui pourrait leur proposer des contrats de fourniture pluriannuels à des prix plus bas que les prix de marché.

90. Cet enchaînement de circonstances réglementaires aurait ainsi pour effet de verrouiller une partie du marché de la fourniture des grands clients pour plusieurs années.
91. En séance, le représentant du gouvernement a estimé que la probabilité que ce risque se concrétise restait limitée. Les fournisseurs et les clients concernés par les ventes d'électricité aux conditions du Tartam ont pu anticiper ce problème lors de leurs discussions contractuelles pour les fournitures au titre de l'année 2011, car à ce moment l'architecture globale du dispositif ARENH était connue et la concertation publique sur le futur projet de décret engagée.
92. A l'inverse, les fournisseurs actifs sur le segment de la clientèle de masse souhaitent que les pouvoirs publics respectent l'objectif d'une application du dispositif NOME à la date annoncée du 1<sup>er</sup> juillet 2011, faute pour eux de produire leur énergie ou d'avoir accès à une source d'approvisionnement à un prix comparable à celui de EDF.
93. A la lumière de l'ensemble de ces arguments, l'Autorité prend note du maintien de la date de démarrage de l'ARENH au 1<sup>er</sup> juillet 2011, mais elle considère que la publication de l'ensemble des textes réglementaires et des décisions d'application nécessaires au fonctionnement du dispositif doit impérativement respecter l'échéance du 1<sup>er</sup> avril 2011, qui a été annoncée à la profession.

## **2. LES AUTRES CONDITIONS POUR L'OBTENTION D'ÉLECTRICITÉ RÉGULÉE SUSCEPTIBLES D'AVOIR UN IMPACT SUR LE JEU DE LA CONCURRENCE**

94. Lors de l'instruction, plusieurs entreprises ont évoqué certaines dispositions du projet de décret susceptibles selon elles d'entraver l'exercice de la concurrence avec EDF. Il s'agit de la question des délais de paiement fixés par le décret et de celle des garanties financières à apporter par un fournisseur demandant de l'électricité régulée.
95. Les garanties financières apportées par le fournisseur feront partie des pièces devant être communiquées lors de la conclusion de l'accord-cadre prévu par la loi entre EDF et le fournisseur, puis lors de l'enregistrement de la demande d'ARENH par la CRE.
96. Le projet de décret ne mentionne, à ses articles 7 et 8 relatifs à la facturation, que le recours éventuel à ces garanties en cas de défaut de paiement et non leur nature, qui devrait faire l'objet d'un arrêté ministériel ou d'une décision de la CRE.
97. Toutefois, cette demande de garanties financières constitue un problème usuel de la vie des affaires, qui appelle les réponses également habituelles. L'Autorité rappelle seulement que les garanties financières exigées doivent être proportionnées, c'est-à-dire ne pas aller au-delà de ce qui est strictement nécessaire.
98. A défaut, la solution retenue dans le cadre des deux mécanismes contractuels administrés existant aujourd'hui en France pourrait servir de référence : les enchères de capacités au titre des Virtual Power Plants (enchères qui font partie des engagements proposés par EDF à la Commission européenne dans le cadre de la prise de contrôle d'ENBW en Allemagne en 2001 – affaire COMP/M.1853) et les enchères AOF « Direct Energie » (qui font partie des engagements proposés par EDF au Conseil de la concurrence dans le cadre de la décision n° [07-D-43](#)). Dans ces deux cas, il existe en effet un seuil lié à la notation de crédit, au-delà duquel l'acheteur n'a aucune garantie financière à apporter.
99. Concernant les délais de paiement de l'électricité régulée par le fournisseur, l'article 8 du projet de décret établit un prélèvement mensuel le 20 de chaque mois.

