

Controverses sur le rôle et le devenir de l'ARENH : un peu d'histoire

Jacques Percebois*

@ 18811

Une controverse se développe aujourd'hui sur la nécessité de maintenir ou non l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique), voire d'en modifier le mécanisme, certains lui attribuant une responsabilité dans la hausse du prix de l'électricité mise en œuvre début juin 2019. C'est parce que la part d'ARENH serait insuffisante dans le niveau du TRV (tarif réglementé de vente) «bleu» que le prix de l'électricité devrait augmenter de 5,9 % au 1^{er} juin 2019. Il faut comprendre comment est né ce système avant de se prononcer sur son impact et sur son devenir. C'est d'autant plus important que le rapport de la commission Champ-saur II qui a calculé le niveau de l'ARENH n'a jamais été rendu public, contrairement aux engagements du ministère de l'époque (2011), alors que le rapport de la commission Champ-saur I, qui propose la mise en place d'un tel mécanisme, a bien été publié (2009).

Les motifs qui ont présidé à la création de l'ARENH

La transposition de la Première Directive (1996) dans le droit français a conduit de nombreux industriels gros consommateurs d'électricité à abandonner dès le début 2000 le tarif réglementé de vente (TRV «vert») proposé par EDF au profit de contrats dits en «offre de marché» signés soit avec des alternatifs soit avec l'opérateur historique. À l'époque, le prix du pétrole était bas (de l'ordre de 20 \$ le baril) et avec lui le prix du gaz naturel. C'était aussi le cas du prix du charbon. L'électricité thermique

produite avec des énergies fossiles était donc proposée à des prix compétitifs par rapport au nucléaire, d'autant que les «entrants» qui souhaitaient conquérir des parts de marché étaient prêts à casser les prix. EDF a perdu des clients et les consommateurs qui avaient abandonné le TRV se sont félicités de cette ouverture à la concurrence.

Mais ils vont déchanter quand, dès 2004, le prix du pétrole s'est mis à monter, entraînant avec lui le prix du gaz. Le baril de pétrole dépassera 100 \$ début 2008 avant d'atteindre 147 \$ en juillet 2008. Du coup, le prix de l'électricité thermique s'est envolé dès 2005 sur le marché de gros. Les industriels ont souhaité revenir au TRV «vert», mais cela était interdit par la directive et donc par la loi. La Commission européenne qui souhaitait l'abolition progressive des tarifs réglementés de vente avait interdit la réversibilité. Ils s'en sont émus auprès des élus, considérant que c'était anormal de payer le prix moyen européen dans un pays qui avait fait le choix du nucléaire pour bénéficier d'un tarif bas et stable. Le Parlement français, sensible à cet argument, a voté un «tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché» (TaRTAM) calculé à partir du TRV «vert» auquel on appliquait une surcote allant de 10 à 30 %, en partie prise en charge d'ailleurs par EDF. Ce TaRTAM permettait à l'ensemble des fournisseurs alternatifs de proposer un tarif raisonnable à leurs clients puisque ce tarif était certes légèrement supérieur au tarif réglementé d'EDF, mais sensiblement inférieur au tarif résultant d'un approvisionnement sur le marché de gros.

* Université de Montpellier (cf. biographies p. 79-80).

Ce système a eu pour effet de geler en France les parts de marché des fournisseurs et a conduit la Commission européenne à engager une procédure contre la France dès juin 2007 au double motif de non-respect des directives et d'aide d'État, EDF étant public. Le Conseil constitutionnel avait déjà, dans une décision du 30 novembre 2006, indiqué l'incompatibilité de ce système avec le droit communautaire, dans la mesure où ce tarif réglementé inférieur au prix du marché était sans lien avec une quelconque obligation de service public. Pour sortir de l'impasse, respecter le droit européen et permettre aux consommateurs français de continuer à bénéficier des avantages du nucléaire sans compromettre l'entrée de concurrents, le gouvernement a nommé fin 2008 une commission présidée par Paul Champsaur (dite commission Champsaur I). Cette commission, composée de quatre parlementaires et de quatre experts, devait faire des propositions, dans un contexte où le risque était de voir la Commission européenne demander à EDF de rétrocéder une partie de ses capacités de production (comme cela avait été le cas en Italie pour Enel). La commission Champsaur, après de nombreuses auditions, hésitait entre deux solutions :

