

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2014 portant avis sur le projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Michel THIOLLIÈRE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis, le 11 juin 2014, par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, d'un projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), puis, le 25 juin 2014, à l'issue de la consultation du Conseil Supérieur de l'Énergie, d'un projet de décret rectificatif.

Pour rendre son avis, la CRE a auditionné, le 17 juillet 2014, EDF, GDF Suez, les associations AFIEG et ANODE représentant la majorité des fournisseurs alternatifs alimentant des clients sur l'ensemble des segments du marché de détail de l'électricité, deux associations de consommateurs professionnels, l'UNIDEN et le CLEEE, et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

1. Contexte

1.1. La loi NOME

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi « NOME ») s'inscrit dans le processus d'ouverture à la concurrence du marché français de l'énergie et transpose certaines dispositions de la directive européenne n°2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

Elle a notamment eu pour objet de répondre aux deux procédures engagées par la Commission européenne, l'une pour transposition incorrecte des directives dites du « 2^{ème} Paquet » (IP/06/1768), l'autre au titre des aides d'État (IP/07/815 et IP/09/376).

Elle met en œuvre un droit d'accès des fournisseurs alternatifs à un volume proportionné de production d'électricité nucléaire par le parc historique français d'EDF, conformément aux recommandations de la commission « Champsaur » formulées dans son rapport du 24 avril 2009. Ces dispositions s'inscrivent dans un contexte de protection des intérêts des consommateurs et d'incitation aux investissements.

L'article L. 337-13 du code de l'énergie dispose qu'à compter du 8 décembre 2013, le prix de l'électricité cédée aux fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental ou de gestionnaires de réseaux pour leurs pertes (ci-après désigné le « prix de l'ARENH ») est fixé par arrêté des ministres en charge de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

L'article L. 337-14, qui encadre les modalités de calcul du prix de l'ARENH, précise qu'« afin d'assurer une juste rémunération à Électricité de France, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2 sur la durée du dispositif mentionnée à l'article L. 336-8.

Il tient compte de l'addition :

- 1° D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;
- 2° Des coûts d'exploitation ;
- 3° Des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;
- 4° Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées à l'article L. 594-1 du code de l'environnement. »

Enfin, l'article L. 337-15 dispose que « les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts mentionnés à l'article L. 337-14 sont précisés par le décret en Conseil d'État prévu à l'article L. 336-10 », objet du présent avis.

1.2. Les travaux de la commission Champsaur et l'avis de la CRE sur l'arrêté du 5 mai 2011 fixant le prix de l'ARENH à 42 €/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012

Le 6 décembre 2010, le gouvernement a confié à une commission composée de Bruno Durieux, Jacques Percebois et Paul Champsaur, son président, le soin d'éclairer sa future décision quant aux conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires historiques d'EDF que le prix de l'ARENH doit représenter, conformément aux dispositions de l'article L. 337-14 du code de l'énergie. Dans le rapport qu'elle a remis au gouvernement en mars 2011, à l'issue d'un travail d'analyse et d'audition des acteurs concernés, la commission a proposé une méthodologie de détermination du prix de l'ARENH, en application de laquelle ce prix s'établissait à 39 €/MWh en moyenne sur la durée du dispositif ARENH¹.

Le 22 avril 2011, la CRE a été saisie pour avis d'un projet d'arrêté fixant le prix de l'ARENH à 42 €/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012. Afin de rendre un avis motivé sur ce projet, en application des dispositions du code de l'énergie, et en l'absence de décret définissant la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH, la CRE a été conduite à établir elle-même la méthode d'identification et de comptabilisation des coûts qu'elle estimait pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique. Celle-ci reposait sur des fondements similaires à celle de la commission Champsaur, le prix devant refléter les coûts correspondant aux investissements passés et aux charges de long terme², les coûts d'exploitation³ et les coûts d'investissement⁴ sur la durée du dispositif.

Cette méthode de calcul, selon les critères retenus, conduisait à un prix de l'ARENH compris dans une fourchette allant de 36 à 39 €/MWh, sur la base des chiffres fournis à l'époque par EDF.

Le gouvernement a justifié l'écart entre le prix de l'ARENH calculé par la CRE et le prix de 42 €/MWh qu'il proposait par la prise en compte anticipée d'investissements indispensables à la mise en sécurité

¹ En application de l'article L 336-8 du code de l'énergie, « le dispositif transitoire d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est mis en place à compter de l'entrée en vigueur du décret mentionné à L. 336-10 et jusqu'au 31 décembre 2025. » L'application du dispositif ARENH couvre donc les années 2011 à 2025.

² « La CRE considère que les capitaux immobilisés dans le parc nucléaire historique sont d'une part, les montants initialement investis dans le parc nucléaire historique qui n'ont pas encore été amortis et d'autre part, les capitaux qu'EDF a investis et doit encore investir dans des actifs destinés à couvrir ses charges nucléaires de long terme (démantèlement, déconstruction, gestion des déchets, etc.), en application de la loi n°2006-739 du 28 juin 2006 », extrait de la délibération de la CRE du 5 mai 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique à compter du 1^{er} janvier 2012.

³ « Les charges opérationnelles qu'EDF supporte pour exploiter son parc nucléaire doivent être intégralement répercutées dans le prix de l'ARENH, année après année », *ibid.*

⁴ « Les investissements de maintenance et de prolongation de la durée d'autorisation d'exploitation seront pris en compte dans le prix de l'ARENH à mesure qu'ils sont engagés par EDF, sur la base d'une prévision et de la correction ex post de cette prévision », *ibid.*

des centrales nucléaires à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi. La CRE avait indiqué dans son avis ne pas être en mesure d'apprécier ces éléments, tant les mesures de sécurité à prendre que les coûts s'y rapportant étant inconnus à l'époque. Elle avait toutefois recommandé que « *les effets éventuels sur les coûts de production des audits [de sûreté] diligentés sur l'ensemble du parc nucléaire français ne soient évalués qu'à mesure qu'ils se matérialiseront dans les comptes d'EDF et qu'ils soient alors intégralement intégrés au prix de l'ARENH* », plutôt que d'y répercuter par anticipation l'incertitude de leur montant.

1.3. Le décret du 28 avril 2011 relatif à la mise en œuvre de l'ARENH et les premiers retours d'expérience

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, publié en janvier 2013, la CRE avait formulé, à partir des premiers retours d'expérience sur le fonctionnement du dispositif ARENH, dont elle assure la gestion opérationnelle, plusieurs recommandations sur la base desquelles la DGEC a mené, au cours de l'été 2013, une consultation des acteurs sur la partie afférente aux modalités de mise en œuvre pratique du dispositif.

Sur le fondement de ces travaux, le projet de décret modifie certaines dispositions du décret⁵ relatif à la mise en œuvre de l'ARENH.