100. Selon les entreprises entendues lors de l'instruction, l'usage en vigueur sur le marché de gros serait un paiement le 20<sup>ème</sup> jour du mois suivant la livraison. Ainsi, le dispositif ARENH se traduirait par un besoin de trésorerie supplémentaire de 30 jours supplémentaires pour l'acheteur.
101. Sur ce sujet, il faut rappeler que le dispositif ARENH n'est assurément pas un dispositif de marché et les fournisseurs ne peuvent donc pas, par principe, se prévaloir des règles ou des pratiques en matière de délais de paiement appliquées sur un marché.
102. Au plan juridique, l'article L. 441-6 du Code de commerce précise que le calcul des délais de paiement a pour point de départ « *la date de réception des marchandises ou d'exécution de la prestation demandée* ». Au cas présent, le paiement apparaît effectué au cours du mois de livraison de l'électricité (le 10 du mois), ce qui l'apparenterait juridiquement à un acompte.
103. Or, si la loi ou le projet de décret avaient souhaité instaurer la règle d'un acompte pour les achats d'électricité régulée, ils se seraient expressément prononcés en ce sens.
104. La question pourrait aussi avoir une éventuelle incidence concurrentielle, si à l'occasion d'un contentieux il était établi qu'EDF dispose par ce biais d'un avantage concurrentiel injustifié conféré par le décret, en s'accordant en interne des délais de paiement pour l'énergie produite revendue au détail, alors qu'un fournisseur alternatif supporterait un paiement anticipé pour son approvisionnement en électricité régulée.
105. Il apparaît dès maintenant qu'un tel contentieux serait très délicat à traiter, étant donné d'une part, le caractère de dérogation aux règles de concurrence du dispositif mis en place avec la loi NOME et ses décrets, et d'autre part, le fait que EDF soit un groupe intégré.
106. Dans un souci de sécurité juridique, l'Autorité invite le pouvoir réglementaire à fixer un délai de paiement au dernier jour du mois pour les quantités d'électricité régulée livrée au cours de ce même mois. Une telle modalité semble en mesure de concilier la règle posée à l'article L. 441-6 précité, avec la nature hors marché de l'ARENH et la prévention d'un contentieux concurrentiel.

## **II. ANALYSE DU MÉCANISME DE COMPLÉMENT DE PRIX**

107. Le mécanisme du complément de prix répond à un double enjeu pour la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité au consommateur final.
108. Le dispositif NOME déroge aux règles de fonctionnement concurrentiel d'un marché par une régulation temporaire de la production, afin d'assurer le développement d'une véritable offre concurrente de celle d'EDF pour la fourniture d'électricité au consommateur final. Le développement de cette offre alternative à celle d'EDF exige la présence pérenne sur le marché d'opérateurs capables de proposer au consommateur des prestations semblables à celles d'EDF quant à leurs modalités (présence sur les différents segments du marché de la fourniture, contenu des offres, durée des offres, quantités pouvant être proposées).
109. Il faut donc que le dispositif de régulation s'assure que l'électricité régulée aille effectivement au consommateur final et prévienne les effets d'aubaine, qui consisteraient à

revendre au prix libre du marché de gros des quantités d'électricité acquises à un prix administré.

110. Ce que l'avis n° [10-A-08](#) soulignait à ses paragraphes 163 et 164 : « *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. 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 [ ARENH ] revient ainsi à neutraliser, dans la concurrence entre fournisseurs, le prix de l'électricité de base, qui entre dans le prix de vente au détail proposé par chaque fournisseur à son client* ».
111. Dans le même temps, la régulation instaurée par la loi NOME doit également préserver un risque commercial pour les fournisseurs bénéficiant de quantités d'électricité régulée.
112. La revente au détail par le fournisseur de l'électricité ARENH acquise doit comporter un aléa sous la forme de 'mauvaises ventes' et d'un risque d'inventus à gérer. Cette incertitude en début d'exercice, quant aux volumes d'électricité régulée que chaque fournisseur sera effectivement capable de vendre aux consommateurs, constitue également un facteur du jeu concurrentiel.
113. A défaut, tout jeu concurrentiel disparaîtrait de ce marché, qui deviendrait un marché de pénurie totalement administré pour sa gestion.
114. Pour répondre à ces enjeux, la loi a instauré un mécanisme de complément de prix imposant au fournisseur qui ne revend pas l'électricité ARENH à un consommateur final de payer pour ces quantités la différence entre le prix de l'électricité sur le marché de gros et le prix payé pour l'ARENH.
115. Appliquer une pénalité en termes de prix aux demandes d'électricité régulée d'un fournisseur excédant ses ventes effectives au consommateur final apparaît en effet indispensable à la réussite du dispositif d'accès régulé mis en place par la loi NOME.