- Une taxe distributive sur le nucléaire visant à prélever la «rente nucléaire de rareté», cette taxe étant reversée au consommateur final via une sorte de CSPE négative. Le nucléaire bénéficiait d'un avantage «échoué» lié aux investissements passés largement amortis et du coup les «entrants», qui ne pouvaient pas investir dans le nucléaire et devaient s'approvisionner sur le marché de gros européen ou construire des centrales à gaz, ne pouvaient pas rivaliser avec EDF. Il fallait donc «hisser» l'opérateur historique au niveau du coût de fourniture de ces alternatifs.
- Un accès régulé à la production nucléaire permettant aux «entrants» d'acquérir des kWh nucléaires au prix de revient supporté alors par EDF. Selon le principe de l'écluse, on «faisait descendre» les alternatifs au niveau du coût d'EDF. C'est cette solution que la commission a proposée au gouvernement.

La commission avait d'ailleurs estimé qu'il ne fallait pas se limiter au nucléaire et avait proposé d'inclure dans ce mécanisme le cas de l'hydraulique de base. Les pouvoirs publics ont écarté cette solution, expliquant que la mise aux enchères «prochaine» des concessions hydrauliques réglerait le problème. Cette mise aux enchères n'est toujours pas effective en mai 2019 et les difficultés constatées aujourd'hui du fait des injonctions de la Commission européenne auraient été réglées si l'on avait adopté la solution proposée à l'époque. C'est comme cela que l'ARB («accès régulé à la base») est devenu l'ARENH («accès régulé au nucléaire historique»).

L'objectif est de placer sur un pied d'égalité tous les fournisseurs d'électricité présents sur le marché français afin de promouvoir la concurrence en leur permettant de proposer des offres compétitives, et de préserver en même temps, pour le consommateur final, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le nucléaire, ce qui à l'époque permettait de garantir un prix de l'électricité sensiblement inférieur à la moyenne européenne, les prix du marché de gros calés sur le coût des centrales à gaz étant nettement supérieurs.

Les modalités de l'ARENH

Le rapport de la commission Champsaur I a été officiellement remis en avril 2009 aux deux ministres concernés (Christine Lagarde et Jean-Louis Borloo) et il a servi de base aux dispositions de la loi NOME («nouvelle organisation du marché de l'électricité») adoptée en 2010. L'ARENH ne concerne que le nucléaire historique (les 58 réacteurs en fonctionnement) et pas le nouveau nucléaire (l'EPR ne sera donc pas concerné) et le mécanisme n'est accessible qu'aux fournisseurs présents sur le marché français. Le volume de l'ARENH est plafonné à 100 TWh, soit environ 25 % de la production nucléaire d'EDF à l'époque, et le système est réputé fonctionner jusqu'en 2025. Il est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2011 après que la commission Champsaur II a rendu en mars 2011 une proposition

de prix au ministre (Éric Besson à l'époque). Les volumes d'ARENH sont répartis par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) en fonction des demandes des fournisseurs sur la base de leur portefeuille de clients en France ; on prévoit une règle du prorata si la demande totale dépasse le plafond.

Il est évidemment interdit aux bénéficiaires de l'ARENH de revendre sur le marché «*spot*» le volume d'ARENH acheté à un prix régulé réputé par nature inférieur au prix «*spot*». Mais l'expérience montrera qu'il est difficile d'anticiper les stratégies de *swap* et dans certains cas ce type d'effet pervers sera observé.

Le prix de l'ARENH doit en même temps couvrir l'ensemble des coûts présents et futurs supportés par EDF pour son parc nucléaire historique pendant toute la durée de vie de ce parc, ce qui tient compte des amortissements liés aux investissements passés mais aussi des investissements à engager pour pérenniser ce parc sur la durée de vie retenue ainsi que des provisions pour démantèlement et gestion des déchets.

