

Paris, le 13 mars 2020

Consultation sur la nouvelle régulation économique du nucléaire existant

1. L'UPRIGAZ rappelle que l'ARENH avait été institué en 2010 par la loi NOME à la suite d'un engagement du Gouvernement français vis-à-vis de la Commission européenne ; engagement ayant donné lieu à un échange de lettres du 15 septembre 2009 entre le Premier Ministre et les Commissaires à l'énergie et à la concurrence.

Le courrier du Premier Ministre résume la philosophie du dispositif : « ... il s'agit de donner aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès à la production électrique de base d'EDF aux conditions économiques du parc nucléaire historique en fonction de leur portefeuille prévisionnel de clients en France, dans des conditions équivalentes à celles dont dispose EDF ».

Le Gouvernement français admet que ce dispositif relève d'une « régulation asymétrique » pour développer la concurrence sachant, comme le reconnaît le courrier du Premier Ministre, que « l'opérateur dominant » bénéficie « d'un avantage incomparable ».

De son côté, la Commission européenne, dans son courrier, appelle l'attention du Gouvernement français sur « l'importance des modalités techniques qui seront déclinées à partir de ces principes généraux », et souligne que si ces modalités venaient à s'écarter des principes généraux définis dans le courrier... » une atteinte serait portée au droit européen de la concurrence et aux règles de fonctionnement du marché intérieur.

Dans sa décision de juin 2012, la Commission européenne avait conclu que les aides versées au moyen des TRVE étaient compatibles avec le marché intérieur sous réserve i) de l'introduction d'un accès régulé des concurrents à l'électricité nucléaire du parc historique de l'entreprise EDF ("ARENH") sous la limite d'un plafond de 100 térawattheure; (ii) du maintien du prix de l'ARENH à son niveau actuel de 42 euros par MWh jusqu'à l'approbation par la Commission d'un projet de méthodologie à soumettre par la France pour en fixer le prix;

En tout état de cause, la nouvelle régulation économique du nucléaire existant est un élément indissociable d'une réforme structurelle d'EDF de nature à concourir à l'établissement d'une véritable concurrence entre tous les fournisseurs.

2. Il convient de rappeler les chiffres de l'observatoire des marchés de la CRE qui indiquent qu'au 3^{ème} trimestre 2019, sur 32,9 millions de clients résidentiels, seuls 8,70 millions sont désormais en offre de marché (24,7 %) ; la quasi-totalité d'entre eux ayant choisi un fournisseur alternatif (8,14 millions).

Pour ce qui concerne la clientèle non résidentielle, sur 5 millions de sites, 2,03 millions sont en offre de marché dont seulement 1,3 million ont choisi un fournisseur alternatif.

En d'autres termes, les effets de l'ARENH sur l'ouverture du marché restent limités. Malgré tout, ce dispositif a permis une certaine ouverture qui reste à consolider.

3. L'Administration ne saurait, au travers de modalités techniques, limiter la quantité d'électricité proposée à l'ARENH, introduire pour les fournisseurs alternatifs une incertitude quant aux volumes d'ARENH qui leur seraient alloués et rendre plus complexes et donc moins attractives les souscriptions à l'ARENH.
4. Tout consommateur d'énergie cherche à acheter son électricité au meilleur prix. Pour cela, il est de la mission des fournisseurs, sur un marché libéralisé, de saisir toutes les opportunités de marché pour répondre à cette légitime aspiration. Dans un marché où les moyens de production sont détenus à plus de 80% par un seul acteur, l'accès au nucléaire historique est un levier indispensable pour permettre le développement de la concurrence et garantir la redistribution des gains potentiels, notamment liés à l'optimisation de l'approvisionnement, aux consommateurs finals.
5. L'UPRIGAZ est attachée à la liberté de choix de leurs approvisionnements par les fournisseurs et s'interroge sur le dispositif proposé qui fait assumer par l'ensemble des fournisseurs, quelle que soit leur politique d'approvisionnement, même si celle-ci est sur base exclusivement d'ENR, le risque de devoir supporter le coût du parc nucléaire dont la délimitation n'est pas clairement établie et les coûts susceptibles de dériver.