#### **A. LE DISPOSITIF PRÉVU PAR LE PROJET DE DÉCRET**

116. La loi traite cette question à trois niveaux : le paiement d'un complément de prix, corrigeant l'écart de prix entre le marché libre de l'approvisionnement en électricité et le marché régulé de l'ARENH (article 4-1/V nouveau de la loi de 2000), la prise en compte des demandes excessives (même article), et enfin, la sanction des pratiques abusives concernant le marché régulé (article 40 modifié de la loi de 2000).
117. La loi NOME prévoit que l'achat de l'électricité ARENH s'effectue dans le cadre d'un contrat commercial conclu entre le fournisseur et EDF, mais cet achat d'électricité étant réalisé dans le cadre des conditions fixées par la régulation et non celles du marché, la loi a prévu de réglementer ce contrat. Juridiquement, le complément de prix s'inscrit donc dans la réglementation du contrat d'achat d'électricité ARENH et concerne son exécution.
118. L'article 10 du projet de décret met en œuvre les deux premiers volets du complément de prix : le premier complément, dénommé CP 1 par le décret, régularise l'écart constaté par rapport au prix de marché en cas de revente de volumes ARENH sur le marché, et le

second complément, ou CP 2, constitue une pénalité contractuelle en cas de demande excessive d'un fournisseur.

119. Cette mise en œuvre du complément de prix se limite aux principes gouvernant ce mécanisme, le projet de décret renvoyant pour les modalités pratiques (article 10/IV) à des dispositions à prendre par la CRE.

### 1. LE CAS DES COMPORTEMENTS ABUSIFS

120. Fort logiquement, le projet de décret ne traite pas de la demande abusive d'électricité régulée, qui relève du comité de règlement des différends de la CRE et peut faire l'objet d'une sanction financière administrative après une procédure contradictoire.
121. L'Autorité avait souligné dans son avis (paragraphe 180 à 182) les difficultés d'articulation des deux procédures de complément de prix majoré : désormais le CP 2 du projet de décret et la sanction des abus dans le cadre de l'article 40.
122. Même si ces deux procédures présentent une nature juridique différente, l'application de pénalités dans le cadre de l'exécution du contrat de fourniture d'électricité régulée dans le cas du CP 2 et la répression des abus par une voie quasi-juridictionnelle pour l'article 40, l'Autorité reste perplexe sur ce dispositif, en particulier sur la question implicite du seuil entre ces deux règles.
123. En effet, le caractère fautif ou de mauvaise foi d'une demande d'électricité régulée ne suffira pas à établir le partage entre les deux dispositions. L'élément quantitatif sera déterminant dans les deux cas, comme les textes le laissent penser. Le projet de décret prévoit en effet que le complément CP 2 vient sanctionner une demande « excessive » d'électricité régulée d'un fournisseur, tandis que la loi établit l'« excès substantiel » d'une demande d'électricité régulée comme constituant un abus au sens de son article 40.
124. Le bon fonctionnement du dispositif ARENH, sur le plan de la sécurité juridique des entreprises, appelle assurément des précisions sur ce sujet.