La commission Champsaur I avait recommandé dans son rapport de supprimer le Tar-TAM, et à terme les tarifs réglementés «verts» et «jaunes», ce que fera la loi NOME. Elle a légitimé le maintien du TRV «bleu». Notons que la commission avait également recommandé d'étendre à tous les fournisseurs la possibilité de proposer des offres au tarif réglementé «bleu», mais cette disposition n'a pas été retenue par la loi NOME.

In fine, on peut dire que l'ARENH peut être considéré comme une «option gratuite» au profit des fournisseurs alternatifs, une option qu'ils exerceront à leur discrétion et sans contrepartie pour l'opérateur historique EDF.

La fixation du prix de l'ARENH

La commission Champsaur I avait proposé que ce soit la CRE qui fixe le montant de l'ARENH. Le gouvernement a souhaité le faire lui-même dans une première étape, en attendant la parution d'un décret qui devait préciser les modalités de calcul et les compétences de la CRE dans ce domaine. Mais pour l'aider dans sa décision, le gouvernement a décidé de créer une nouvelle commission (Champsaur II), composée cette fois de trois personnes, chargée de faire des propositions de prix. Cette commission a remis son rapport au ministre en mars 2011, juste après l'accident de Fukushima et la date est importante.

La règle définie par Champsaur I était simple : le prix de l'ARENH doit refléter les coûts de production du nucléaire historique, en distinguant 1) les charges opérationnelles, 2) les investissements futurs, 3) les investissements passés. La commission Champsaur II a été chargée de mettre en pratique les principes retenus.

- Les charges opérationnelles : elles seront répercutées «au fil de l'eau» (selon une logique «*pass-through*», c'est-à-dire l'année où ces investissements sont réalisés). On tient compte des coûts liés au combustible consommé dans l'année (y compris les dépenses pour l'aval du cycle), des achats engagés pour l'exploitation et la maintenance des 58 réacteurs nucléaires, des charges de personnel, des impôts et taxes (hors impôt sur les sociétés) supportés par les tranches nucléaires. Ces charges représentent (selon la commission, aidée en cela par les fonctionnaires du ministère des Finances et ceux du ministère de l'Énergie) environ 10 milliards d'euros par an soit, ramenés à une production de 420 TWh (chiffre de l'époque), environ 25 euros par MWh nucléaire.

- Les investissements de maintenance et de prolongation éventuelle du parc actuel. Les réacteurs en fonctionnement atteindront l'âge de 40 ans entre 2020 et 2040 (durée de vie initialement retenue). Au moment où se

réunit la commission Champsaur II (fin 2010) les investissements de maintenance sont estimés entre 3 et 4 milliards d'euros₂₀₁₁ par an, mais on sait qu'ils sont appelés à croître. On peut soit prendre en compte les annuités de remboursement, le capital immobilisé étant rémunéré à un taux égal au WACC avant impôt (logique dite de «vie économique»), soit considérer ces dépenses d'investissements au même titre que les charges opérationnelles et les répercuter dans le prix l'année où elles sont effectuées ou au plus tard l'année suivante (logique dite de «liquidité»). Dans ce dernier cas les investissements seront financés quelle que soit *in fine* la durée d'exploitation autorisée par l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire), mais cela comporte un risque, EDF pouvant être tentée d'anticiper certains investissements en fin de période, à l'approche de l'année butoir 2025. C'est cette seconde solution qui a été retenue, car plus simple, et les investissements seront donc répercutés selon une logique «*pass-through*». La commission les a estimés entre 5 à 8 euros₂₀₁₁ par MWh au début de période et à 10 euros au plus fort de la mise en œuvre du programme de prolongation de la durée de vie des 58 réacteurs (dépenses dites de «grand carénage»). Finalement, la commission retiendra le chiffre moyen de 8 euros par MWh.

- Les investissements passés : ils doivent être rémunérés et remboursés pour permettre à EDF de procéder au renouvellement éventuel du parc, sachant que l'ARENH ne doit pas se préoccuper du financement du parc futur. Seuls les réacteurs «historiques» sont concernés. La commission Champsaur II a proposé de construire une base d'actifs couvrant le capital résiduel encore immobilisé pour le parc en fonctionnement, lequel avait en moyenne 26 ans d'âge à l'époque. Il restait donc 15 ans pour amortir le solde sur la base d'une durée de vie de 40 ans.