Question 1 : Partagez-vous ces constats sur la régulation économique du nucléaire actuelle ?

L'UPRIGAZ reconnaît volontiers que l'ARENH a permis, grâce à une régulation asymétrique, une certaine ouverture du marché de l'électricité en permettant à EDF de rester une entreprise intégrée. Toutefois, comme cela est souligné dans nos propos liminaires, cette ouverture n'est que partielle puisque l'opérateur historique conserve encore une position dominante tant au niveau des moyens de production qu'au niveau de la commercialisation. On observera incidemment que l'ouverture du marché en gaz a été largement plus rapide.

La note technique accompagnant la consultation semble regretter un manque de **nouveaux investissements dans la production**. S'il est exact que l'échange de lettres entre la Commission européenne et le Premier ministre indiquait que « *Le Gouvernement souhaite qu'au cours de la période de fonctionnement du dispositif, les opérateurs qui en ont la capacité technique et économique puissent investir dans des moyens de production de base y compris nucléaire, et puissent disposer dans ce cadre de conditions équitables et transparentes.* », il convient de souligner :

- Que les producteurs alternatifs ont développé d'importants moyens de production d'électricité d'origine renouvelables et ont multiplié les investissements dans les CCGT. Ils sont intervenus dans tous les secteurs ouverts regrettant de ne pouvoir développer des capacités supplémentaires dans l'hydraulique puisque les concessions venues à échéance n'ont toujours pas été ouvertes à la concurrence.
- Comme le reconnaît la note technique de consultation, la consommation d'électricité en France est au mieux stable, voire en légère baisse alors même que l'on dispose d'une sur capacité de production. La Commission Champsaur estimait d'ailleurs qu'à l'horizon 2025, aucun moyen de production supplémentaire en base ne serait nécessaire. Enfin si la loi NOME comportait bien comme objectif d'inciter à la construction de nouveaux moyens de production, cette incitation était directement liée à la mise en place du mécanisme de capacité sans lien avec l'ARENH.
- Que par ailleurs la PPE n'autorise pas la construction de nouvelles centrales à cycle combiné gaz sur le territoire français, interdisant de facto aux fournisseurs alternatifs de répondre au souhait formulé par le Gouvernement.

Concernant le **prix de l'ARENH**, l'UPRIGAZ observe que toute modification du prix doit être approuvée par la Commission européenne. Un projet de décret méthodologique permettant une éventuelle évolution du prix avait été rédigé par le Gouvernement et communiqué à la Commission avant d'être retiré. Dès lors, l'absence d'actualisation du prix de l'ARENH relève de la seule responsabilité des pouvoirs publics. Par ailleurs, l'UPRIGAZ observe :

- Que le calage à 42€/MWh ne faisait pas l'objet d'un consensus, de nombreuses voix estimant que ce prix était fixé au-dessus des coûts de production du parc nucléaire historique.
- Que les fournisseurs sont favorables à la publication d'une méthodologie claire et transparente leur offrant de la visibilité sur d'éventuelles évolutions du prix de l'ARENH. L'UPRIGAZ considère que le parc nucléaire historique présente le caractère d'une facilité essentielle, et à ce titre la tarification de son accès doit être calculé par la CRE qui, comme en matière d'infrastructures régulées, détermine le prix, et son évolution, en ayant recours à la technique de l'empilement des coûts pour un opérateur efficace avec une rémunération raisonnable du capital investi. La Commission européenne elle-même devra donner son accord à la méthodologie employée.

Question 2 : Au regard des objectifs poursuivis mentionnés plus haut, une régulation économique vous paraît-elle nécessaire après 2025 ?

L'UPRIGAZ adhère à la nécessité d'une régulation économique du nucléaire historique après 2025.