### 2. LE COMPLÉMENT DE PRIX CP 1

125. CP 1 correspond à la neutralisation de l'avantage prix obtenu par rapport au marché avec un achat d'électricité ARENH.
126. Le principe posé à l'article 4-1/V nouveau de la loi de 2000 est que le fournisseur concerné paie l'écart calculé entre le prix payé pour le volume d'électricité régulée et le prix sur le marché de gros : « *Dans le cas où les droits alloués à un fournisseur (...) s'avèrent supérieurs aux droits correspondant à la consommation constatée des clients finals sur le territoire métropolitain continental et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, (...) le complément de prix à acquitter des volumes excédentaires (...), est au moins égal à la partie positive de l'écart moyen entre les prix observés sur les marchés de gros et le prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.* ».
127. Ce volet du complément de prix s'inscrit dans le cadre du contrat de fourniture ARENH passé entre EDF et un fournisseur. Il revient à neutraliser l'avantage prix de l'ARENH lors d'une revente sur le marché de gros par la restitution à EDF de cet avantage, via le compte de l'ARENH tenu par la Caisse des dépôts.

128. Sous réserve de l'impact éventuel de trésorerie pour le fournisseur, l'opération se déroule comme si EDF avait vendu directement l'électricité régulée excédentaire sur le marché de gros. Lors de son avis, l'Autorité avait approuvé cette solution (paragraphe 165).

### 3. LE COMPLÉMENT DE PRIX CP 2

129. Le même article 4-1/V de la loi instaure parallèlement un complément de prix majoré (CP 2) s'ajoutant au complément CP 1 : « [ 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 et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.* ».
130. Il s'agit d'une pénalité de nature contractuelle. Le complément de prix CP 2 doit inciter les fournisseurs à établir le plus précisément possible le volume d'électricité régulée demandé et vient sanctionner les écarts constatés a posteriori entre ces prévisions et les ventes réelles.
131. Le décret admet néanmoins une marge d'erreur au bénéfice du fournisseur, fixée initialement à 10 % du volume vendu ou 5 MW par une annexe au projet de décret, mais qui est susceptible d'être révisée ultérieurement au vu du retour d'expérience.
132. Ce dispositif pose les questions de principe de l'ampleur de la marge d'erreur acceptable et de l'affectation de la pénalité appliquée.
133. Sur le premier point, l'instruction a permis d'établir un relatif consensus de la part des fournisseurs alternatifs sur le niveau retenu pour la marge d'erreur. A l'inverse, EDF considère que cette marge est trop élevée et donc favorable aux fournisseurs alternatifs.
134. Ce point du seuil de tolérance à appliquer pour la demande d'ARENH soulève des considérations techniques propres au métier de la fourniture d'électricité au consommateur final, sur lesquelles l'Autorité ne s'estime pas en mesure de se prononcer.
135. Concernant l'affectation du complément CP 2, le projet de décret prévoit à son article 10/VII, dernier alinéa, que le produit total des sommes encaissées au titre de CP 2 vient en réduction du prix payé pour l'ARENH lors des attributions ultérieures : « *Le montant global correspondant aux versements du terme CP2 est défalqué des montants facturés à chaque fournisseur pour ses achats au titre de l'ARENH sur la période de livraison à venir, proportionnellement à la quantité de produit achetée. La Commission de régulation de l'énergie fixe le montant de cette déduction.* »
136. Le complément CP 2 payé par un fournisseur alternatif ne peut assurément pas revenir à EDF, qui réaliserait alors un bénéfice exceptionnel injustifié aux dépens de ce fournisseur.
137. Néanmoins, la mise en œuvre de la solution retenue par le projet de décret devrait accroître la complexité du dispositif et perturber la fixation du prix de l'ARENH. L'incertitude sur les sommes encaissées au titre du CP 2 ne permet pas d'exclure que le montant à redistribuer entre les fournisseurs lors d'une attribution ultérieure de volumes ARENH soit limité. En outre, le décalage dans le temps d'une année ou plus, entre l'année d'exigibilité du complément CP 2 et son paiement effectif, fait que les fournisseurs concernés et les volumes demandés par chacun d'eux auront changé entre ces deux dates.
138. Le décret confiant par ailleurs à la Caisse des dépôts l'exécution de l'ensemble des mouvements financiers liés à l'ARENH, la solution la plus simple consisterait à ce que le

produit de CP 2 soit versé au fonds du service public de l'électricité, qui est également géré par la Caisse des dépôts.