2. Contenu du projet de décret

2.1. Sur le prix de l'ARENH

La méthodologie de calcul du prix de l'ARENH prévue par le projet de décret est conforme, dans ses principes, aux préconisations du rapport de la commission Champsaur et à la méthode que la CRE avait exposée et utilisée dans son avis du 5 mai 2011 précité.

Le prix de l'ARENH, réexaminé chaque année en application des dispositions de l'article L. 337-14 du code de l'énergie, se calcule comme le rapport d'une somme de coûts par le volume de production du parc nucléaire historique.

Les coûts pris en compte sont, au périmètre du parc nucléaire historique :

- les coûts d'amortissement et la rémunération d'une base d'actifs représentative du capital immobilisé dans le parc nucléaire historique ;
- les investissements effectués pendant la durée du dispositif ;
- les charges d'exploitation constatées chaque année ;
- la régularisation au titre des années passées, permettant de prendre en compte l'écart entre les coûts et volumes de production prévisionnels et ceux effectivement constatés.

La base d'actifs est constituée de la somme :

- des investissements antérieurs à la période couverte par le dispositif ARENH, matérialisés par la valeur nette comptable du parc nucléaire historique au 31 décembre 2010 et les immobilisations en cours enregistrés dans les comptes d'EDF à cette même date ;
- d'une quote-part des charges de long terme supportées par EDF du fait de l'exploitation d'installations nucléaires de base, conformément aux dispositions des articles L. 594-1 à L. 594-10 du code de l'environnement. Les révisions des provisions liées à ces charges de long terme seront, le cas échéant, incluses dans cette base d'actifs.

Les charges d'exploitation regroupent le coût du combustible, les charges de personnel, les impôts, les autres charges d'exploitation liées au fonctionnement, à l'exploitation et à la maintenance des centrales, ainsi qu'une quote-part des coûts des fonctions centrales et supports.

Le projet de décret prévoit qu'EDF transmette l'ensemble de ses coûts au périmètre du parc nucléaire historique chaque année avant le 15 avril, afin que la CRE soit en mesure de proposer un prix aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie avant le 15 juin. Il prévoit de laisser à la CRE une

⁵ Décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

possibilité de lissage du prix final, dans le but d'éviter des variations trop importantes d'une année sur l'autre. Il précise par ailleurs que, dans un souci de visibilité, la CRE doit, en complément de sa proposition de prix, en communiquer une trajectoire prévisionnelle sur un horizon de trois ans.

Dans le but d'inciter EDF à effectuer ses meilleures prévisions, la CRE peut moduler le taux de valorisation des écarts entre les coûts et volumes prévisionnels et ceux réellement constatés, pour la part imputable aux erreurs de prévision.

2.2. Sur les modalités de fonctionnement du dispositif

Le projet de décret propose des modifications du décret actuellement en vigueur, dans le but d'améliorer le fonctionnement du dispositif ARENH. Celles-ci répondent pour l'essentiel aux recommandations formulées par la CRE dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz publié en janvier 2013.

Elles portent notamment sur le délai de paiement des fournisseurs demandeurs d'ARENH, la marge de tolérance de pénalisation ou encore les exemptions de complément de prix dans les cas de liquidation judiciaire.

3. Analyse de la CRE sur la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH proposée par le projet de décret

3.1. Sur le capital à rémunérer

3.1.1. Le capital immobilisé depuis la mise en service du parc nucléaire historique est valorisé à sa valeur nette comptable, ce qui correspond aux préconisations de la commission Champsaur et à la méthode retenue par la CRE, afin de faire bénéficier les consommateurs finals de l'avantage compétitif que représente un parc de production partiellement amorti

S'agissant de l'évaluation du capital immobilisé depuis la mise en service du parc nucléaire historique, et de sa rémunération, EDF avait proposé une approche dite des « coûts courants économiques » (CCE). Elle repose sur (i) une réévaluation à l'inflation du capital historiquement investi dans le parc nucléaire historique, (ii) le paiement annuel d'un « loyer économique » représentatif de la rémunération et de la reconstitution de ce capital investi.

Toutefois, comme le rappelle la Cour des comptes dans son rapport de mai 2014 sur les coûts de production de l'électricité nucléaire, « *cette approche ne reflète pas les conditions historiques de financement et de construction du parc et cherche à donner une idée de ce que coûterait aujourd'hui sa reconstruction à technologie constante* ».

La CRE partage cette analyse. Elle estime en conséquence que la méthode des CCE ne répond pas aux objectifs poursuivis par la loi NOME ; celle-ci dispose en effet qu'« *afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français, un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique [...] est ouvert [...] à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.* »

Dans sa réponse au projet de rapport de la Cour des comptes précité, la CRE indiquait d'ailleurs que « *le prix de l'ARENH se définit comme une valeur représentative du coût de production de l'électricité nucléaire dans le cadre particulier du parc électronucléaire français, en tenant compte de l'avantage historique qu'il porte. Ce prix ne peut donc se défaire des éléments historiques intrinsèques au parc.* »

« *La méthode CCE répond [...] à un objectif différent de l'exercice de détermination du prix de l'ARENH, mené conformément aux dispositions du code de l'énergie, en cela qu'elle s'attache à déterminer un coût de production reflétant la valeur qu'un acteur économique entrant sur le marché de l'approvisionnement en énergie d'origine nucléaire pourrait donner au parc nucléaire historique d'EDF, et non pas celle que tout consommateur français peut donner à ce même parc conformément à la législation NOME, qui lui confère la possibilité de bénéficier de l'avantage économique offert par ce parc nucléaire déjà partiellement amorti.* »

La CRE ajoutait que « *la méthode CCE, en valorisant l'actif de production au moyen d'une méthode économique réévaluant le parc historique à sa valeur d'aujourd'hui, participe implicitement pour partie à son renouvellement en fin de vie.* »

L'article L. 336-8 du code de l'énergie dispose que les ministres en charge de l'énergie et de l'économie peuvent, avant le 31 décembre 2015, puis tous les cinq ans, sur le fondement de rapports de la CRE et de l'Autorité de la concurrence, être amenés à « *la prise en compte progressivement dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals des coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et la mise en place d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire.* »

Ainsi, le renouvellement du parc nucléaire pourra être progressivement pris en compte par les pouvoirs publics dans le prix de l'électricité payé par les consommateurs finals, et non dans le prix de l'ARENH. La CRE rappelle à cet égard que la Commission européenne a formellement exclu que l'on puisse prendre en compte le renouvellement des centrales dans le prix de l'ARENH.

La CRE est favorable au projet de décret, en tant qu'il prévoit de retenir, dans la base d'actifs, la valeur nette comptable du parc nucléaire historique, qui correspond :

- aux préconisations de la commission Champsaur ;
- à la méthode retenue par la CRE dans le cadre de son avis sur le prix de l'ARENH à 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012.

3.1.2. Les immobilisations en cours sont ajoutées à la base d'actifs pour en assurer le remboursement et la rémunération

EDF réalise des investissements dans de gros composants (générateurs de vapeurs, transformateurs, etc.) parfois plusieurs années avant leur mise en service. Ces investissements sont traités comme des immobilisations en cours jusqu'à leur date de mise en service et ils ne commencent à s'amortir qu'à partir de cette date.