L'UPRIGAZ adhère aux objectifs avancés dans la note de cadrage visant à mettre en place un nouveau cadre réglementaire qui poursuive les objectifs suivants :

- Continuer de faire bénéficier les consommateurs français de l'avantage compétitif que peut procurer le parc nucléaire historique,
- Sécuriser financièrement l'exploitation du parc nucléaire avec le haut niveau de sûreté et de performance,
- Concourir à la décarbonation du mix.

L'UPRIGAZ aurait souhaité qu'à ces trois objectifs soient rajoutés :

- L'objectif consistant à poursuivre l'ouverture du marché pour offrir aux consommateurs une fourniture d'électricité au meilleur prix,
- Une garantie que l'opérateur historique agit dans un souci constant d'efficacité et d'efficacités.

L'UPRIGAZ appelle l'attention de l'Administration sur les conséquences qu'emporte le développement des ENR sur le prix de marché. Si en effet, la faible part des renouvelables n'impactait que faiblement le prix de marché qui est fixé par la dernière unité de production appelée lorsque cette dernière unité était une unité de production le plus souvent thermique ou nucléaire, le développement massif des renouvelables pourrait conduire à n'appeler sur le réseau que des productions ENR à coût marginal très faible. A cela s'ajoute un autre facteur d'incertitude lié aux équilibres offre-demande dans différents pays européens. Il en résulte une augmentation sensible de la volatilité des prix sur le marché de gros qui renforcerait l'intérêt pour le consommateur comme pour le producteur nucléaire d'un dispositif de régulation tel qu'envisagé.

Question 3 : Selon vous, quels effets une telle régulation est-elle susceptible d'avoir sur le fonctionnement des marchés ?

A la lecture du document de consultation, l'UPRIGAZ comprend :

- Que l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français bénéficient du dispositif. Cela exclut les exportations, ce qui nous semble logique. En revanche, tous les consommateurs établis en France qu'ils soient consommateurs résidentiels ou non résidentiels sont concernés, ce qui nous apparaît également positif.
- Que seuls les approvisionnements en base de ces consommateurs sont couverts par le dispositif. Or, les besoins des consommateurs correspondent à la fois à des besoins en base et à des besoins de modulation et la production du parc nucléaire est elle-même modulée. Dès lors, limiter le bénéfice de la production nucléaire historique à la livraison de bandeaux annuels réduit le périmètre du dispositif alors même que la DGEC justifie sa proposition comme devant faire bénéficier les consommateurs « de l'avantage compétitif du parc nucléaire existant ». L'UPRIGAZ ne saurait souscrire à la limitation de cet avantage accordé aux consommateurs aux seuls besoins en base.
- Qu'en affichant clairement la volonté de transférer aux consommateurs « l'avantage compétitif du parc nucléaire existant », l'UPRIGAZ ne saurait souscrire à l'intégration dans ce parc de Flamanville 3 qui a été décidé et développé alors que le marché de l'électricité était déjà libéralisé et dont ni le coût final constamment réévalué, ni la date de couplage au réseau constamment repoussé ne sont aujourd'hui connus. Ni le document de consultation, ni le projet de PPE ne précise qui doit supporter les surcoûts liés à la mauvaise gestion de ce projet par l'opérateur historique (consommateur, contribuable ou opérateur).

La garantie de capacité qui est attachée à l'ARENH dans le dispositif actuel n'est pas mentionnée dans le dispositif envisagé. Or la valeur de cette garantie évolue. L'UPRIGAZ recommande que la capacité associée au productible régulée soit cédée gratuitement par le producteur : le coût de production pris en compte dans le mécanisme concernant l'énergie couvre les coûts complets, et une rémunération additionnelle n'a pas lieu d'être.

En conclusion, l'UPRIGAZ souhaiterait que le document de consultation soit plus précis sur la définition et la méthodologie permettant de mieux appréhender le « productible », et demande que celui-ci prenne en compte la modulation du parc nucléaire.

L'UPRIGAZ souscrit à la proposition visant à confier à la CRE le pouvoir d'approuver le volume du productible.