139. Le fonds sert aujourd'hui à financer les coûts de la continuité territoriale en matière d'électricité, l'obligation d'achat pour les énergies renouvelables et le tarif social de l'électricité. Il ne paraît dès lors pas incohérent que les produits encaissés au titre de la régulation de la production d'électricité contribuent au financement des missions d'intérêt général assurées par le service public de l'électricité.
140. Le caractère pragmatique et simple de la solution ainsi suggérée conduit l'Autorité à recommander d'examiner sa mise en place juridique.

## **B. L'ATTENTION À PORTER AUX MODALITÉS DE MISE EN ŒUVRE**

141. Le complément de prix vise à rétablir une forme de jeu du marché, lorsque le fournisseur ne satisfait pas l'objectif du dispositif de régulation de la production d'électricité, en utilisant des volumes d'électricité régulée pour une autre fin que la vente au détail au consommateur.
142. Les modalités de jeu du complément de prix devraient donc répondre à une logique de marché, quant à la périodicité du paiement du complément et à la valorisation retenue pour l'énergie.
143. Le complément de prix, dans ses deux composantes, est calculé par fournisseur, sur une base annuelle, et pour chaque catégorie de consommateurs, les petits clients d'une part et les grands clients d'autre part. Le calcul et le paiement d'un complément de prix distinct pour chacune des deux catégories de consommateurs est la conséquence logique de la segmentation des clientèles adoptée par ailleurs par le projet de décret.
144. Les autres aspects de la mise en œuvre de ce mécanisme sont renvoyés, par l'article 10/IV du projet de décret, à des dispositions à prendre par la CRE : « *Les règles applicables au calcul du complément de prix, notamment ce qui concerne la valorisation sur le marché des parts de produit en quantités excédentaires et excessives (...), sont définies par décision de la Commission de régulation de l'énergie.* ».
145. Ces mesures de mise en œuvre concrète du complément de prix sont en cours d'élaboration par les services de la CRE et l'Autorité n'est donc en mesure d'établir qu'un commentaire général.

### **1. LA PÉRIODICITÉ DU CALCUL**

146. La loi NOME ne spécifie pas expressément la période à retenir pour le calcul et le paiement du complément dû par un fournisseur. Dans son avis (paragraphe 173 et 174), l'Autorité avait relevé cette absence de période de référence et souligné : « *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* » pour préconiser : « *que le mois ou le trimestre constituerait une référence maximale, étant donné la saisonnalité marquée de la consommation d'électricité.* »

147. Le présent projet de décret retient une périodicité annuelle pour le calcul du complément de prix, par un parallélisme avec la règle fixée par la loi NOME selon laquelle l'achat de volumes d'électricité régulée est effectué sur une base annuelle.
148. L'article 10/VII du décret organise le paiement du complément de prix (dans ses deux composantes CP 1 et CP 2) imputable à un fournisseur en deux étapes : un paiement provisoire au plus tard un an après l'année de consommation, suivi d'une régularisation au plus tard à la fin de la seconde année.
149. Le paiement définitif du complément de prix est ainsi différé jusqu'à deux années après la revente de l'électricité régulée sur le marché de gros. Ce long décalage dans le temps entre la demande excessive d'électricité régulée et sa pénalisation contrevient à l'effet dissuasif escompté du mécanisme de complément de prix, comme le notait l'Autorité dans son avis au paragraphe 173 précité.
150. La finalité de la réforme est aussi affectée par ces délais de paiement du complément. Une partie de la production d'électricité nucléaire est en effet régulée dans le but de permettre aux fournisseurs alternatifs de faire des offres compétitives au consommateur par rapport à celles d'EDF. L'objectif de la loi NOME n'est donc pas atteint si les volumes d'électricité régulée ne vont pas au consommateur final et si la pénalisation des autres usages n'est que peu effective.
151. La régularisation du complément de prix dû par un fournisseur ne doit donc pas être éloignée dans le temps de la revente de l'électricité régulée sur le marché de gros, afin d'éviter de maximiser les possibilités de lissage et ce faisant de maintenir l'aspect de contrainte du mécanisme de complément.
152. Le gouvernement explique ces longs délais par la difficulté de connaître les consommations réelles des clients et donc les volumes précis d'électricité vendus par un fournisseur. Cette justification apparaît concerner essentiellement les ventes aux petits consommateurs. Les données relatives à la consommation des industriels sont en revanche disponibles peu de temps après la livraison de l'électricité.
153. Ce constat recommanderait de prévoir deux procédures pour le paiement du complément de prix selon la catégorie de clientèle en cause. L'arbitrage devra être effectué par la CRE entre l'efficacité du mécanisme de complément de prix et la création d'un facteur supplémentaire conduisant à segmenter les clientèles et spécialiser les fournisseurs.