Les investissements qui ont été effectués par EDF avant le 31 décembre 2010 et qui sont toujours traités comme des immobilisations en cours ne sont pas comptabilisés dans la valeur nette comptable du parc nucléaire historique au 31 décembre 2010. Ils ne sont pas non plus, par définition, intégrés aux investissements qui ont été ou seront réalisés par EDF à partir du 31 décembre 2010, qui sont visés à l'article 15 du projet de décret modifié.

Dès lors il est justifié d'ajouter ces immobilisations en cours à la base d'actifs, comme le prévoit le projet de décret, afin d'en assurer le remboursement et la rémunération conformément aux dispositions du code de l'énergie.

3.1.3. Les charges de long terme sont prises en compte comme une quote-part représentative de la durée du dispositif ARENH

EDF, comme tout exploitant d'installations nucléaires de base en France et en application des articles L. 594-1 à L. 594-10 du code de l'environnement, a l'obligation de provisionner les charges futures qu'il aura à couvrir au moment du démantèlement des centrales et pour la gestion à long terme des combustibles usés et déchets radioactifs.

Par ailleurs, en application de l'article L. 549-2 du code de l'environnement, EDF a pour obligation de constituer un portefeuille d'actifs dédiés pour un montant égal à ces provisions. C'est sur la base de la valeur de ces actifs, déjà constitués ou restant à constituer au 31 décembre 2010, que le décret prévoit d'en intégrer une quote-part de 15/40^{ème} dans la base d'actifs.

Le dispositif ARENH couvrant 15 années d'un parc ayant une durée d'exploitation de 40 ans, il est possible de considérer que l'ARENH doit permettre de financer la constitution de 15/40^{ème} des provisions pour engagements de long terme, quote-part représentative du poids des charges de long termes rapporté à la durée du dispositif. Dans cette logique, la quote-part devra le cas échéant être revue en cas d'allongement comptable de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans.

Il est difficile d'établir précisément la façon dont ces provisions pour engagements de long terme ont été historiquement constituées par EDF. L'approche normative proposée par le projet de décret apparaît recevable dans ce contexte.

3.1.4. Les révisions du montant des provisions liées aux charges de long terme seront, le cas échéant, intégrées à la base d'actifs

Le niveau des provisions évoquées au paragraphe précédent est évalué à partir d'hypothèses de coûts futurs. L'environnement législatif, réglementaire et technico-économique étant susceptible d'évoluer dans les années à venir⁶, les devis ayant permis d'évaluer le niveau de ces charges pourraient connaître de substantielles modifications.

Il paraît justifié de prendre en compte, dans le calcul du prix de l'ARENH, les éventuels ajustements des provisions couvrant les engagements de long terme d'EDF. Leur intégration dans la base d'actifs permet d'en lisser la prise en compte sur les années restantes d'ici la fin du dispositif plutôt que de les payer en une seule fois l'année où ils sont effectués.

Les méthodologies utilisées pour établir les devis sont actuellement de la seule responsabilité d'EDF qui peut, si elle l'estime pertinent, en réviser unilatéralement les montants. EDF pourrait ainsi être incitée à surestimer les devis pendant la période couverte par le dispositif, quitte à les réviser à la baisse après son terme. Le cas échéant, une part de ces charges aurait alors été couverte par le prix de l'ARENH.

Dans son rapport de janvier 2012 sur les coûts de la filière électronucléaire, la Cour des comptes s'interrogeait sur la pertinence des méthodes de calcul utilisées pour l'évaluation des charges de démantèlement.

Dans son rapport de juin 2014, la commission d'enquête de l'Assemblée nationale relative aux coûts de la filière nucléaire⁷ a elle aussi porté son attention sur l'évaluation de ces charges de long terme. S'interrogeant sur le fait de « *laisser aux exploitants la responsabilité d'évaluer eux-mêmes les charges de démantèlement* », la commission propose de « *réfléchir à l'opportunité de confier dans la durée à une commission ad hoc, indépendante des exploitants, la mission d'évaluer régulièrement les charges de démantèlement et de proposer au gouvernement le montant des provisions à constituer* ».

La CRE partage ces analyses et estime qu'il est souhaitable, compte tenu des dispositions prévues pour prendre en compte les révisions des montants des charges de long terme dans le prix de l'ARENH, d'encadrer et de renforcer la transparence des méthodologies d'établissement de ces révisions, et de les soumettre à validation des pouvoirs publics.

3.1.5. Conclusions

La rémunération du capital prévue à l'article L. 337-14 du code de l'énergie est assurée par une base d'actifs dont la constitution repose essentiellement sur des principes comptables, en particulier la valeur nette comptable du parc nucléaire historique au 31 décembre 2010. Ce principe permet d'assurer à EDF le remboursement et la rémunération des investissements, réalisés pour la construction et l'exploitation du parc nucléaire historique, qui restent à amortir au 31 décembre 2010, à l'exclusion de tout renouvellement de celui-ci, en conformité avec les dispositions du code de l'énergie. Il permet également de faire bénéficier le consommateur final d'électricité de la compétitivité du parc électronucléaire, respectant en cela la volonté du législateur.

L'ajout à la base d'actif des immobilisations en cours à la date du 31 décembre 2010 permet, par ailleurs, de ne pas omettre la part des investissements qui ont été effectivement réalisés avant cette date mais non encore intégrés à la valeur nette comptable du parc nucléaire historique.

⁶ Par exemple, à la suite du débat public concernant le projet de stockage profond Cigéo.

⁷ L'Assemblée nationale a créé le 11 décembre 2013 une commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire.

La prise en compte d'une quote-part des charges de long-terme qu'EDF doit provisionner est conforme aux dispositions du 4° de l'article L. 337-14. La CRE estime que le ratio de 15/40^{ème} est représentatif de la durée du dispositif ARENH rapportée à la durée d'exploitation totale du parc telle qu'elle est envisagée actuellement. Cette disposition devrait toutefois être revue en cas de modification de ces durées.

Enfin, il apparaît justifié d'intégrer les éventuelles révisions de devis dans la base d'actifs, afin d'en lisser les effets. La CRE recommande de mettre en place un encadrement plus clair et transparent des estimations de ces coûts futurs.

3.2. La durée de remboursement de la base d'actifs et les modalités de prise en compte des nouveaux investissements diffèrent des règles comptables, mais visent à contenir les effets d'un lourd programme d'investissement sur la situation financière de l'entreprise, et ont des conséquences limitées sur les premières années de la période couverte par le dispositif ARENH

En application des dispositions de l'article L. 334-14 du code de l'énergie, le prix de l'ARENH doit être représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF. La CRE estime dans ces conditions que la méthodologie retenue peut s'écarter de manière proportionnée de la stricte application des règles de la comptabilité dès lors que des conditions réglementaires, économiques ou techniques le justifient.