Les investissements passés ont déjà été en partie remboursés par la vente de l'électricité depuis le milieu des années 1980. Il s'agit donc de déterminer la part résiduelle du capital restant à rémunérer et à rembourser

(sous forme de dettes et fonds propres). Le capital remboursé correspond aux montants amortis. Au début de la vie du parc, l'amortissement, calculé selon une méthode dégressive et sur 30 ans seulement (par précaution), était très important. Les intérêts de la dette ont été payés et les fonds propres rémunérés. Du coup la valeur nette comptable, c'est-à-dire l'investissement non encore amorti, a été estimée à 15 milliards d'euros₂₀₁₁.

À cela s'ajoute le fait que EDF a l'obligation légale de constituer un portefeuille d'actifs dédiés pour un montant correspondant aux provisions pour les charges à long terme du parc historique (démantèlement des réacteurs et gestion des déchets). Ce montant a été évalué à 18 milliards d'euros₂₀₁₁, dont 15,3 milliards déjà acquis et 2,7 milliards à effectuer. Il paraissait donc raisonnable que le prix de l'ARENH permette de rembourser d'ici à 2025 un montant égal aux 15/40^e du montant total à provisionner (18 milliards) ce qui donne environ 7 milliards d'euros₂₀₁₁ sur les 15 ans à venir.

La commission Champsaur II a pris comme base d'actifs la somme de la part des actifs dédiés (soit 7 milliards) et de la valeur nette comptable du parc historique (soit 15 milliards), ce qui fait un total de 22 milliards d'euros. Le taux de rémunération du capital retenu à l'époque était de 8,4 % réel avant impôt. On a supposé que l'ensemble des coûts passés seront remboursés en fin de période (2025), sur une durée d'amortissement de 15 ans, ce qui permettra d'apurer la dette. En cas de prolongation du parc cela laissera une valeur nette à l'entreprise, mais la décision de prolongation n'est pas actée.

L'annuité économique permettant de rembourser la base d'actifs de 22 milliards d'euros₂₀₁₁ d'ici 2025 a donc été estimée à 6 euros par MWh.

Au total, le «juste prix» de l'ARENH devait donc être de l'ordre de 39 euros₂₀₁₁ par MWh (25 + 8 + 6). La commission Champsaur II a décidé de proposer ce chiffre au ministre mais

Controverses sur le rôle et le devenir de l'ARENH : un peu d'histoire

avec une plage de valeurs 38-40 euros, du fait de certaines incertitudes inhérentes à toute évaluation.

Cohérence TaRTAM versus cohérence TRV

La difficulté pour la commission était d'assurer la double cohérence entre l'ARENH tel que calculé ci-dessus et le TRV, d'une part, l'ARENH et le TaRTAM, d'autre part.

Le chiffre proposé (39 euros) est certes supérieur d'environ 5 à 7 euros par MWh au coût du nucléaire historique sous-jacent dans les tarifs réglementés de vente de l'époque (TRV), estimé à environ 32-34 euros par MWh, mais la commission a considéré que cela se justifiait par l'effort d'investissement qui devrait être consenti pour prolonger la durée de vie du parc. Retenir 39 euros dès le départ, c'était anticiper des coûts à venir.

Le chiffre de 39 euros était en revanche cohérent avec le coût du nucléaire sous-jacent au TaRTAM. Il faut en effet qu'un fournisseur alternatif puisse proposer à un client anciennement TaRTAM une offre de prix comparable tout en couvrant ses coûts. Cette cohérence TaRTAM dépend bien évidemment du taux d'allocation du volume d'ARENH et du prix du marché de gros, qui sont deux variables exogènes. À l'époque, le prix de gros était de l'ordre de 60 euros par MWh en moyenne en base et de l'ordre de 76 euros par MWh en pointe. La difficulté tenait aussi au fait qu'il existait plusieurs valeurs de TaRTAM mais la commission a pris en compte une valeur moyenne.