## **2. LA RÉFÉRENCE DE PRIX DE MARCHÉ À APPLIQUER**

154. La pertinence du dispositif rend indispensable que la référence de prix de marché utilisée pour le calcul du complément soit aussi proche que possible des prix effectivement constatés sur le marché de gros, sous le double aspect de la valeur retenue et du moment de la constatation.
155. La CRE a précisé au cours des travaux préparatoires sur le projet de décret, que la référence serait le prix spot sur le marché de gros français, c'est à dire l'indice de la bourse de l'électricité Powernext/EPEX établi quotidiennement à 11 heures pour la livraison de l'électricité le lendemain. Cette solution est partagée apparemment par la plupart des acteurs.
156. Mais le choix de principe réalisé, une importante marge de manœuvre est ouverte à la CRE pour sa mise en œuvre pratique. Le prix spot EPEX est en effet un indice composite, qui

correspond à une série de valeurs : prix spot de l'électricité de base, prix spot de l'électricité de pointe, prix horaire maximum et prix horaire minimum.

157. Une fois retenu le type d'indice de prix à employer, la question de sa date de valeur influence également le coût et donc la valeur dissuasive du dispositif.
158. L'article 10 du projet de décret prévoit un calcul du montant du complément de prix sur une base annuelle. Ce choix de l'année comme période de référence a pour conséquence de minorer la valeur du prix spot moyen qui sera appliquée aux quantités en excédent pour calculer le complément de prix dû, puisque le prix spot est plus faible au cours de la période d'été.
159. La solution la plus dissuasive aurait été de calculer le complément de prix sur une base horaire, avec toutefois des difficultés techniques probables étant donné les volumes en jeu et le nombre d'opérateurs. En ce sens, le calcul du complément de prix sur une base semestrielle, été/hiver, comme le préconisait l'avis de l'Autorité sur le projet de loi, représentait une voie moyenne permettant de tenir compte de la saisonnalité marquée de la consommation d'électricité.
160. L'application d'intérêts intercalaires pour le règlement du complément de prix (prévue par la loi NOME) devrait certes permettre d'atténuer l'effet de lissage inhérent aux fortes variations saisonnières des prix spot de l'électricité.
161. L'Autorité souligne à nouveau le caractère déterminant de l'efficacité du mécanisme de complément de prix pour la réussite de la réforme NOME.
162. Dans la mesure où une périodicité annuelle serait conservée par le décret, l'Autorité considère que la CRE devrait tenir compte de la saisonnalité de la consommation d'électricité dans son calcul du prix spot moyen pour une année donnée. Le prix annuel pourrait ainsi être égal à la somme du prix spot moyen pour la période hivernale et de ce même prix pour la période estivale, pondérée en fonction de la part de la consommation nationale réalisée respectivement en hiver et en été.