Par ailleurs, l'UPRIGAZ se félicite de l'amélioration du fonctionnement du marché de gros qu'induirait la vente d'électricité nucléaire historique sur ce marché. Elle souligne toutefois que la pondération des deux années de référence prises pour le calcul de la valeur de référence devrait refléter le rythme moyen d'approvisionnement des fournisseurs sur les deux années concernées. Le poids de l'année n-2 devrait donc être inférieur à celui de l'année n-1.

Question 4 : Vous paraît-il opportun au regard des objectifs poursuivis que la stabilité recherchée avec cette régulation maintienne sur le productible nucléaire une exposition partielle au prix du marché, et le cas échéant quel serait l'amplitude pour le corridor en €/MWh ?

Afin de préciser notre réponse à la question posée, il nous paraît nécessaire de préciser notre compréhension du mécanisme proposé :

- a) Si l'on considère l'année calendaire 2025, la moyenne des cotations de produits à livrer sur cette année sur les 24 mois précédant le début de la période de livraison, c'est-à-dire du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2024 permet de déterminer le **prix de référence** pour des livraisons d'électricité en 2025.

- b) Les pouvoirs publics (CRE ou Ministre ?) fixeront le **prix plancher** et le **prix plafond** du tunnel ; la différence entre le plancher et le plafond étant à priori fixé à 6€/MWh.

A titre d'illustration, considérons deux cas :

- a) Si le prix de référence est de 60€/MWh et que le prix plafond du tunnel est de 42€/MWh, les fournisseurs toucheront sous forme d'acomptes éventuellement régularisés à l'expiration de la période calendaire, c'est-à-dire après le 31 décembre 2025, la somme de $60-42=18$ €/MWh
- b) Si le prix de référence est de 27€/MWh et que le plancher du tunnel est à 36€/MWh, les fournisseurs devront rétrocéder à EDF la somme de $36-27=9$ €/MWh

Le flux financier entre les fournisseurs et le producteur nucléaire résulte donc de l'écart entre le plafond, le plancher, et la moyenne des prix pondérés calculée sur deux ans et définie dans le CfD.

L'UPRIGAZ considère, concernant le marché des entreprises, que la gestion par les fournisseurs du Contrat pour Différences (CfD) paraît envisageable, sachant d'une part, qu'il est possible de gérer une certaine complexité contractuelle sur ce marché, et que d'autre part, les TRV n'existeront plus lors de la mise en place de cette future régulation.

L'analyse est différente sur le marché de masse, en particulier du fait qu'il n'est pas à ce stade envisagé de supprimer les TRV.

Pour fixer le coût de la base dans les offres faites à ses clients, lorsqu'il n'y a pas de corridor (plafond=plancher), le fournisseur peut s'exonérer du risque prix en répliquant parfaitement la formule dans sa politique d'approvisionnement. La composante CFD vient alors compenser les variations de marché. Cette méthode exige toutefois de connaître a priori tous les éléments de la formule (pondération et produits concernés), et elle suppose que le fournisseur prenne le risque de prévision de son portefeuille. S'il ne fait pas un tel choix, le fournisseur peut se couvrir du risque prix avec des outils de couverture simples (comme des *average swap*) au moment où il contracte avec ses clients. Dans ce cas, il supporte néanmoins un différentiel de compétitivité par rapport à une offre approvisionnée sur une logique de réplication de la formule CfD, lié à la période déjà écoulée des deux ans de calcul de la formule du CfD au moment où est effectuée la vente. Le fournisseur est donc exposé, du fait du CfD à un risque volume / prix inhérent à l'incertitude sur le portefeuille à satisfaire.

En cas de corridor, le fournisseur supportera des risques supplémentaires aux risques décrits ci-dessus. Même s'il parvient à répliquer parfaitement la formule de calcul du CfD, ce qui lui permet d'obtenir un coût total (approvisionnement + versements au titre du CfD) compris dans le corridor, le fournisseur doit encore se protéger contre l'incertitude liée à la largeur du corridor (6€/MWh dans la présente consultation) s'il veut garantir un prix fixe au client. Les outils d'ingénierie de prix à mobiliser dans ce cas sont plus sophistiqués que dans l'hypothèse où il n'y a pas de corridor (*options asiatiques*) et donc plus coûteux. Ces outils étant des options, ils génèrent une valeur temps plus ou moins importante selon la distance entre les prix de marché et le corridor ainsi que selon la largeur du corridor. Cette valeur temps amène donc un risque supplémentaire de décalage entre les coûts d'approvisionnement résultant de la réplication sur deux ans de la formule CfD et ceux issus d'une couverture effectuée au fur et à mesure des ventes.