Du coup le prix de l'ARENH «cohérent TaRTAM» entraînait pour les fournisseurs désirant concurrencer les TRV (notamment le TRV «bleu») des coûts d'approvisionnement supérieurs au prix de vente. Cela provoquait un «effet de ciseau tarifaire»; d'où l'idée de compenser ce handicap par une augmentation du volume d'ARENH attribué aux fournisseurs, au moins pour la vente aux petits

consommateurs. On parle de «ciseau tarifaire» lorsqu'une entreprise en position dominante pratique des prix de gros supérieurs à ses prix de détail, empêchant ainsi la concurrence de se développer. Notons que d'après les calculs de la commission ce «ciseau tarifaire» devait disparaître vers 2015, ce qui fut le cas.

Avec l'entrée en vigueur de l'ARENH, la «charge TaRTAM» supportée par EDF pour compenser les fournisseurs disparaissait; cette taxe était assise sur le nucléaire mais aussi l'hydraulique et était en quasi-totalité supportée par EDF. Si l'on tient compte de la disparition de ce mécanisme de compensation, l'ARENH réellement perçu par EDF était de l'ordre de 41 à 42 euros par MWh.

Le rapport de la commission Champsaur II a été remis au ministre juste après Fukushima; faute de pouvoir estimer les coûts de sûreté supplémentaires que cela allait entraîner pour EDF, les pouvoirs publics ont décidé de façon unilatérale de retenir le chiffre de 40 euros par MWh pour les six derniers mois de 2011 et de 42 euros par MWh à compter du 1^{er} janvier 2012. La commission Champsaur II n'avait qu'un rôle consultatif.

Des prix de gros plus faibles que le niveau de l'ARENH

La demande d'ARENH n'a guère dépassé les deux tiers du volume disponible entre le second semestre 2011 et la fin 2014. Cette demande s'est effondrée en 2015 et a même été nulle en 2016. La commission n'avait pas anticipé que le prix du marché de gros deviendrait dès 2015 plus bas que le montant de l'ARENH fixé à 42 euros. Cette chute des prix de gros s'explique par la conjonction de plusieurs facteurs : une demande d'électricité remarquablement stable en Europe, une surcapacité chronique de l'offre d'électricité liée en particulier à l'injection massive d'électricité renouvelable (éolienne et solaire) financée hors marché via des «prix d'achat garantis» («*feed-in tariffs*») et qui participe aux enchères à coût nul. Cette injection à coût marginal nul

fait chuter les prix «*spot*» une grande partie du temps mais accroît les prix TTC payés par les consommateurs, la différence entre le prix garanti au producteur de renouvelables et le prix de gros étant financée par une taxe (la CSPE jusqu'en 2017, une partie de la TICPE assise sur les produits pétroliers depuis). En 2017, la demande d'ARENH est repartie à la hausse et elle a dépassé pour la première fois le plafond de 100 TWh début 2019. Deux facteurs expliquent cette forte demande d'ARENH : la présence de nouveaux entrants, d'une part, des anticipations à la hausse du prix de gros de l'électricité, d'autre part.

La hausse récente (fin 2018 – début 2019) des prix de l'électricité sur le marché «*spot*» est la conséquence de trois évolutions : la hausse du cours du pétrole au cours de l'année 2018 (donc celle du gaz, ce qui fait monter le coût de production de l'électricité thermique), la hausse du cours du dollar par rapport à l'euro, ce qui renchérit le prix du pétrole importé, et surtout la hausse du prix de la tonne de CO₂ sur le marché européen des quotas de carbone. On est passé en quelques années de 5 à 7 euros par tonne de CO₂ à plus de 25 euros, suite aux réformes en cours impulsées par la Commission européenne pour réduire l'offre de quotas et pénaliser ainsi les centrales polluantes au charbon. Cette hausse du prix «*spot*» de l'électricité accroît mécaniquement le prix de l'électricité payé par le consommateur final puisque le tarif régulé (TRV «bleu») est obtenu par empilement de divers coûts : la «part ARENH», le «complément marché», les péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution. À cela s'ajoutent les taxes (CSPE plafonnée, taxes locales et TVA). Par ricochet, les prix dits «en offre de marché», souvent indexés, au moins en partie, sur le TRV, ont eux aussi tendance à monter. Les concurrents d'EDF comme les associations de consommateurs réclament un accroissement de la «part ARENH» afin de limiter la hausse, considérant que le nucléaire doit venir au secours des plus modestes. L'opérateur historique EDF ne partage évidemment pas ce point de vue et considère qu'il serait préférable de réduire le poids des taxes, d'autant que la CSPE qui jusqu'en