3.2.1. L'approche normative sous-jacente à la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH entraîne des divergences entre les coûts couverts par l'ARENH et ceux effectivement constatés par EDF dans ses comptes pendant la durée du dispositif

La CRE avait relevé dans son rapport d'« analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité » publié en juin 2013, qu'EDF a envisagé la possibilité, cohérente avec ses ambitions industrielles, d'allonger à 50 ans la durée de vie comptable de ses centrales nucléaires.

Toutefois, à la lumière des éléments récemment portés à la connaissance de la CRE et de la commission d'enquête sur les coûts du nucléaire, il apparaît que le contexte a, à cet égard, significativement évolué.

Pendant son audition par cette commission d'enquête le 13 février 2014, le président de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), a indiqué que l'avis final générique sur la possibilité d'une prolongation de la durée de fonctionnement technique des centrales nucléaires historiques ne serait pas rendu par l'ASN avant 2018-2019⁸.

L'ampleur des investissements à réaliser, afin de se conformer à un référentiel de sûreté significativement réévalué à la hausse par l'ASN dans une logique de poursuite d'exploitation au-delà de la durée de 40 ans utilisée pour la conception et le dimensionnement des centrales du parc nucléaire historique, nécessitera également un réexamen, par EDF, des conditions économiques d'un allongement de durée d'exploitation des réacteurs.

Par ailleurs, lors de son audition du 26 mars 2014 devant la même Commission d'enquête, le Directeur général de l'énergie et du climat a évoqué un éventuel calendrier de fermeture de certaines centrales à horizon 2025, en fonction des orientations qui pourraient être prises pour l'avenir du mix électrique français dans le cadre des travaux sur le projet de loi de programmation pour la transition énergétique vers la croissance verte.

Compte tenu des incertitudes technico-économiques attachées au parc nucléaire historique, qui s'inscrivent par ailleurs dans un contexte plus global de réflexion autour de la constitution du mix

⁸ Extrait de l'audition du 13 février 2014 : « Nous avons prévu deux séminaires de discussion avec l'exploitant d'ici à la fin de ce semestre, ces rencontres n'étant que le début du processus d'examen des propositions d'EDF. Après l'avis technique de l'IRSN, les groupes permanents d'experts se réuniront pour formuler une opinion technique [...]. Nous pourrions ainsi émettre un premier avis en 2015, et l'avis final générique [...] pourrait être rendu en 2018 ou en 2019. Enfin, nous nous prononcerons sur chaque réacteur en tenant compte des spécificités de chaque site. »

énergétique français à moyen et long terme, la CRE considère dans son analyse économique, dans une logique prudentielle, que les centrales nucléaires historiques continueront à s'amortir sur 40 ans.

Toutefois, une modification de la durée de vie comptable de ces centrales justifierait, le cas échéant, une révision de la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH.

S'agissant de la base d'actifs

Le projet de décret prévoit que la base d'actifs est remboursée et rémunérée intégralement d'ici à la fin de la période couverte par le dispositif. Ceci se matérialise, dans le prix de l'ARENH, par un « loyer économique » constant en euros constants pendant toute la durée du dispositif.

Cette approche correspond à une vision normative du parc nucléaire : la base d'actifs est la représentation d'un « actif équivalent » d'une durée de vie correspondant à la durée de vie moyenne de l'ensemble du parc et d'un montant égal à la somme des valeurs nettes comptables de chacune des tranches nucléaires qui le composent au 31 décembre 2010. Cet actif équivalent s'amortit et se rémunère jusqu'en 2025, date à laquelle le parc aura atteint en moyenne son quarantième anniversaire, échéance de sa durée de vie.

Une telle approche diffère de la pratique comptable, qui repose sur les durées d'amortissement de chacune des centrales considérées indépendamment. À la fin de l'année 2025, son application aura pour conséquence que la base d'actifs sera intégralement remboursée et rémunérée. Comptablement, la situation sera toute autre : alors que les investissements d'une durée de vie de 40 ans effectués avant 1985 auront été amortis intégralement dans les comptes fin 2025, il restera une valeur nette comptable résiduelle pour ceux réalisés après 1985.

En conséquence, bien que la base d'actifs soit intégralement remboursée et rémunérée par la méthode prévue dans le projet de décret ARENH à l'horizon 2025, il en subsistera à cette date une part non amortie dans les comptes d'EDF.

S'agissant des investissements effectués pendant la période couverte par le dispositif

Le projet de décret prévoit que les investissements effectués pendant la période couverte par le dispositif soient intégralement pris en compte dans le prix de l'ARENH l'année où ils sont constatés.

Ce traitement est similaire au traitement comptable dans le cas théorique d'un actif équivalent s'éteignant à ses 40 ans en 2025. Les investissements s'amortiraient alors sur la durée de vie résiduelle de l'actif équivalent, qui coïncide avec la durée du dispositif ARENH.

Toutefois, cette prise en compte des nouveaux investissements au fil de l'eau occasionne, à l'instar de la base d'actifs, une divergence avec la pratique comptable. Ces investissements s'amortiront en pratique sur la durée de vie des composants concernés pour chacune des centrales, notamment celles pour lesquelles la durée d'exploitation dépassera 2025.

Leur prise en compte dans le prix de l'ARENH entraînera la couverture intégrale d'ici 2025 de l'ensemble des dépenses d'investissement effectuées pendant la durée du dispositif ARENH.

3.2.2. L'approche proposée est conforme aux préconisations de la commission Champsaur et cohérente avec l'exposé des motifs de la loi NOME. Elle doit permettre, dans un contexte général incertain, d'atténuer les effets des investissements sur la situation financière d'EDF

Le traitement normatif de la base d'actifs et la prise en compte au fil de l'eau des nouveaux investissements occasionnent une divergence entre les coûts comptables et les coûts effectivement couverts par l'ARENH.

Toutefois, la méthodologie de définition du prix de l'ARENH est cohérente avec la volonté du législateur, telle qu'il l'a exprimée dans l'exposé des motifs de la loi NOME, qui précisait que « la régulation devra s'adapter à la levée progressive des incertitudes ainsi qu'à l'évolution de la réalité industrielle du parc de production⁹ ».

⁹ Exposé des motifs de la loi NOME sur le VI de l'article 1^{er}.

Par ailleurs, le principe d'une comptabilisation des investissements au fil de l'eau permet par construction de couvrir la dépense lorsque celle-ci est engagée, et non à mesure qu'elle se matérialise dans les amortissements. Cette disposition a donc un impact favorable sur les flux de trésorerie et donc sur la situation financière d'EDF, et répond en partie aux préoccupations évoquées par la commission Champsaur sur l'incertitude de l'avenir du parc électrique français :

« Du point de vue de la régulation, [...] le prix de l'ARENH n'a pas vocation à tenir compte des besoins de financement pour le renouvellement du parc nucléaire. [...] »

D'un point de vue industriel, il est néanmoins probable qu'EDF joue un rôle de premier plan dans le renouvellement du parc nucléaire, et il importe donc que l'opérateur soit dans une situation financière saine à l'aube du renouvellement.