Il en résulte que la mise en place d'un corridor est génératrice, par rapport à l'utilisation d'un simple prix pivot (plancher = plafond), de coûts supplémentaires pour les fournisseurs et les consommateurs. De plus, elle exposerait ceux-ci à des risques plus élevés de décalage entre les stratégies d'approvisionnement répliquant le CfD sur deux ans et celles suivant la contractualisation avec les clients.

En outre, deux arguments supplémentaires devraient conduire à ne pas retenir l'option du corridor :

- En premier lieu, concernant le marché de masse, sur lequel l'hypothèse est faite que des TRV seraient conservés, il convient de noter que la mise en place d'un corridor exposerait les consommateurs demeurés aux TRV aux fluctuations des prix de marché, même si ces prix sont encadrés par les bornes du CfD, et ne permettrait donc pas d'atteindre l'objectif de stabilité des prix recherché par le Gouvernement.

Elle pourrait, de surcroît, conduire à une disparition des offres à prix fixe. En effet, dans le cas particulier du TRV, le coût final du CfD sera systématiquement répercuté dans le niveau du tarif lors de la première évolution du TRV durant l'année de livraison. Ainsi, le fournisseur historique ne subira pas de risque prix et évitera les coûts de couverture et le risque portefeuille afférant.

Un fournisseur alternatif n'a pas cette possibilité. En effet, s'il inscrit dans son offre la possibilité de faire évoluer son prix en fonction de ses coûts réels d'approvisionnement, il doit systématiquement informer ses clients à chaque changement de prix, ce qui génère des coûts qui n'ont pas d'équivalent dans le TRV (éditique, appels de clients... générant par surcroît un risque supplémentaire de départ de clients) et dégrade donc la compétitivité de ses offres par rapport au TRV.

Aussi, pour se protéger du risque prix lié au CfD, un fournisseur alternatif n'a que deux possibilités :

- Se couvrir, en supportant les coûts et les risques décrits ci-dessus,
- Indexer son offre sur le TRV.

La mise en place d'un corridor accentuerait donc une uniformisation du marché de détail, autour d'offres « TRV - x% ». Cette uniformisation se ferait au détriment du développement des offres innovantes et pourrait entraîner la disparition des offres à prix fixes.

Au global, la mise en place d'un corridor exposerait alors l'ensemble des consommateurs du marché de masse, qu'ils soient aux TRV ou non, à la variation des prix de marché, toutes les offres de prix reflétant ces variations selon la dynamique choisie pour les TRV.

La mise en place d'un corridor ne pourrait donc qu'être abandonnée : non seulement sa coexistence avec les TRV signerait l'échec de l'ouverture des marchés en conduisant à une uniformisation des offres sur un principe d'indexation sur les TRV, mais elle ne permettrait pas d'atteindre l'objectif de stabilité des prix recherché par le Gouvernement.

- En second lieu, il convient également de noter que la mise en place d'un corridor conduirait à éloigner le dispositif de la référence des coûts des centrales nucléaires historiques puisque la formule conduirait à rémunérer la production nucléaire historique à prix de marché, fussent-ils encadrés, et non sur la base de ses coûts.

Au vu de ces éléments, et en l'absence d'avantages clairement identifiés par un tel dispositif, l'UPRIGAZ considère que la mise en place d'un corridor ne se justifie pas.

Si le choix d'un corridor de prix devait malgré tout se confirmer, ses modalités devraient être définies de manière à éviter toute sur-rémunération du producteur nucléaire. Or, l'amplitude de 6 €/MWh envisagée (et non justifiée) dans le cadre de la consultation ne paraît pas acceptable. En effet, compte tenu de l'économie du parc nucléaire historique, une telle ampleur correspond, selon les analyses de l'UPRIGAZ, à une différence de rentabilité de 2 000 points de base entre le plafond et le plancher. Même en plaçant le plancher à zéro, cela suppose d'accepter une rentabilité de 20% du nucléaire historique.

Question 5 : Un mécanisme reposant sur des règlements financiers parallèles à la cession des volumes sur les marchés tel que présenté ci-dessus vous paraît-il plus pertinent qu'un dispositif d'allocation physique ?

- L'UPRIGAZ note que le document de consultation indique au §2.2 : « *Les fournisseurs de l'Union seront tous **éligibles** à souscrire au plafond de prix au bénéfice de leurs portefeuille de clients établis en France (...). **Tous les fournisseurs** seraient tenus de reverser au producteur l'écart entre le prix plancher et le Prix de vente du nucléaire lorsque celui-ci est positif, sur la base de leur portefeuille de clients établis en France....* ».

Cette rédaction peut laisser penser que le mécanisme de reversement lorsque le prix de référence est inférieur au prix plancher s'appliquerait à l'ensemble des fournisseurs disposant d'un portefeuille de clients établis en France qu'ils aient ou non fait jouer leur éligibilité au dispositif. Cette interprétation semble confirmée au paragraphe suivant : « *Dans le mécanisme envisagé, le plancher serait également matérialisé au travers d'un règlement financier : un prélèvement serait activé en cas de Prix de vente du nucléaire inférieur au plancher sur **l'ensemble des fournisseurs alimentant des consommateurs en France....*** »

- La note de consultation ne précise pas le calendrier des règlements financiers devant intervenir dans l'hypothèse où le prix de référence est supérieur au plafond et dans l'hypothèse où le prix de référence est inférieur au plancher. Dans le premier cas, le fournisseur rétrocèdera chaque mois à son client la part du règlement qu'EDF devra acquitter. Toutefois, si EDF ne verse au fournisseur le montant de la rétrocession qu'au terme de la période de livraison, le fournisseur assumera une charge de trésorerie. Dans le cas où le prix de référence est inférieur au plancher, il est étonnant que le document de consultation indique que « *Les fournisseurs seraient libres de répercuter ou non à leurs clients finaux le prélèvement* ». L'UPRIGAZ considère que la mise en place du dispositif ne doit pas avoir d'effets négatifs sur la trésorerie des fournisseurs et souhaiterait que des éclaircissements soient apportés sur le calendrier des règlements financiers. Par ailleurs, les fournisseurs ne devraient être exposés à reverser au producteur nucléaire que les sommes qu'ils ont pu recouvrer.
- Alors que la logique du dispositif présentée est de faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité du parc nucléaire, (ou d'en assurer le financement dans le cas contraire), dans le cadre d'un dispositif dissociant l'approvisionnement des consommateurs par les fournisseurs, exercé au travers du marché de gros, des flux financiers reflétant la compétitivité du parc nucléaire historique, il est surprenant de proposer que les flux financiers passent par les fournisseurs. Afin en particulier d'éviter une inégalité de traitement avec les TRV, il est nécessaire d'assurer la possibilité pour les fournisseurs alternatifs de répercuter la composante CfD en *pass through*, dans les mêmes conditions que le fournisseur de TRV. A défaut, cette composante devrait être répercutée au consommateur en dehors du prix hors taxes. Le montant à percevoir auprès des clients à ce titre devrait donc être établi par une autorité publique, de façon accessible aux consommateurs et formulé de manière à pouvoir leur être facturé, par exemple en euros/MWh.
- L'UPRIGAZ fait enfin observer que le mécanisme doit s'appliquer de manière non discriminatoire entre les clients et de la même façon quel que soit le sens des flux financiers entre le producteur nucléaire et les consommateurs.

Question 6 : Dès lors que la régulation économique devrait garantir au-delà de 2025 la protection des consommateurs contre des hausses de prix qui seraient déconnectées de la réalité physique de l’approvisionnement électrique français en les faisant bénéficier de l’atout lié à l’investissement consenti dans le parc nucléaire existant, tout en donnant la capacité financière à EDF d’assurer l’exploitation et la maintenance de l’outil de production même dans des scénarios de prix bas, quels autres dispositifs vous paraîtraient adaptés pour assurer cette double protection ?

L’UPRIGAZ fait observer qu’une réforme de l’ARENH aurait pu être envisagée. Cette réforme aurait pu prendre en considération les points suivants :

- Dans un souci de respect des conditions de concurrence, et dans la perspective d’une séparation de l’activité de commercialisation d’EDF portée par le projet Hercule, l’activité de commercialisation d’EDF devrait être placée dans des conditions identiques à celle des fournisseurs alternatifs pour l’accès à l’ARENH.
- Supprimer le plafond actuellement fixé à 100TWh et ouvrir le dispositif à l’ensemble de la production du nucléaire historique (base et modulation) éventuellement minorée des contrats long terme d’EDF préexistants. Il est clair que les mécanismes CP1 et CP2 seraient maintenus pour garantir un comportement vertueux des fournisseurs.
- Pour pouvoir participer à un guichet, chaque fournisseur devrait s’acquitter du versement d’une option préalablement à la tenue du guichet. La CRE devrait fixer chaque année les paramètres du dispositif : délai entre le paiement de l’option et le guichet, prix de l’option et prix d’exercice en fonction des prix de marchés et du coût de production du parc nucléaire d’EDF. Ce dispositif serait de nature à répondre aux critiques d’EDF concernant la gratuité de l’option intrinsèquement présente dans le dispositif actuel.

Le fonctionnement de la régulation du parc nucléaire existant a des impacts sur la situation des fournisseurs alternatifs et de leurs clients. L’UPRIGAZ estime donc indispensable que, dans le cadre de la réforme d’EDF attachée à la nouvelle régulation économique du nucléaire existant, soit clairement posée le rattachement de la Direction Optimisation Amont/aval & Trading d’EDF (DOAAT). Il apparaîtrait logique que la partie concernant l’optimisation des unités de production du parc nucléaire reste attachée à l’entité abritant les activités nucléaires, la partie concernant l’optimisation des contrats de fourniture reste attachée à l’entité commerciale et que l’activité de trading à proprement parlé soit expressément séparée, afin d’éviter tout risque de manipulation des cours.

Dans la mesure où, d’une part, la future régulation du nucléaire historique placerait dorénavant l’ensemble des fournisseurs dans des conditions concurrentielles comparables, (EDF fournisseur étant placé dans une situation identique à celle des fournisseurs alternatifs en termes d’accès à la production nucléaire historique), et ou d’autre part, l’essentiel du montant de la facture payée par les consommateurs (composantes nucléaire de l’énergie, TURPE, taxes) serait régulé pour l’ensemble des fournisseurs, cela devrait, en toute logique, conduire en 2025 à la mise en extinction des TRV d’électricité. A défaut de mise en extinction, la commercialisation des TRV par EDF devrait être logée dans une entité juridique spécifique. EDF ne devrait plus utiliser son infrastructure commerciale développée dans le cadre de ses activités réglementées pour commercialiser ses produits en offre de marché, en vue d’éviter toute confusion et toute subvention croisée entre ces deux activités.

Enfin, l’UPRIGAZ appelle l’attention du Gouvernement sur la nécessité de permettre aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité du nucléaire y compris durant la phase transitoire qui s’ouvre et qui durera jusqu’à la mise en place de la nouvelle régulation. Or, le dépassement du plafond des volumes ARENH pour les années 2019 et 2020, qui reste aujourd’hui fixé à 100 TWh, entraîne une augmentation artificielle des prix sur le marché de détail et pénalise indûment les consommateurs. Afin d’éviter que cette situation ne perdure jusqu’à la mise en place de la future régulation, l’UPRIGAZ demande au Gouvernement de supprimer, sans délai, ce plafond