2017 était affectée au financement des renouvelables, est aujourd'hui versée au budget général de l'État. Le surcoût des renouvelables est aujourd'hui financé par une partie de la TICPE (taxe sur les carburants); ainsi ce sont les consommateurs de produits carbonés qui financent le surcoût de l'énergie décarbonée. Il peut dès lors paraître logique de réduire le poids des taxes sur l'électricité française qui est très largement (à plus de 90 %) décarbonée. Quelles réponses faut-il dès lors apporter à cette requête visant à accroître la part d'ARENH du TRV bleu?

Les réformes possibles pour l'ARENH

Plusieurs solutions peuvent être envisagées :

1. On peut mettre fin purement et simplement à ce mécanisme de l'ARENH, considérant qu'il a rempli son rôle et a permis l'entrée de nombreux fournisseurs sur le marché de masse de l'électricité. L'opérateur historique a perdu beaucoup de clients et il continue à en perdre, même si sa part de marché sur le segment domestique reste élevée. Mais il faut pour cela une loi qui le décide et il faudrait du même coup mettre fin au TRV «bleu», ce qui ne manquerait pas de soulever certaines oppositions politiques, même si certains contrats dits en «offre de marché» sont souvent proposés à des prix plus attractifs que le tarif «bleu». Beaucoup de ménages pensent qu'ils sont davantage protégés avec des tarifs réglementés qu'avec des prix de marché. La hausse du TRV programmée pour juin 2019 devrait logiquement conduire certains consommateurs à reconsidérer leur position.

2. Les fournisseurs alternatifs revendiquent une augmentation du volume de l'ARENH au-delà de 100 TWh, au motif que le nombre de leurs clients s'est accru et que cela leur permettrait d'atténuer la hausse des prix pour le consommateur final. Mais dans un contexte où EDF perd des parts de marché et où la production d'électricité nucléaire tend à baisser et devrait encore diminuer compte tenu des objectifs de la PPE (50 % de nucléaire

à l'horizon 2035), est-il justifié que l'opérateur historique continue à subventionner ses concurrents, surtout lorsque ces concurrents sont aujourd'hui des compagnies pétrolières et peut-être demain des sociétés du numérique comme les GAFA? Avec une telle logique, plus le nombre d'entrants augmente, plus la part de marché d'EDF baisse, et plus le pourcentage d'ARENH devrait augmenter, bien au-delà du chiffre de 25 % initialement prévu. C'est un paradoxe qui ressemble fort à une logique de « spirale de la mort » pour l'opérateur historique.

3. On peut envisager de revoir à la hausse le montant de l'ARENH, au-delà de 42 euros le MWh pour tenir compte de coûts supplémentaires liés au « grand carénage » et aux exigences de sûreté de plus en plus fortes. C'est possible, mais le décret qui devait préciser les modalités du calcul de l'ARENH n'est toujours pas publié. Certains parlent d'un « corridor de prix » qui évoluerait en fonction des prix de gros observés sur le marché « spot ». Mais la logique originelle de l'ARENH est celle d'un prix de revient assis sur le coût objectif et réel du nucléaire, pas une logique de « prix subventionné » corrélé aux fluctuations des prix de marché.

4. On pourrait concevoir de faire de l'ARENH une véritable option et non une option gratuite comme c'est le cas aujourd'hui. Les fournisseurs alternatifs peuvent actuellement bénéficier de l'ARENH s'ils le souhaitent, mais sans supporter les engagements à long terme associés au parc nucléaire. « Ne recourir à l'ARENH que lorsque les conditions du marché y sont favorables sans financer le reste du temps les actifs du parc nucléaire pèse sur l'équilibre comptable de l'exploitant nucléaire », notait déjà la Cour des comptes dans une note publiée le 22 décembre 2017. Ce caractère asymétrique des engagements n'est pas justifié ; introduire une compensation sous forme d'une prime payée par les bénéficiaires de l'ARENH rétablirait une symétrie des engagements et serait conforme à la logique même d'un mécanisme d'options. Il reste évidemment à définir le niveau de cette prime,

qui pourrait peut-être prendre la forme d'une rétrocession d'une partie des gains des alternatifs lorsque le prix de gros est plus faible que l'ARENH ou d'un engagement à acquérir un volume plancher d'ARENH quel que soit le prix du marché.