L'exposé des motifs de la NOME indique que « dans la pratique, ce prix [de l'ARENH] permettra que les entreprises du secteur électrique se trouvent dans une situation financière saine à l'approche de la fin de vie du parc nucléaire historique, pour être en mesure de pouvoir contribuer au renouvellement des capacités de production d'électricité. »

Il est donc primordial de s'assurer que la dette afférente au parc nucléaire historique sera apurée à la fin de la vie du parc nucléaire historique et que, à l'aube du renouvellement du parc nucléaire, EDF disposera de bonnes capacités financières. Ces échéances sont néanmoins inconnues aujourd'hui. »

3.2.3. Jusqu'à la date prévue par le projet de décret pour le réexamen de la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH, cette divergence restera limitée

Le contexte très incertain dans lequel le système électrique français va évoluer à moyen terme a conduit le gouvernement, conformément aux recommandations de la commission Champsaur, à construire une méthodologie de calcul du prix de l'ARENH qui entraîne un traitement des coûts s'écartant de la stricte réalité comptable.

Par construction, cette divergence s'accroît à mesure que la fin du dispositif approche, mais elle reste limitée pendant les premières années, au moins jusqu'à la clause de réexamen prévue en 2018 par le projet de décret.

S'agissant de la base d'actifs

Les amortissements effectivement constatés par EDF dans ses comptes dépendent exclusivement de la date du 40^{ème} anniversaire de chaque tranche nucléaire.

Les seuls amortissements couverts par le prix de l'ARENH et qui n'apparaîtront pas dans les comptes d'EDF avant 2025 sont ceux des centrales qui continueront à fonctionner au-delà de 2025. Ainsi, pour toutes les centrales qui auront plus de 40 ans avant 2025, les deux méthodes prennent en compte le même montant total d'amortissements sur la durée du dispositif. 33 tranches auront atteint leur 40^{ème} anniversaire avant la fin de l'année 2025, correspondant à près de la moitié de la puissance installée du parc nucléaire historique.

Dans ce cadre, l'ampleur d'une « sur-couverture » des coûts comptables par le prix de l'ARENH resterait limitée. De surcroît, d'ici la clause de réexamen prévue par le décret, les montants recouverts par EDF resteront inférieurs à ceux constatés dans ses comptes.

S'agissant des investissements effectués pendant la période couverte par le dispositif

La durée d'amortissement comptable des investissements dépend, pour partie d'entre eux, de la durée de vie des centrales. C'est le cas, notamment, pour les gros composants comme le générateur de vapeur ou le groupe turbo-alternateur.

En conséquence, les investissements effectués pendant la durée du dispositif sur des centrales dont l'exploitation cessera avant la fin de l'année 2025 seront intégralement couverts tant d'un point de vue comptable qu'en appliquant la méthodologie du projet de décret pour le prix de l'ARENH.

En pratique, les nouveaux investissements sont essentiellement ceux :

- qui sont effectués pendant les visites décennales des tranches au titre de la sûreté (vérification de conformité et réexamen de sûreté). Ces investissements s'amortissent pour l'essentiel

d'entre eux sur la durée qui sépare deux visites décennales voire moins, si la durée de vie des composants le justifie ;

- qui relèvent du remplacement des gros composants, mobilisés pour la plupart quelques années avant le 30^{ème} anniversaire de la centrale¹⁰.

Dès lors, au premier ordre, une très large part de ces nouveaux investissements s'amortit sur des durées de l'ordre d'une dizaine d'années. Il n'existe donc pas de différence majeure de traitement, d'un point de vue économique, entre l'approche proposée par le projet de décret et l'approche comptable s'agissant des investissements effectués avant 2017. Pour les années suivantes, des divergences apparaissent et s'accroissent à mesure que la fin du dispositif s'approche¹¹.

Toutefois, à court terme, et en particulier d'ici le réexamen prévu par le projet de décret, les effets de la méthode de calcul du prix de l'ARENH resteront limités.

Conclusions

Les dispositions du projet de décret sont conformes aux préconisations de la commission Champsaur. Si elles s'éloignent du traitement comptable qui sera effectué, en pratique, par EDF durant la période couverte par le dispositif ARENH, elles permettent cependant, par une prise en compte au fil de l'eau des investissements du parc nucléaire historique, de tenir compte de la situation financière d'EDF à l'aube d'une phase très capitalistique de renouvellement du parc de production électrique français¹².

Les incertitudes actuelles pesant sur la composition du mix énergétique futur, sur lequel porte une partie des discussions autour du projet de loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français, ainsi que sur la possibilité technique de prolongation de l'exploitation de certaines centrales nucléaires, pour laquelle l'ASN ne souhaite pas se prononcer de manière générique avant 2018-2019, incitent à faire preuve de prudence dans l'établissement de la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH.

La CRE considère que la méthode proposée par le projet de décret constitue, dans ce contexte, un compromis raisonnable dans l'attente d'un éclaircissement des perspectives.

À cet égard, elle considère que la clause de réexamen, prévue au 1^{er} janvier 2018 par l'article 19 du projet de décret modifié, est indispensable. Elle devra être l'occasion d'analyser les dispositions de la méthodologie à l'aune des évolutions du contexte général du parc de production nucléaire français et, le cas échéant, de tenir compte de l'allongement éventuel de la durée de vie comptable des centrales nucléaires.

À l'horizon de la clause de réexamen, la CRE estime que les divergences entre la méthode proposée et les comptes d'EDF restent dans le cadre des dispositions de l'article L. 334-14 du code de l'énergie.

¹⁰ Certains investissements ne répondent pas à cette condition ; c'est le cas de ceux correspondant aux phases 1 et 2 des opérations liées au retour d'expérience de Fukushima, qui s'amortissent, pour la plupart, jusqu'à l'échéance de la durée de vie des tranches concernées. Leur montant est toutefois moins significatif et seuls ceux qui auront été réalisés sur les tranches encore en activité après 2025 seraient à prendre en compte, limitant ainsi leur impact.

¹¹ À titre d'illustration, une annuité d'amortissement sera couverte en plus par le prix de l'ARENH pour un investissement effectué en 2017 par rapport aux chiffres présents dans les comptes d'EDF pendant durée du dispositif. Pour un investissement effectué en 2018, deux annuités seront couvertes en plus par le prix de l'ARENH et ainsi de suite.

¹² EDF ne sera pas le seul à participer au renouvellement du parc, toutefois, il y jouera vraisemblablement un rôle important.

3.3. Sur le coût moyen pondéré du capital pris en compte dans la valorisation de la base d'actifs et rémunérant les écarts

Le projet de décret prévoit que le montant de la base d'actifs est amorti et rémunéré au coût moyen pondéré du capital (CMPC) défini par les ministres de l'énergie et de l'économie après avis de la CRE. La CRE estime qu'il serait pertinent de préciser la fréquence de révision du CMPC, sa durée de « validité » pouvant constituer un paramètre déterminant de son estimation, en particulier dans le cadre d'un réexamen de la méthodologie prévu à l'article 19 du projet de décret modifié.