### **3. LA VALEUR DISSUASIVE DU COMPLÉMENT DE PRIX IMPOSE QU'IL SOIT EFFECTIVEMENT SUPPORTÉ PAR LE FOURNISSEUR CONCERNÉ**

163. La finalité recherchée avec le complément de prix CP 2 et la contrainte correspondante pour le fournisseur n'existent plus, si en pratique le fournisseur répercute sur son client la pénalité financière normalement à sa charge.
164. En la matière, la situation est différente selon la catégorie de clientèle en cause.
165. Pour la clientèle des petits consommateurs, la possibilité de répercussion ne paraît pas matériellement réalisable, au vu du nombre très élevé de clients, de la connaissance différée de plus d'un an de la consommation réelle du client par le fournisseur, ainsi que de la complexité à gérer une telle forme de rappel sur facture.
166. Le contexte est différent pour la clientèle des gros consommateurs. Le fournisseur dispose alors des informations sur la consommation de son client, connue par demi-heure avec une validation hebdomadaire des données relevées, et d'un cadre contractuel, négocié individuellement avec chaque client, qui rendent matériellement concevable de répercuter au client une éventuelle pénalité au titre du complément CP 2.

167. Les points de vue exprimés par plusieurs fournisseurs et industriels au cours de l'instruction permettent de considérer que ce risque de répercussion du complément CP 2 sera réel.
168. Une telle éventualité serait bien évidemment contraire à la lettre et à l'esprit de la loi NOME.
169. Toutefois, une disposition juridique efficace à même d'empêcher une répercussion au client du complément de prix imputé au fournisseur apparaît difficile à concevoir. Une répercussion éventuelle interviendrait en effet dans le cadre du contrat négocié entre les parties et renvoie au pouvoir de marché du fournisseur.
170. Dans ce contexte, le raisonnement que l'Autorité de la concurrence serait susceptible de développer à l'égard de pratiques de répercussion du complément de prix fixé par loi NOME mérite d'être rappelé. L'accès régulé à l'électricité nucléaire exprime la volonté du législateur d'une intervention de la puissance publique pour développer la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité. L'atteinte aux conditions de fonctionnement normal de la concurrence est justifiée par l'objectif ainsi poursuivi. Si cet objectif était mis en cause par des pratiques individuelles des opérateurs, résultat d'une concertation ou traduisant un pouvoir de marché, on s'éloignerait du cadre de l'exemption législative des règles de concurrence admise par l'article L. 420-4, premièrement, du Code de commerce.

## **CONCLUSION**

Le projet de décret soumis à l'avis de l'Autorité appelle des recommandations de sa part sur les points suivants.

- Premièrement, le profil du produit ARENH unique à partir de 2016 demande à être défini sur des bases objectives, transparentes et non-discriminatoires, afin de ne pas avantager une catégorie de fournisseurs ou de clients et de placer les fournisseurs alternatifs dans des conditions équivalentes à celles d'EDF pour leur approvisionnement.

La neutralité attendue du futur produit ARENH unique pourrait dès lors être obtenue avec un produit reproduisant non un profil de consommation donné, comme l'envisage le projet de décret, mais le profil moyen de production de l'ensemble du parc des centrales nucléaires historiques de EDF, tel qu'il serait constaté l'année précédente. Le produit ARENH serait ainsi assimilé à la production d'une centrale nucléaire virtuelle sur laquelle les fournisseurs alternatifs auraient des droits de tirage.

Concernant la période transitoire de 2011 à 2015, l'Autorité recommande que le projet de décret organise la sortie progressive de cette période, afin de ne pas être confronté à une évolution brutale du produit ARENH à l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2016.

Pour faciliter la transition vers le produit ARENH unique et apporter davantage de visibilité aux fournisseurs alternatifs, le décret devrait fixer les critères ou les orientations à suivre pour une réduction progressive de la modulation du produit ARENH livré aux fournisseurs alternatifs livrant des petits consommateurs. A titre d'illustration, les fournisseurs pourraient avoir connaissance du profil des deux

produits ARENH qui leur seront proposés à chaque guichet semestriel entre 2011 et 2015.