5. On peut enfin considérer que le nucléaire historique est devenu pour les Français une « *essential facility* » (infrastructure essentielle), au même titre que les réseaux de transport et de distribution de l'électricité, une sorte de « bien commun » permettant de garantir à tous les consommateurs un socle minimal d'électricité à un prix stable non corrélé aux aléas du marché de gros de l'électricité. Pourquoi ne pas sanctuariser le nucléaire dans une structure totalement publique dont le prix serait régulé et fixé par la CRE par exemple? Le volume d'ARENH serait ainsi porté à 100 % et tous les fournisseurs d'électricité, EDF comme les « entrants », pourraient en acquérir au prorata de leur portefeuille de clients. Il faudrait prévoir des clefs de répartition équitables en cas de demande supérieure à l'offre. Le prix de l'ARENH devrait bien évidemment être fixé à un niveau permettant de couvrir tous les coûts présents et futurs du nucléaire. Cela reviendrait à scinder EDF en deux sociétés, l'une totalement publique et régulée, l'autre partiellement publique et davantage intégrée aux mécanismes du marché. On pourrait également intégrer à cette société publique le réseau de transport RTE dont le capital, détenu à 50,1 % par EDF, sert d'actif dédié au niveau des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des déchets. Certains voudraient même y mettre Framatome, le constructeur de centrales nucléaires devenu une filiale d'EDF. Les activités privatisables regrouperaient la production de renouvelables, la commercialisation de l'énergie, les services aux consommateurs et même Enedis. Rappelons qu'EDF est propriétaire du réseau de transport RTE mais n'est pas propriétaire du réseau de distribution qui appartient aux collectivités territoriales. EDF n'en est que le concessionnaire obligé. Le fait de placer la distribution et le transport dans deux sociétés

différentes n'irait toutefois pas sans soulever certaines difficultés.

L'intégration du réseau de transport dans cette société publique nécessiterait l'accord de la Commission européenne, qui pourrait estimer que cette «réintégration verticale» est contraire aux directives européennes sur «l'*unbundling*». Y ajouter une activité commerciale comme celle de Framatome n'aurait pas que des avantages dès lors que l'on souhaite exporter des réacteurs nucléaires et serait sans doute refusé par Bruxelles. D'autres critiques se font jour face à un tel scénario. Pour certains, cette scission d'EDF pourrait constituer une première étape vers une sortie du nucléaire, la société publique étant chargée de gérer des actifs considérés comme «échoués», à l'image de ce qui se passe en Allemagne pour le nucléaire et demain le charbon. Pour d'autres, il y aurait un risque de privatisation croissante des activités non nucléaires et en particulier un risque de voir une OPA inamicale de la part de certains «entrants» dont la capitalisation boursière est bien supérieure à celle d'EDF.

In fine, le vrai choix semble aujourd'hui être entre la solution 1 (suppression de l'ARENH) et la solution 5 (100 % d'ARENH) et c'est un choix autant industriel que politique. Mais il est probable que, pour des raisons politiques, c'est la solution 2 (augmentation du volume d'ARENH) ou un compromis entre les solutions 2 et 3 (augmentation du volume d'ARENH associée à une hausse du prix de l'ARENH) qui sera préférée, à court terme du moins, en attendant une réforme en profondeur de l'organisation d'EDF.

RÉFÉRENCES

Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité (Paul Champsaur), avril 2009, 35 pages (ministère de l'Économie), dit rapport Champsaur I. Le rapport Champsaur II n'a pas été publié, contrairement aux engagements pris à l'époque par les pouvoirs publics. Cour des comptes, note sur l'évaluation de la mise en œuvre de l'ARENH, 22/12/2017, 5 pages.

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, 18/01/2018, 47 pages.

N.B. Jacques Percebois était membre des commissions Champsaur I et II.