Ce taux sera par ailleurs utilisé par la CRE pour valoriser les écarts entre coûts prévisionnels et réalisés pendant la durée du dispositif. Le projet de décret introduit, à cet égard, une distinction entre les écarts imputables aux erreurs de prévisions et les autres écarts, comme par exemple ceux relevant du lissage du prix dans le temps (cf. paragraphe 3.4 ci-après). Alors que ceux-ci, indépendants de la qualité des prévisions d'EDF, sont valorisés au CMPC, la CRE dispose d'un levier pour moduler le taux de valorisation de ceux-là.

La possibilité de moduler le taux de valorisation des écarts pour la part imputable aux erreurs de prévisions d'EDF est souhaitable, la CRE ayant pu constater des erreurs parfois significatives de prévision sur de telles données de coûts à l'occasion de ses exercices annuels d'analyse tarifaire.

Afin d'être en mesure de rendre un avis sur le niveau du CMPC, la CRE a lancé au début du mois de juillet une étude sur le CMPC qu'il serait pertinent de retenir pour l'activité nucléaire historique régulée par l'ARENH.

3.4. Sur le lissage sur la période couverte par le dispositif

Les modalités prévues par le projet de décret confient à la CRE, une fois tous les coûts pris en compte, la responsabilité de lisser le prix final, afin d'absorber sur plusieurs années de trop brutales variations du prix de l'ARENH.

Pour ce faire, la CRE disposera des coûts prévisionnels et constatés du parc nucléaire sur toute la durée du dispositif, ce qui lui permettra d'anticiper la chronique de prix et d'en limiter les fluctuations.

La pertinence du lissage étant fortement corrélée à la justesse des chroniques prévisionnelles de dépenses, la CRE a lancé, au début du mois de juillet, une étude portant sur la bonne affectation des coûts passés et futurs au périmètre du parc nucléaire historique et sur la méthode de construction des chroniques prévisionnelles sur la durée du dispositif ARENH. Il apparaît en effet souhaitable d'en contrôler les méthodes d'élaboration.

La CRE souligne que le lissage introduit par le décret permet, par ailleurs, d'intégrer une régularisation des années écoulées depuis le début du dispositif.

Toutefois, tel qu'il est prévu par le projet de décret, le lissage présente une limite, ses effets s'amenuisant à mesure que la fin du dispositif approche. En particulier, la méthode de régularisation des dernières années n'est pas définie. La clause de réexamen prévue par le projet de décret devra traiter cette question.

3.5. Sur l'effet en termes de trajectoire financière pour EDF

La commission Champsaur, dans son rapport de mars 2011, a évoqué la problématique de la trajectoire financière d'EDF, en considérant que le cadre de régulation de l'ARENH devait permettre qu'EDF se retrouve dans une situation qui lui permette de financer le renouvellement de son parc de production nucléaire¹³. Dans le cadre de la détermination du prix de l'ARENH et, à partir de 2016, des tarifs règlementés de vente bleus, qui représentent une part significative des ventes d'EDF, la CRE a analysé

¹³ Rapport de mars 2011 de la commission Champsaur sur le prix de l'ARENH : « *Les investissements passés doivent être rémunérés à un juste niveau et remboursés, afin de placer EDF dans une situation financière saine à l'aube du renouvellement du parc nucléaire.* »

la situation financière de l'entreprise. Elle a développé pour ce faire un modèle simulant la trajectoire financière d'EDF au périmètre de l'activité de production en France, en se fondant sur des éléments du projet industriel de l'entreprise. Un tel modèle suppose de retenir des hypothèses structurantes, notamment sur l'évolution des prix du marché de gros de l'électricité et sur la composition du parc de production d'EDF, en termes de durée de vie du parc nucléaire historique, de concessions hydrauliques, d'atteintes des objectifs de développement des énergies renouvelables, etc.

Le modèle permet de caractériser l'évolution à long terme des ratios d'endettement d'EDF en France et, en agissant sur de nombreux paramètres, d'évaluer leur l'impact sur l'évolution de la dette.

Une hausse du chiffre d'affaires, conséquence d'une hausse du prix de vente des tarifs réglementés de vente ou du prix de l'ARENH¹⁴, entraîne une hausse de l'excédent brut d'exploitation du même montant, à niveau de charges d'exploitation inchangé. Ce montant se retrouve dans le résultat avant impôts, sur lequel sont calculés l'impôt sur les sociétés – un taux normatif de 34 % est retenu dans le modèle – puis les dividendes qui représentent 60 %¹⁵ du résultat après impôts. La part restante, qui permet de financer les investissements, n'est alors que de 26 % du montant initial.

Une réduction de la croissance des charges d'exploitation diminue l'endettement dans les mêmes proportions. En revanche, une diminution des investissements ou des dividendes diminue l'endettement pour la totalité du montant.

Il apparaît ainsi que des leviers tels qu'une meilleure maîtrise des coûts ou une réduction du taux de dividende ont également un effet significatif sur le contrôle ou la résorption de la dette, à côté des mesures affectant le résultat d'exploitation.

4. Observations sur les modifications des modalités de fonctionnement du dispositif ARENH

4.1. Une alternative en matière de délais de paiement est proposée aux fournisseurs, conformément aux recommandations de la CRE. La garantie bancaire sera adaptée en conséquence.

La plupart des fournisseurs alternatifs ont contesté les délais de paiement prévus par le décret actuellement en vigueur, consistant en un paiement des volumes d'ARENH livrés, pour un mois donné, le dernier jour ouvré de ce même mois.

Un certain nombre d'entre eux défendait un paiement le vingtième jour du mois suivant le mois de livraison du produit ARENH, ce délai étant plus conforme à la pratique en vigueur sur le marché de gros. D'autres en revanche préféraient un délai plus court, n'ayant pas la possibilité de constituer une garantie d'un montant important à des coûts raisonnables¹⁶.

La CRE estime que l'introduction d'une souplesse laissant à la discrétion du fournisseur demandeur d'ARENH le choix entre deux dates de paiement introduit une flexibilité souhaitable pour le bon fonctionnement du dispositif. En conséquence, elle proposera une adaptation du montant des garanties prévues par l'accord cadre à ces nouveaux délais.

4.2. La rédaction de la clause dite « de monotonie » peut être améliorée afin de lever toute ambiguïté, mais elle pourrait contraindre le développement de la concurrence au moment de la disparition des tarifs réglementés jaunes et verts

La modification proposée par le projet de décret a pour but de lever les ambiguïtés que comporte la rédaction du III de l'article 4 du décret en vigueur et qui porte sur l'application de la « clause de monotonie ».