- Deuxièmement, l'Autorité recommande que les appels d'offres relatifs à la couverture des pertes des gestionnaires de réseaux soient organisés de manière ouverte afin qu'aucun fournisseur ne puisse être exclu de ces appels d'offres.

Concernant la part des pertes des gestionnaires de réseaux susceptible d'être couverte par l'ARENH, l'Autorité souhaite que celle-ci soit la plus limitée possible, dans la mesure où ce segment de marché est actuellement concurrentiel du fait de l'activité des fournisseurs alternatifs et des traders, qu'aucun ciseau tarifaire n'y est constaté, et qu'il n'y a donc pas lieu de mettre en place une régulation trop intrusive sur ce segment de marché.

- Troisièmement, l'asymétrie d'information existant aujourd'hui entre EDF et les fournisseurs alternatifs permet de comprendre la volonté du pouvoir réglementaire de publier, sous l'autorité de la CRE, les prévisions de volume total d'ARENH et des volumes par catégorie de clientèle pour l'exercice annuel à venir.

Toutefois, l'Autorité rappelle que les échanges d'information portant sur des prévisions d'activité entre des entreprises concurrentes mettent par principe en jeu des données sensibles au regard de l'exercice de la concurrence.

Elle considère que l'asymétrie d'information existant au profit de EDF quant au volume total d'ARENH distribué justifie que cette information soit rendue publique par la CRE.

En revanche, l'Autorité est défavorable à ce que les informations relatives aux volumes distribués par catégorie de clientèle soient rendues publiques, car la structure actuelle du marché pourrait permettre d'identifier les parts de marché individuelles des entreprises sur le segment de marché des petits consommateurs.

- Quatrièmement, concernant le début du dispositif ARENH, l'Autorité est favorable à ce que le dispositif puisse démarrer le 1<sup>er</sup> juillet 2011, mais appelle l'attention du gouvernement sur le fait qu'il est impératif que l'ensemble des textes réglementaires soit publié à la date du 1<sup>er</sup> avril 2011, comme annoncé, pour permettre aux opérateurs d'être opérationnels au démarrage du dispositif ARENH.
- Cinquièmement, l'Autorité recommande que les garanties financières demandées dans le cadre du dispositif ARENH soient proportionnées, c'est-à-dire qu'elles n'aillent pas au-delà de ce qui est strictement nécessaire au bon fonctionnement du dispositif. Ainsi, elles pourraient s'apparenter aux garanties financières demandées dans le cadre des mécanismes contractuels administrés en vigueur actuellement en France.
- Sixièmement, l'Autorité recommande que la date de paiement des volumes ARENH achetés par les fournisseurs à EDF soit fixée au dernier jour du mois pour les volumes livrés au cours de ce même mois.
- Enfin et septièmement, l'articulation entre la sanction par le complément de prix majoré d'une demande excessive de volumes ARENH du fournisseur (sanction décrite dans le projet de décret) et l'abus défini par la loi comme consistant en un « *excès substantiel* » de volumes ARENH demandés (procédure prévue par l'article 40 modifié de la loi de 2000), demande que des précisions soient apportées sur ce point par un texte réglementaire d'application.

Concernant le mécanisme de complément de prix, l'Autorité recommande que les modalités de calcul du complément dû par un fournisseur (période et prix de marché retenus pour ce calcul) soient fixées de manière à éviter les possibilités de lissage et à maintenir l'aspect de contrainte du complément de prix.

S'agissant de l'affectation des sommes perçues au titre du complément de prix CP 2, l'Autorité préconise la solution plus simple et plus efficace d'un versement au fonds gérant la Contribution pour le Service Public de l'Electricité (CSPE).

Délibéré sur le rapport oral de M. Edouard Leduc et l'intervention de M. Pierre Debrock, rapporteur général adjoint, par M. Bruno Lasserre, président, président de séance, Mmes Françoise Aubert, Anne Perrot et Elisabeth Flüry-Hérard, vice-présidentes.

Le secrétaire de séance,  
Thierry Poncelet

Le président,  
Bruno Lasserre

---

© Autorité de la concurrence