¹⁴ À l'horizon 2016, les tarifs réglementés de vente seront construits par empilement. Le prix de l'ARENH sera directeur pour les volumes vendus à l'ARENH, les volumes vendus aux tarifs réglementés et une partie des volumes vendus en offre de marché. Cette constatation serait remise en question si les prix de marché de gros restaient durablement inférieurs au prix de l'ARENH, les clients et fournisseurs s'orientant vers des offres reflétant uniquement les prix du marché de gros.

¹⁵ Taux demandé actuellement par les actionnaires.

¹⁶ Le montant de la garantie est corrélé au délai de paiement, celle-ci devant couvrir un éventuel défaut de paiement.

La CRE considère toutefois que la rédaction proposée laisse subsister quelques ambiguïtés qui mériteraient d'être définitivement levées. Elle propose à cet égard la rédaction suivante :

« III. - La quantité de produit maximale, avant prise en compte du plafond, est égale pour chaque fournisseur et chaque catégorie de consommateurs à la quantité de produit demandée. Toutefois, si le fournisseur a effectué une demande d'ARENH portant sur la période de livraison ayant débuté six mois avant le début de la période de livraison à venir, elle reste égale à la quantité maximale correspondant à la période de livraison ayant débuté six mois avant le début de la période de livraison à venir dans chacun des cas suivants :

— la quantité de produit demandée est supérieure à la quantité maximale pour la période de livraison ayant débuté six mois avant le début de la période de livraison à venir, elle-même inférieure à la quantité de produit maximale calculée lors de la demande précédente du fournisseur ;

— la quantité de produit demandée est inférieure à la quantité maximale pour la période de livraison ayant débuté six mois avant le début de la période de livraison à venir, elle-même supérieure à la quantité de produit maximale calculée lors de la demande précédente du fournisseur. »

D'autre part, certains acteurs ont souligné les difficultés que la clause de monotonie pourrait engendrer à l'approche de l'échéance de la fin des tarifs réglementés pour les clients jaunes et verts, au 1^{er} janvier 2016. Celle-ci devrait en effet entraîner d'importants mouvements de portefeuilles des fournisseurs autour du 1^{er} janvier 2016.

En pratique, conformément aux dispositions de l'article L. 445-4 du code de l'énergie modifié par la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation, une phase transitoire de six mois a été instaurée pour les clients anciennement aux tarifs réglementés de vente n'ayant pas souscrit d'offre de marché auprès d'un fournisseur d'électricité avant le 1^{er} janvier 2016. Ces clients bénéficieront d'une offre transitoire, s'éteignant au 1^{er} juillet 2016, afin d'accompagner leur basculement progressif vers des offres de marché.

Les fournisseurs actifs sur ces segments de marché devraient engager dès 2015 des actions commerciales afin de contractualiser des offres de marché avec les clients concernés par la fin des tarifs réglementés. Ainsi, il est probable que des mouvements importants de clients entre fournisseurs soient constatés à partir de mi-2015, pour les clients les mieux informés, et jusqu'à mi-2016, date à laquelle les clients ne pourront plus bénéficier de l'offre transitoire.

La clause de monotonie est susceptible de limiter la capacité de certains fournisseurs à proposer des offres aux clients quittant les tarifs réglementés de vente. Le calendrier de basculement progressif des clients aux tarifs réglementés de vente vers des offres de marché, tel qu'il peut être anticipé aujourd'hui, devrait engendrer des mouvements de portefeuilles clients continus sur une période d'environ un an autour du 1^{er} janvier 2016. Ces mouvements de portefeuilles semblent incompatibles avec le calendrier du dispositif ARENH, organisé autour de deux guichets annuels, et dont la clause de monotonie contraint les demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs sur deux guichets consécutifs.

Aussi, pour éviter que le dispositif ARENH, mis en œuvre pour dynamiser la concurrence sur le marché de détail, n'en contraigne *in fine* le développement en cette période clef que représente la fin des tarifs réglementés jaunes et verts, la CRE estime qu'il serait souhaitable de limiter les effets de la clause de monotonie sur la période transitoire.

La CRE recommande donc d'assouplir l'application de cette clause pour les deux guichets de l'année 2016.

4.3. Afin d'offrir une flexibilité plus importante aux fournisseurs alternatifs, et limiter les asymétries liées au complément de prix « CP2 » et à la clause de monotonie, les seuils de tolérance pour le calcul des compléments de prix sont augmentés

Le projet de décret propose d'augmenter les marges de tolérance utilisées dans le calcul du complément de prix en les faisant passer de 10 à 15 % de la consommation constatée et de 5 à 10 MW pour les fournisseurs aux portefeuilles plus restreints. Ces dispositions vont dans le sens des recommandations de la CRE de janvier 2013.

La CRE dispose d'un retour d'expérience sur deux années complètes de livraison d'ARENH (2012 et 2013). Bien qu'en pratique une seule situation de paiement d'un CP2¹⁷ ait été constatée, les fournisseurs demandeurs d'ARENH ont toujours considéré la tolérance comme insuffisante. Il est difficile de savoir si la quasi-absence de CP2 sur les années passées est la conséquence d'une politique prudentielle des fournisseurs alternatifs, qui focalisent leur attention sur les clients présentant peu d'imprévisibilité, ou sur leur réelle maîtrise des aléas.

Cette marge de tolérance a pour vocation de couvrir les aléas de consommation des portefeuilles de clients des fournisseurs. Elle permet aussi de diminuer la contrainte induite par la clause de monotonie, en permettant aux fournisseurs alternatifs de bénéficier d'une marge supplémentaire d'ajustement.

La CRE approuve l'augmentation du niveau de la marge de tolérance, tout particulièrement dans le cadre de la phase transitoire consécutive à la fin des tarifs réglementés. Toutefois, dans la mesure où cette marge peut avoir des effets sur les politiques de couverture de risque des fournisseurs alternatifs, la CRE procédera à un réexamen de la référence de prix¹⁸ à utiliser pour le calcul des compléments de prix.

Enfin, la CRE rappelle qu'elle a la possibilité, en application du II de l'article 10 du décret actuellement en vigueur, et non modifié, et à la suite de l'établissement d'un rapport d'évaluation, de proposer au ministre chargé de l'énergie une modification de cette marge de tolérance, si elle l'estime nécessaire.

¹⁷ Le CP2 est le complément de prix venant pénaliser une demande excessive d'ARENH, tel que défini dans le décret n°2011-466 précité.

¹⁸ En application du IV de l'article 10 du décret n°2011-466 en vigueur, cette référence de prix est définie par la CRE.

5. Avis de la CRE

Sur les fondements et principes généraux de la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH

L'article L. 337-14 du code de l'énergie dispose qu'« afin d'assurer une juste rémunération à Électricité de France, le prix [...] est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires [historiques d'EDF] sur la durée du dispositif [jusqu'au 31 décembre 2025] ».

Sur ce fondement, la CRE estime que les principes généraux de la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH peuvent s'écarter de manière proportionnée de la stricte application des règles de la comptabilité, dès lors que des conditions technico-économiques ou réglementaires le justifient.

La volonté d'EDF de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire au-delà de la durée de 40 ans, pour laquelle il a été initialement conçu et dimensionné, est conditionnée par la levée de nombreuses incertitudes techniques, la plupart d'entre elles relevant de la sûreté. Or, à cet égard, l'Autorité de sûreté nucléaire a indiqué qu'elle ne rendrait qu'en 2018-2019 son avis générique sur la possibilité d'une prolongation de la durée de fonctionnement technique des centrales du palier 900 MW, lesquelles ne concernent d'ailleurs que 49 % du parc. Cet avis, assorti de prescriptions techniques, emportera vraisemblablement d'importantes conséquences en termes économiques et financiers qui devront être réexaminés par EDF à l'aune de la pertinence économique du prolongement d'exploitation. Au surplus, ces contraintes technico-économiques s'inscrivent dans un contexte politique de réflexion autour de la constitution du mix énergétique français à moyen et long terme, dans le cadre de la loi de programmation pour la transition énergétique vers la croissance verte.

La méthodologie proposée par le projet de décret prévoit que le prix de l'ARENH permette d'amortir et de rémunérer le capital immobilisé dans le parc nucléaire historique, matérialisé dans une base d'actif, d'ici l'échéance du dispositif en 2025. À cette date, le parc nucléaire aura atteint un âge moyen de 40 ans qui coïncide avec la durée initiale de conception du parc. En vertu de ce qui précède, la CRE estime ce principe recevable.

La méthodologie proposée prévoit également une prise en compte au fil de l'eau des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation. Cette disposition est susceptible d'occasionner des divergences avec le traitement comptable de ces investissements, d'autant plus significatives qu'ils seront effectués à une date proche de la fin du dispositif ARENH. Toutefois, du fait des caractéristiques techniques spécifiques de ces investissements et de leur rythme de réalisation et d'amortissement essentiellement séquencé par les visites décennales, ces divergences resteront limitées à l'échéance de la clause de réexamen prévue par l'article 19 du projet de décret modifié. Ce mode de prise en compte doit permettre en outre, dans le contexte général d'incertitude évoqué précédemment, d'atténuer les effets des investissements sur la situation financière d'EDF, objectif qu'avait rappelé la commission présidée par Paul Champsaur à l'occasion de sa proposition de méthodologie.

Si la CRE estime que ces principes sont recevables dans le contexte actuel, ils devront toutefois être reconsidérés dans le cadre de la clause de réexamen prévue à l'article 19 du projet de décret modifié, à mesure que les incertitudes technico-économiques et réglementaires évoquées précédemment seront progressivement levées. Elle rappelle à cet égard l'exposé des motifs de la loi NOME qui précisait que « la régulation devra s'adapter à la levée progressive des incertitudes ainsi qu'à l'évolution de la réalité industrielle du parc de production ».

*
* *

L'article L. 336-1 dispose qu'« afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français, un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique [...] est ouvert [...] à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. »

Dès lors, pour être en mesure de faire bénéficier le consommateur final de la compétitivité du parc nucléaire, le prix de l'ARENH doit être représentatif d'un coût de production tenant compte de l'avantage historique attaché à ce parc, notamment le fait qu'il est déjà partiellement amorti.

Par ailleurs, le d) du 4° de l'article L. 336-8 du code de l'énergie dispose que « *les ministres [chargés de l'énergie et de l'économie] proposent, le cas échéant, [...] la prise en compte progressivement dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals des coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et la mise en place d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire.* »

Ces dispositions excluent toute prise en compte, dans le prix de l'ARENH, d'une composante de renouvellement du parc nucléaire.

La méthodologie proposée, en ce qu'elle s'appuie sur la valeur nette comptable du parc nucléaire historique, qui reflète les conditions de financement et d'amortissement passées, permet de se conformer aux deux dispositions précitées.

Enfin, l'article L. 337-14 du code de l'énergie dispose que « [le prix de l'ARENH] *tient compte [...] d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité* ».

Conformément à cette disposition, la CRE estime justifié d'intégrer dans les capitaux à rémunérer, outre la valeur nette comptable du parc nucléaire au 31 décembre 2010, les immobilisations en cours à la date du 31 décembre 2010, en ce qu'elles constituent effectivement un capital immobilisé au début de la période couverte par le dispositif.

*
* *

L'article L. 337-14 du code de l'énergie dispose que « [le prix de l'ARENH] *tient compte [...] des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées à l'article L. 594-1 du code de l'environnement.* »

La méthodologie proposée prévoit que ces coûts prévisionnels soient pris en compte dans la base d'actif comme une fraction de 15/40^{ème} des provisions pour engagements de long terme, représentative du poids des charges de long terme rapporté à la durée du dispositif ARENH. La CRE estime que cette quote-part, si elle apparaît recevable aujourd'hui, devra être reconsidérée en cas d'allongement de la durée d'amortissement comptable des centrales nucléaires.

Par ailleurs, la méthodologie prévoit que les révisions du montant des provisions liées aux charges de long terme seront, le cas échéant, intégrées à la base d'actifs. La CRE considère cependant, à l'instar de la Cour des comptes et de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les coûts de production du nucléaire, qu'il serait souhaitable d'encadrer et d'accroître la transparence des méthodologies d'établissement des devis des charges de long terme, et de les soumettre à validation des pouvoirs publics.

*
* *

Le projet de décret introduit des dispositions permettant à la CRE de lisser la trajectoire du prix de l'ARENH. La CRE est favorable à ces dispositions, tout en rappelant qu'il sera nécessaire, dans le cadre de la clause de réexamen de la méthodologie prévue à l'article 19 du projet de décret modifié, de prévoir les dispositions applicables aux dernières années du dispositif.

Enfin, la CRE est favorable aux dispositions lui permettant de moduler le taux de valorisation des écarts pour la part imputable aux erreurs de prévisions d'EDF, ayant pu constater par le passé des erreurs parfois significatives de prévision sur les données de coûts qu'elle examine à l'occasion des exercices d'analyse des mouvements tarifaires.

Sur les dispositions portant sur les modalités de fonctionnement du dispositif ARENH

Le projet de décret modifie un certain nombre de dispositions du décret actuellement en vigueur, qui fixe les modalités de mise en œuvre du dispositif ARENH. Ces modifications sont pour l'essentiel

conformes aux recommandations que la CRE avait formulées dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, publié en janvier 2013.

En particulier, l'augmentation de la marge de tolérance permettra de diminuer la contrainte de monotonie qui pourrait peser sur les fournisseurs alternatifs lors de la phase transitoire de six mois consécutive à la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Pour ne pas pénaliser le développement de la concurrence, la CRE recommande par ailleurs d'assouplir les conditions d'application de la clause de monotonie pour les deux guichets de l'année 2016, qui verra la suppression définitive des tarifs jaunes et verts.

*
* *

Dans ces conditions, la CRE émet un avis favorable au projet de décret qui lui est soumis.

Fait à Paris, le 24 juillet 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE