

***Nouvelle régulation
économique du nucléaire
existant***

Document de consultation

Table des matières

1 -	La loi de 2010 portant nouvelle organisation des marchés de l'électricité a prévu un cadre transitoire d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) jusqu'à 2025.....	3
1.1 -	Le rôle de l'ARENH dans l'ouverture des marchés de l'électricité	3
1.2 -	L'impact et les limites de l'ARENH	4
1.3 -	Une régulation économique du parc électronucléaire existant est nécessaire pour assurer un prix stable et raisonnable dans la durée et répondre à l'enjeu climatique.....	5
2 -	Orientations pour une nouvelle régulation économique du nucléaire existant.....	9
2.1 -	Le Gouvernement envisage d'imposer des obligations de service public sur la production du parc électronucléaire existant dans le cadre d'un service d'intérêt économique général.....	9
2.2 -	Régulation du nucléaire existant et fonctionnement des marchés	10
2.3 -	Schémas de principe du mécanisme envisagé	12

1 - La loi de 2010 portant nouvelle organisation des marchés de l'électricité a prévu un cadre transitoire d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) jusqu'à 2025.

1.1 - Le rôle de l'ARENH dans l'ouverture des marchés de l'électricité

La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) a réformé l'organisation du marché de l'électricité pour permettre l'ouverture effective du marché en application de la directive 2009/72/CE, tout en permettant aux consommateurs de bénéficier dans la durée de prix reflétant la compétitivité des moyens de production nationaux, quel que soit leur choix de fournisseur. La loi NOME s'appuie sur les travaux de la Commission dite Champsaur en 2009 visant à permettre une ouverture à la concurrence au sein d'un marché européen unifié, en tenant compte du modèle français, longtemps porté par un opérateur national en situation de monopole, EDF, astreint à des obligations de service public et appliquant des tarifs réglementés.

La loi NOME a institué « *une nouvelle organisation du marché de l'électricité conciliant une forte régulation et un encouragement au développement de la concurrence pour :*

- *préserver, pour l'ensemble des consommateurs, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire par des prix et des tarifs reflétant de manière cohérente la réalité industrielle du parc de production, comme le garantissaient jusqu'à présent les tarifs réglementés de vente ; garantir que ce bénéfice est accessible à chaque consommateur quel que soit son choix de fournisseur d'électricité ;*
- *assurer le financement du parc de production existant et favoriser les investissements en responsabilisant les fournisseurs en les encourageant à développer des offres de maîtrise de la demande en électricité notamment lors des pointes de consommation et à investir dans les moyens de production nécessaires.*
- *permettre à la concurrence de s'exercer, notamment là où elle peut le plus susciter l'innovation, pour permettre à chacun de mieux consommer. »¹*

Elle modifie la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et prévoit un dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) consistant à « *assurer aux fournisseurs d'électricité un accès régulé à l'électricité de base d'EDF dans les mêmes conditions économiques qu'EDF* » et « *permettre de la sorte à chaque consommateur d'avoir le choix entre des offres compétitives et innovantes, notamment en matière de maîtrise de la demande et de services, de différents fournisseurs* », ainsi qu'un mécanisme de capacité consistant à « *renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France en obligeant tous les fournisseurs à disposer, directement ou indirectement, des capacités de production ou d'effacement suffisantes pour approvisionner à tout instant leurs clients* ». Le dispositif ARENH est prévu par la loi NOME pour une période allant jusque fin 2025 et dans la limite d'un plafond fixé à 100 TWh. Il est conçu pour pouvoir être complémentaire d'investissements dans la production de base, notamment par des fournisseurs qui peuvent faire le choix de développer une offre intégrée incluant la production à l'amont et la fourniture au consommateur final à l'aval.

¹ Loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, Exposé des motifs.

Les propositions de la Commission Champsaur s'inscrivaient dans le contexte d'une enquête de la Commission Européenne sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVe) en France, qui concernait les anciens tarifs réglementés « jaunes » et « verts » des grandes et moyennes entreprises et qui avait été étendue aux tarifs de retour (TARTAM), inférieurs à l'époque aux prix du marché libre. En instituant l'ARENH, la loi NOME a permis une réforme qui confortait les tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs et qui prévoyait l'extinction, mise en œuvre fin 2015, des tarifs réglementés pour les gros consommateurs. La réforme repose sur le principe que l'ARENH permet aux fournisseurs de proposer des offres de marché reflétant les conditions économiques du parc de production français et sur une cohérence entre prix de l'ARENH et les tarifs réglementés de vente, de sorte à assurer la contestabilité du marché de fourniture au consommateur final. La loi NOME a ainsi permis de clôturer l'enquête de la Commission Européenne dans un esprit de compromis.

L'autorité de la concurrence a analysé la mise en place du dispositif ARENH jusqu'en 2025 comme « *une aide au démarrage de l'activité des fournisseurs alternatifs pour leur permettre à terme de concurrencer EDF avec succès* » et constate dans son rapport sur l'évaluation de l'ARENH en 2015 que « *les conditions de la concurrence à l'aval ont été améliorées* » et que « *les fournisseurs alternatifs ont pu construire une offre commerciale de fourniture d'électricité proche de celle susceptible d'être proposée par l'opérateur historique* »². Le rapport de la Commission de régulation de l'énergie sur l'évaluation du dispositif ARENH³ constate également que « *l'ARENH a participé à la construction d'un cadre nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail* ».

1.2 - L'impact et les limites de l'ARENH

L'ARENH est un dispositif transitoire, prenant fin en 2025, et limité en volume. L'autorité de la concurrence précisait à la mise en place du dispositif que « *les restrictions importantes apportées au fonctionnement normal d'un marché concurrentiel n'ont [...] de sens que si une amélioration véritable de la situation de la concurrence sur le marché de l'électricité est obtenue au terme de la période de régulation de 15 ans* ».

L'ARENH a permis, au cours de ses premières années de fonctionnement, d'accompagner le développement de la concurrence sur le marché de détail : comme l'affirme la CRE⁴ : « *malgré sa complexité, le dispositif ARENH a été salué par de nombreux consommateurs, qui estiment qu'en instaurant un cadre clair et pérenne, il a redonné confiance au consommateur dans le fonctionnement du marché de détail. Les fournisseurs alternatifs considèrent pour leur part que l'ARENH a permis de stimuler le développement de la concurrence sur le marché de détail.* ».

A l'amont, le contexte économique s'est révélé peu favorable aux nouveaux investissements dans la production sur le marché (hors dispositifs de soutien aux énergies renouvelables), avec des épisodes de prix très bas sur les marchés de gros européens, et les perspectives tendancielles d'évolution de la consommation d'électricité en France stables ou en baisse ne créent pas dans l'immédiat de signal à l'investissement dans de nouvelles installations de base. **En revanche, le développement des énergies renouvelables s'est accéléré, contribuant à la diversification des moyens de production.**

Le prix de l'ARENH n'a pas été actualisé depuis 2012. Le décret en Conseil d'État précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts prévu à l'article L337-15 n'a pas été adopté, en l'absence de consensus avec la Commission européenne malgré des échanges sur un projet de décret construit dans la

² Autorité de la Concurrence, Avis n°10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité et Rapport d'évaluation du 18 décembre 2015 sur le dispositif d'ARENH

³ CRE, Rapport ARENH - Evaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, 18 janvier 2018

⁴ CRE, Rapport ARENH - Evaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, 18 janvier 2018

continuité des travaux de la Commission Champsaur de 2011 relatif à la méthodologie de calcul du prix de l'ARENH. L'ARENH reflète une vision du parc nucléaire historique qui n'est pas actualisée depuis 2012.

L'ARENH a atteint lors du guichet du 21 novembre 2018 le plafond de 100 TWh. L'atteinte de ce plafond a conduit à appliquer un écrêtement aux demandes des fournisseurs, répliqué également dans la construction du tarif réglementé comme dans les offres de marché d'EDF afin d'assurer la contestabilité. Dans le cadre des échanges intervenus en 2019, la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne a indiqué qu'un relèvement du plafond du volume de l'ARENH constituerait une modification substantielle du dispositif, nécessitant une nouvelle décision d'approbation.

Le dispositif ARENH revêt un caractère asymétrique et optionnel, qui n'est pas pris en compte dans son prix. Il permet de fait aux fournisseurs alternatifs de réaliser des arbitrages financiers entre l'approvisionnement nucléaire régulé et l'approvisionnement sur les marchés de gros à terme. Des possibilités de contournement de la « clause de monotonie », ensemble de dispositions prévues à l'article R.336-16 visant à assurer que les possibilités semestrielles de modification des demandes d'ARENH ne remettent pas en cause la nature annuelle du produit demandé par les fournisseurs et cédé par EDF au titre de l'ARENH, ont été corrigés fin 2016 et début 2017⁵. Néanmoins le caractère optionnel de la souscription d'ARENH est inhérent au dispositif. La Cour des Comptes a observé dans le référé S2017-3856 que « *le caractère optionnel de l'ARENH ne permet pas de garantir à EDF que ses charges de production seront couvertes en cas de prix de marché « bas» (inférieur à l'ARENH)* » et considère « *qu'aucun consensus [sur le prix de l'ARENH] n'est possible tant que ce tarif est à la fois celui d'une option gratuite d'arbitrage avec le prix de marché, donc un prix maximum de vente pour EDF, et celui qui reflète les conditions économiques de production, c'est-à-dire un prix minimum de vente pour EDF* ». La Cour des Comptes recommande ainsi dans son référé d'adapter la régulation économique actuelle de sorte que « *les fournisseurs alternatifs prennent un engagement de moyen terme qui rende compte de conditions économiques équivalentes à celles assumées par l'exploitant* »⁶. La CRE indique dans son rapport d'évaluation que « *le recours à l'ARENH aux fins de réaliser de tels arbitrages n'est pas conforme à l'esprit du dispositif, puisqu'il ne sert alors pas à faire « bénéficiaire [aux] consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français* ».⁷

Q1 : partagez-vous ces constats sur la régulation économique du nucléaire actuelle ?

1.3 - Une régulation économique du parc électronucléaire existant est nécessaire pour assurer un prix stable et raisonnable dans la durée et répondre à l'enjeu climatique

Le prix sur les marchés organisés de l'énergie s'établit au niveau du coût marginal de l'installation de production ou d'effacement la plus onéreuse qui est mobilisée pour répondre à la demande. Le marché journalier occupe une place centrale dans la formation des prix de l'ensemble des échanges d'énergie électrique, et le couplage à cette échéance des zones de prix est déjà avancé sur une large partie de l'Europe. Le graphique des durées

⁵ Arrêté du 14 novembre 2016 portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ; Décret n° 2017-369 du 21 mars 2017 relatif aux modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

⁶ Les modalités de demandes d'ARENH permettent aux fournisseurs de conclure régulièrement, au cours des années précédant l'année de livraison, des contrats de fourniture d'électricité avec des consommateurs finals, tout en n'exerçant, dans le cadre actuel, leur droit à l'ARENH que 40 jours avant l'année de livraison. Ce fonctionnement soulève des questions dans des situations de marchés telles qu'observées en 2016 et 2017 où les prix de marché des produits calendaires 'Y+1' sont restés durablement inférieurs au prix de l'ARENH (valeur de la capacité incluse) avant de remonter en fin d'année, en ce qu'il découple la réalité de l'approvisionnement des clients finaux du recours à l'ARENH. Durant la phase de prix bas, des contrats ont pu être signés entre consommateurs et fournisseurs, couverts par les fournisseurs via un approvisionnement marché en « back-to-back », à des conditions plus compétitives que l'ARENH. Cependant, avec une remontée des prix sur le marché de gros au second semestre de l'année précédant la livraison, la situation au moment du guichet de souscription permettait aux fournisseurs ayant déjà couvert l'approvisionnement de tels contrats de demander de l'ARENH non pas pour pouvoir approvisionner les clients finals, puisque l'approvisionnement avait déjà été couvert par ailleurs, mais afin de bénéficier de la différence de niveau de prix entre ARENH d'une part, et d'autre part, les prix de marché des produits calendaires base et des garanties de capacité.

⁷ CRE, Rapport ARENH - Evaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, 18 janvier 2018

de marginalité des différentes filières de production ou d'effacement ci-dessous montre que même si le système électrique français est très majoritairement décarboné avec les ENR et le nucléaire, les prix sont largement déterminés par la production des centrales thermiques à flamme et des turbines à combustion ainsi que par les imports⁸.

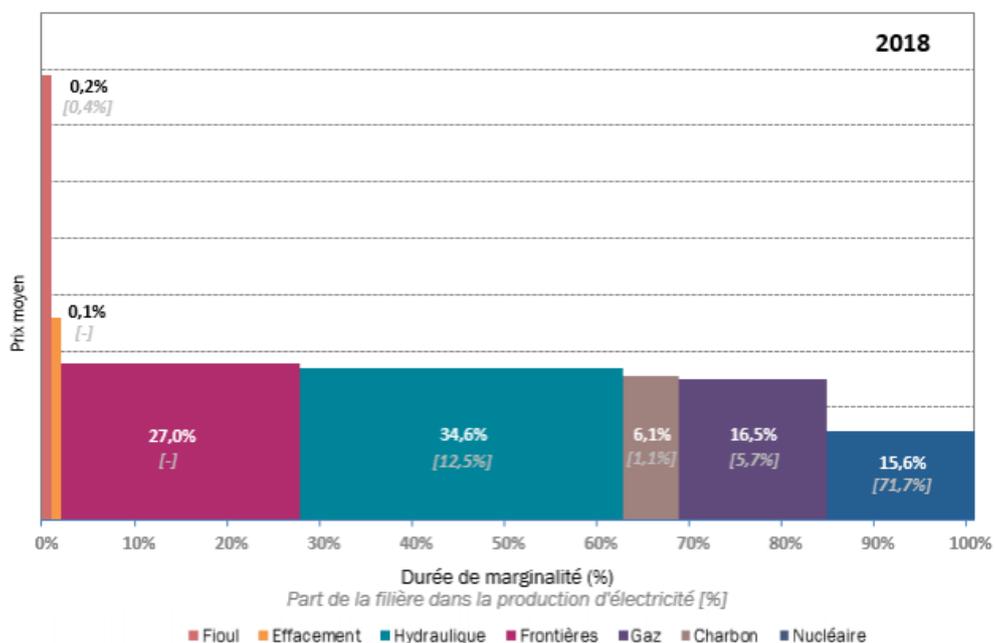


Fig.1 : marginalité des différentes filières de production dans la formation du prix de l'électricité en France sur les enchères journalières (marché *day-ahead*) d'EPEX SPOT. Source : Rapport de surveillance 2018 sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, CRE, juillet 2019

La fin de l'ARENH, programmée en 2025, conduirait ainsi, en l'absence de nouveau mécanisme de régulation, à une exposition accrue des consommateurs établis en France à un prix de marché en pratique largement déterminé par les prix des matières fossiles et du carbone, non représentatifs de la réalité des approvisionnements du système électrique français⁹, avec une forte volatilité et des perspectives tendanciellement à la hausse. Une telle exposition, au travers des prix de marché, aux choix énergétiques étrangers est difficilement explicable. L'exposition aux prix des matières premières fossiles et du carbone ne serait pas proportionnée au fait que les consommateurs et les contribuables en France ont déjà porté en partie les investissements nécessaires à la décarbonation du mix électrique et devraient pouvoir bénéficier de la stabilité des prix permise par le choix français de l'énergie nucléaire.

⁸ Dans la formation du prix de l'électricité, la valorisation de la production hydraulique peut s'analyser en termes de coûts d'opportunité à mobiliser ou non la ressource disponible, limitée, en fonction des prix sur les marchés de l'électricité. Le prix de l'hydraulique dans les enchères s'aligne donc en fonction des coûts de la production des centrales thermiques flamme et des turbines à combustion et le coût des imports.

⁹ Avant la mise en place de l'ARENH, et avant que dans un cadre de décarbonation du système électrique français ne soient engagée la fermeture d'un certain nombre de centrales et que les ENR n'acquiescent une place plus importante dans le système électrique français, la Commission Champsaur notait déjà en avril 2009 : « si le système électrique français était isolé, les centrales nucléaires devraient, pour un parc de production optimisé par rapport à la demande, être en situation marginale entre 30 et 50% du temps (la durée de marginalité optimale dépend de l'évaluation des coûts des combustibles fossiles et du carbone) ».

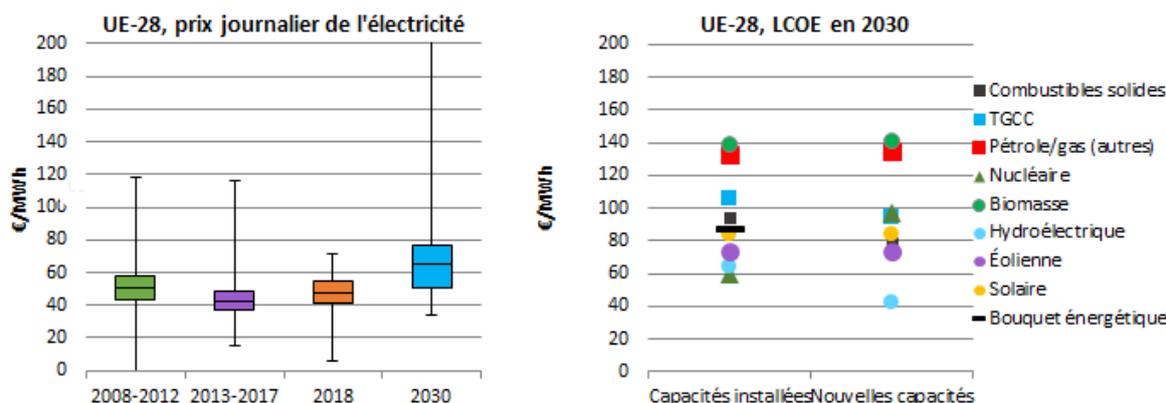


Fig. 2 : prix et coûts (LCOE : coûts actualisés de l'énergie) de l'électricité européens. Source : Rapport de la Commission Européenne sur les prix et les coûts de l'énergie en Europe (COM/2019/1 final), 9 janvier 2019, à partir de Platts, METIS(2030), PRIMES

L'exploitation d'actifs nucléaires s'inscrit dans la durée. Le nucléaire a historiquement été développé pour – et a effectivement contribué à – permettre aux consommateurs français d'électricité de se protéger en grande partie des fluctuations de cours des produits pétroliers, et permet aujourd'hui une production électrique très faiblement carbonée. Il porte également des charges pour le consommateur, à amortir et recouvrer dans la durée. La réalisation du parc nucléaire a été historiquement planifiée par un opérateur intégré, et pendant plusieurs décennies, avant l'ARENH, les charges liées au parc ont été lissées dans les tarifs du consommateur suivant un pilotage par le résultat comptable et l'équilibre global sur toute la durée de vie du parc.

Le consommateur a partiellement financé hier les investissements initiaux, de sorte qu'il bénéficie aujourd'hui d'un actif qui, moyennant ses coûts de fonctionnement, les coûts restant à amortir ou à recouvrer et les investissements dans la prolongation de l'exploitation ainsi que la rémunération du capital correspondant, présente des coûts de production compétitifs par rapport à de nouveaux actifs susceptibles d'apporter un service comparable (production de base, pilotable et décarbonée) au système électrique. Les législations ont parallèlement évolué pour renforcer les responsabilités et les obligations en matière de sûreté de l'exploitant, en obligeant l'exploitant nucléaire à constituer des actifs dédiés pour sécuriser le démantèlement et la gestion des déchets propres à son activité.

Puisqu'ils ont financé dans la durée le parc dans son ensemble, il paraît légitime que les consommateurs français puissent continuer à bénéficier de l'avantage compétitif qu'il peut continuer à procurer. Cela suppose de mettre en place un nouveau cadre réglementaire qui permette également de sécuriser financièrement l'exploitation du parc nucléaire avec le haut niveau de performance et de sûreté attendu.

Dans un contexte où les prix des commodités et du carbone pourraient durablement conduire à des prix de l'électricité tendanciellement hauts en Europe¹⁰, il y aurait en l'absence de régulation un décalage croissant entre le niveau de prix payé par les consommateurs représentatif d'un parc de production carboné et la réalité des coûts de production du parc nucléaire historique, stables et indépendant des fluctuations des prix des commodités et du carbone. Le Gouvernement considère donc qu'il est légitime de mettre en place une nouvelle régulation économique du parc nucléaire existant qui permette de limiter l'exposition des consommateurs aux prix des commodités fossiles et du carbone dans leur approvisionnement, dès lors que celui-ci est largement décarboné et le sera quasi intégralement après 2022 et l'arrêt du parc charbon.

Par ailleurs, si le consensus des analystes porte sur une évolution tendancielle à la hausse des prix de marché, ceux-ci sont très sensibles à des déterminants géopolitiques par nature imprévisibles et on ne saurait exclure la possibilité de périodes de prix bas liées à une chute des prix des commodités fossiles, un prix du carbone faible

¹⁰ Le prix moyen du carbone retenu dans l'étude d'impact de la révision législative du SEQE pour la phase 4, fixé à 25€/t (avec un scénario haut à 40€/t). Le rapport sur l'état de l'Union de l'énergie pour 2019 (COM(2019) 175 final) souligne : « Selon des analystes du marché, la réserve de stabilité du marché maintiendra son effet sur le marché du carbone au cours de la prochaine décennie, les prix du carbone s'établissant à un niveau similaire ou supérieur [aux prix actuels] ».

(cette situation étant particulièrement indésirable pour l'atteinte des objectifs climatiques européens) ou une croissance économique plus modérée qu'anticipé. La régulation économique envisagée doit donc symétriquement assurer la couverture des coûts complets du parc nucléaire pour sécuriser son exploitation dans les conditions prévues par les objectifs de politique énergétique, fixés notamment dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le parc électronucléaire existant est une composante du système électrique français qui sera présente dans la durée, au-delà de l'échéance de 2025, à un niveau qui découle des objectifs législatifs de mix énergétique précisés dans les Programmes Pluriannuels de l'Énergie. Le projet de nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie prévoit que la part du nucléaire sera progressivement réduite pour atteindre 50% en 2035, et que la diversification du mix énergétique sera poursuivie avec le développement des énergies renouvelables dans le cadre de la politique de soutien mise en œuvre par l'État. Durant cette période de transition, les actifs nucléaires d'EDF continueront de constituer la majorité de la production de base en France.

Le parc nucléaire produit une électricité totalement décarbonée qui permet à la France d'afficher un des niveaux les plus bas d'émissions de GES par habitant¹¹, en particulier pour ce qui concerne la consommation d'électricité. De plus, grâce à sa capacité de modulation, il permet aussi à la France de faire évoluer son mix énergétique pour donner plus de place aux énergies renouvelables dont les capacités de production ont vocation à s'accroître en cohérence avec les objectifs nationaux et européens. Comme l'indique la PPE, le parc nucléaire joue donc aujourd'hui un rôle majeur dans la réussite de la transition énergétique de la France et plus largement de l'Europe.

Faire bénéficier, sur une part prépondérante de leur approvisionnement en électricité, les consommateurs français de prix stables et maîtrisés est non seulement cohérent avec l'enjeu spécifique de protection du consommateur et du lien avec l'outil de production qu'il a partiellement financé, mais constitue également un déclencheur et un facteur d'acceptabilité des transformations des comportements qui sont recherchées par les autorités françaises dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone (SNBC). La transition vers la neutralité carbone, dans un pays où le système électrique est déjà largement décarboné, suppose en effet d'engager les consommateurs dans une électrification des usages, sans désinciter à la maîtrise de la demande.

La stratégie en faveur d'une Europe neutre pour le climat d'ici à 2050 adoptée par la Commission « indique comment l'Europe peut montrer la voie à suivre pour atteindre la neutralité climatique, en investissant dans des solutions technologiques réalistes, **en donnant aux citoyens les moyens d'agir**, et en adaptant l'action à mettre en œuvre [...], tout en **garantissant la justice sociale nécessaire à une transition juste**. » (IP/18/6543) ; elle souligne aussi l'importance d'une « **électrification à grande échelle du système énergétique** » européen, « qui est à l'origine de plus de 75% des émissions de gaz à effet de serre » car reposant encore largement sur les combustibles fossiles et constate que « tous les scénarios convergent vers un élément central : la production d'électricité devrait être entièrement décarbonée d'ici à 2050 » (MEMO/18/6545).

Enfin, sans mécanisme de régulation après 2025, le producteur électronucléaire conserverait après cette échéance la pleine disposition de sa production, et notamment la faculté de la valoriser sur le marché ou en gré à gré dans des conditions qu'il resterait libre de choisir.

Une régulation économique équilibrée de cet actif particulier sur la durée de son exploitation permettrait d'accompagner la bonne insertion du parc nucléaire dans un système énergétique concurrentiel européen, en transition vers un modèle décarboné, tout en permettant aux consommateurs de bénéficier de l'avantage compétitif du parc nucléaire existant quel que soit leur fournisseur d'électricité et en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE.

¹¹ Le parc nucléaire produit une électricité totalement décarbonée, permettant au secteur électrique français de n'émettre que 4 % seulement des émissions de gaz à effet de serre totales du pays (17 MtCO₂ sur 445 MtCO₂ en 2015) alors qu'il représente 27% de la consommation d'énergie finale. Le parc nucléaire permet ainsi à la France de bénéficier d'un des niveaux les plus bas d'émissions de gaz à effet de serre (GES) par habitant, en particulier pour ce qui concerne la consommation d'électricité avec un très faible niveau d'émissions de CO₂ de 80g/kWh contre une moyenne européenne à 350g/kWh.

Q2 : Au regard des objectifs poursuivis mentionnés plus haut, une régulation économique vous paraît-elle nécessaire après 2025 ?

2 - Orientations pour une nouvelle régulation économique du nucléaire existant

2.1 - Le Gouvernement envisage d'imposer des obligations de service public sur la production du parc électronucléaire existant dans le cadre d'un service d'intérêt économique général

Le Gouvernement envisage de mettre en place une régulation économique imposant à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Cette régulation renforcerait le service public de l'électricité défini à l'article 121-1 du code de l'énergie et serait structurée autour d'obligations de service public pour l'exploitant des installations nucléaires existant à la mise en place de la régulation répondant aux principes généraux de conception suivants :

- **Elle imposerait une première obligation de service public à EDF de vendre sur les marchés de gros (marchés organisés ou enchères) un productible prédéfini normativement (comme un ruban annuel de profil stable) selon un échancier également prédéfini.** La « forme » de la production électronucléaire (c'est-à-dire la modulation de la production électronucléaire effective autour ou en complément du produit normatif vendu dans le cadre de la régulation) resterait valorisée hors régulation pour assurer de manière efficiente l'équilibre offre-demande.
- Elle couvrirait **la totalité des centrales du parc nucléaire français existant, y compris Flamanville 3.** La période de régulation serait limitée à la durée de vie de ces installations et prévoirait une évaluation périodique de sa pertinence au regard des objectifs poursuivis.
- Dans le cas où la valorisation moyenne annuelle (cf infra) sur les marchés de gros du productible normatif régulé serait supérieure à un prix « plafond », **EDF serait soumis à une deuxième obligation de service public consistant à rétrocéder les revenus perçus au-delà du plafond.**
- Cela représenterait donc un manque à gagner pour le producteur équivalent à un renoncement aux bénéfices espérés au-delà de ce plafonnement en se valorisant sur le marché¹². En contrepartie de ce

¹² Plus précisément, ces deux obligations de service public (OSP) représenteraient un manque à gagner pour le producteur équivalent au renoncement aux bénéfices qu'il aurait pu espérer en l'absence de ce plafond et des contraintes de calendrier et de volumes que la mise en œuvre de la régulation lui impose le privant de la

plafonnement dû aux deux obligations de service public et pour assurer leur exécution dans la durée et dans les conditions requises de performance et de sûreté du parc, **un mécanisme couvrirait le producteur dans le cas où cette valorisation moyenne annuelle (cf. infra) de sa production se réaliserait à des prix inférieurs à un prix « plancher ».**

- Les niveaux de prix plancher et plafond seraient fixés ex-ante (en euros constants) à partir d'une méthodologie transparente et objective, mise en œuvre sous le contrôle de la CRE.

Le Gouvernement considère que la régulation envisagée correspond au plan juridique à un service d'intérêt économique général, dans la mesure où les objectifs d'intérêt général poursuivis par la régulation ne peuvent être remplis spontanément par le seul marché. En cohérence avec la jurisprudence de la CJUE, le service envisagé serait ainsi fourni « de façon ininterrompue (continuité); au bénéfice de tous les utilisateurs et sur tout le territoire pertinent (universalité); à des tarifs uniformes pour une qualité similaire, sans tenir compte des situations particulières ni du degré de rentabilité économique de chaque opération individuelle (égalité) », de manière transparente et économiquement accessible. Ceci conduit les autorités françaises à envisager que ce service bénéficie à tout consommateur établi en France, quel que soit son fournisseur, ou sa situation individuelle.

Le mécanisme vise à assurer, à travers le plafond, la protection des consommateurs en apportant de la visibilité et de la stabilité sur le long terme, ce en cohérence avec les fondamentaux économiques de l'outil électronucléaire qui a été choisi par la France, et dont les citoyens acceptent dans la durée les enjeux et les coûts. Il est légitime que le consommateur français, qui a porté historiquement le déploiement du parc et en accepte les risques puisse retirer le bénéfice des prix stables et maîtrisés qu'il permet.

Le plancher et le plafond envisagés à ce stade par les autorités françaises formeraient en conséquence un corridor permettant en espérance une juste rémunération de l'actif couvert par la régulation (coûts complets et rémunération raisonnable des actifs au regard du risque porté). Les autorités françaises envisagent un écart entre plafond et plancher de l'ordre de 6€/MWh, encadrant l'exposition du consommateur final à la volatilité des prix.

2.2 - Régulation du nucléaire existant et fonctionnement des marchés

EDF en tant que fournisseur d'électricité aurait les mêmes droits et obligations que les autres fournisseurs d'électricité (dits « fournisseurs alternatifs ») au regard de cette régulation, et serait placé sur un strict pied d'égalité au plan concurrentiel en termes d'accès au productible électronucléaire régulé.

Le producteur nucléaire serait obligé dans la durée de mettre à disposition le productible défini par la régulation, en cohérence avec la stratégie de long terme de la France sur son mix énergétique et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la métropole continentale actualisée tous les 5 ans. **Le niveau effectif de productible à mettre sur les marchés serait confirmé ou actualisé en amont de la livraison du productible, par exemple 24 mois avant la période de livraison, en tenant compte du contexte de moyen terme connu** (prise en compte possible du facteur de disponibilité prévisionnel du parc pour la période de livraison à venir) : **ce volume serait approuvé par le régulateur indépendant et rendu public à cette échéance. Le productible régulé serait cédé sous la forme de produits standardisés sur les marchés à termes** (contrats calendaires d'électricité).

À titre d'exemple, la vente sur les marchés de gros pourrait être une vente directe, progressive pour être cohérente avec les besoins des fournisseurs et la dynamique commerciale, sur les marchés organisés, sous le contrôle du régulateur sectoriel afin d'assurer que les modalités d'offre des volumes, le calendrier de leur mise à disposition, et les volumes offerts répondent strictement aux engagements pris par le producteur 24 mois avant le début de la livraison et contribuent de manière efficiente au bon fonctionnement des marchés.

faculté de choisir et ajuster au contexte des marchés et de la disponibilité de son parc sa propre stratégie de valorisation de la production électronucléaire.

Ainsi, il pourrait être imaginé que les volumes soient mis sur le marché à terme chaque jour sur la période de 24 mois précédant l'année de livraison selon une stratégie d'offre fixée par le régulateur à partir de critères objectifs et transparents, participant ainsi de manière efficace au bon fonctionnement des marchés.

La moyenne des prix sur les marchés à ces échéances, pondérée par les volumes de productible nucléaire cédées à ces mêmes échéances, représente le prix auquel aura été valorisée la production nucléaire pour une année de livraison donnée. On l'appellera par la suite le Prix de vente du nucléaire. **Ce prix de vente moyen serait le prix de référence déterminant l'activation du plafond ou du plancher. Les volumes effectifs de production électronucléaire, couverts par les contrats financiers conclus sur le marché à terme, seraient ensuite en mesure de participer à la formation du prix sur les marchés spot, contribuant à y former le prix de manière efficiente.**

Lorsque le niveau de productible devant être mis sur le marché est confirmé, le producteur obligé serait ainsi **engagé de manière ferme à vendre ce productible sur les marchés de gros des produits calendaires**, sous forme de produits standardisés, selon le calendrier prévu par la régulation et pour des quantités déterminées : en cas de disponibilité du parc plus faible que prévue, le producteur obligé pourra devoir acquérir des volumes complémentaires sur le marché pour tenir l'engagement pris dans l'obligation de service public sur les volumes régulés. Cette organisation permettra ainsi de donner les bonnes incitations pour une exploitation efficace de son outil de production au producteur qui conservera son exposition aux risques opérationnels liés à son activité.

Il doit être noté par ailleurs que, grâce au couplage des marchés, l'ensemble des consommateurs européens aurait accès à **ces volumes sur les marchés, qui contribueraient à la formation du prix à l'échelle continentale, indépendamment des transferts financiers qui n'interfèrent pas avec la formation du prix sur le marché.**

En comparaison avec le dispositif actuel de l'ARENH, dans lequel des quantités physiques d'électricité sont vendues en dehors des marchés selon un mécanisme d'allocation administré, **le Gouvernement privilégie donc un dispositif dans lequel dans un premier temps le productible régulé serait cédé sur les marchés, tandis que dans un second temps les plafond et plancher seraient matérialisés par des transferts financiers a posteriori entre le producteur et les fournisseurs d'électricité.**

Par ailleurs le nouveau mécanisme régulateur envisagé viendrait renforcer le fonctionnement efficient des marchés de gros au profit des consommateurs français et européen. En effet, le Gouvernement considère que les modalités d'application de la régulation envisagées peuvent renforcer la liquidité des marchés de gros et en assurer le bon fonctionnement sans y déformer les stratégies d'offre et de demande des différents acteurs de marché. Par ailleurs, en augmentant la liquidité sur le marché à terme français, le nouveau mécanisme régulateur sera également bénéfique à d'autres marchés européens dans la mesure où les acteurs de ces marchés auront aussi accès à ces volumes pour couvrir leurs risques moyennant la couverture du risque associé aux interconnexions qui demeure inchangé. Ainsi le nouveau mécanisme régulateur envisagé sera également bénéfique plus largement à la construction d'un marché commun de l'électricité en Europe, choix collectif dans lequel la France est pleinement engagée. **La régulation organiserait ainsi les flux financiers en permettant (i) soit de rétrocéder aux fournisseurs alimentant des clients finaux établis en France l'excédent de valeur perçu par le producteur lorsque le Prix de vente du nucléaire excède le prix plafond, traduisant la volonté de donner aux consommateurs français visibilité et stabilité sur une part significative de leur facture d'électricité, condition de réussite de la décarbonation de l'économie grâce aux spécificités du nucléaire existant ; (ii) soit réciproquement d'effectuer un prélèvement sur les fournisseurs au profit du producteur lorsque le Prix de vente du nucléaire est inférieur au prix plancher (cf. schémas ci-dessous).**

Les fournisseurs de l'Union seraient tous éligibles à souscrire au plafond de prix au bénéfice de leur portefeuille de clients établis en France, afin d'éviter toute distorsion de concurrence sur le marché français des fournisseurs. Ces droits pourraient, par exemple, être déterminés selon des modalités comparables à celles de l'ARENH, sur le fondement de la consommation en base des clients de chaque fournisseur. 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. Un parallèle peut être fait entre le fonctionnement du « plafond » et du « plancher » et les contrats financiers pour différence (CFD) asymétriques, et cette régulation présenterait une large parenté avec les mécanismes de soutien de type « complément de rémunération » pour le développement des énergies renouvelables (ENR).

2.3 - Schémas de principe du mécanisme envisagé

Fonctionnement du plafond

Dans le mécanisme envisagé, le plafond serait matérialisé au travers d'un règlement financier du producteur aux fournisseurs d'électricité, au cours de l'année de livraison, par exemple sous forme d'acomptes (éventuellement régularisés *ex post* pour prendre en compte les écarts en volume entre les consommations prévisionnelles estimées lors de l'année de livraison et la réalité des consommations en France constatée *ex post*). Les fournisseurs bénéficieraient au titre de la consommation des clients finals situés sur le territoire métropolitain continental d'un versement traduisant, si elle est positive, la différence entre le prix de la vente du nucléaire et le prix plafond de la régulation, appliquée à la part que représente le productible nucléaire régulé dans la consommation prévisionnelle française en base à température normale (ci-après « le ratio ») appliquée à leur portefeuille de clients finaux qu'ils alimentent en France. Ce flux financier associé au plafond serait ainsi calculé sur la base d'un même ratio pour tous les fournisseurs dans la limite de leur demande et interviendrait indépendamment des approvisionnements physiques des fournisseurs qui resteraient libre de leur stratégie d'approvisionnement (sur les marchés, en gré à gré, via leurs propres moyens de production, etc.), assurant ainsi une incitation à rechercher le *sourcing* le plus compétitif pour leurs clients.

La détermination des droits et la répartition des flux financiers entre acteurs seraient contrôlées par la CRE afin d'apporter toutes les garanties en termes d'indépendance, d'égalité de traitement des fournisseurs et de fonctionnement efficient de la régulation au bénéfice des consommateurs finaux. Les règlements financiers pourraient être soit traités directement, soit intermédiés par un tiers indépendant, et dans tous les cas le Gouvernement veillera à préserver les informations commercialement sensibles.

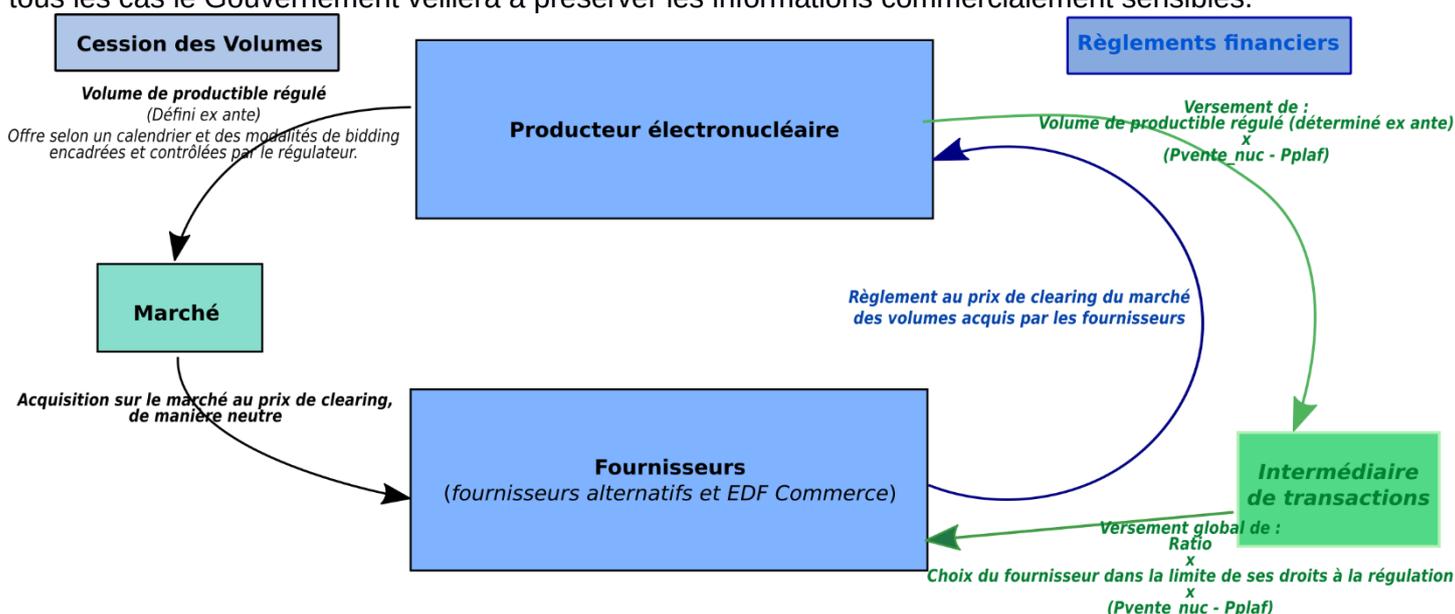


Fig.3 : Fonctionnement de la régulation envisagée lorsque le plafond est activé

Fonctionnement du plancher

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. Ce prélèvement serait construit sur une assiette fondée sur les caractéristiques du portefeuille de clients établis en France des fournisseurs.

Le prélèvement traduirait la différence entre le prix « plancher » et le Prix de vente du nucléaire, si cette différence est positive (absence de prélèvement dans le cas contraire), multipliée par la part que représente le nucléaire régulé dans la consommation prévisionnelle française en base à température normale (le ratio). Ce prélèvement serait versé, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un tiers indépendant, au producteur électronucléaire en compensation du SIEG qu'il assure. Les fournisseurs seraient libres de répercuter ou non à leurs clients finaux le prélèvement.

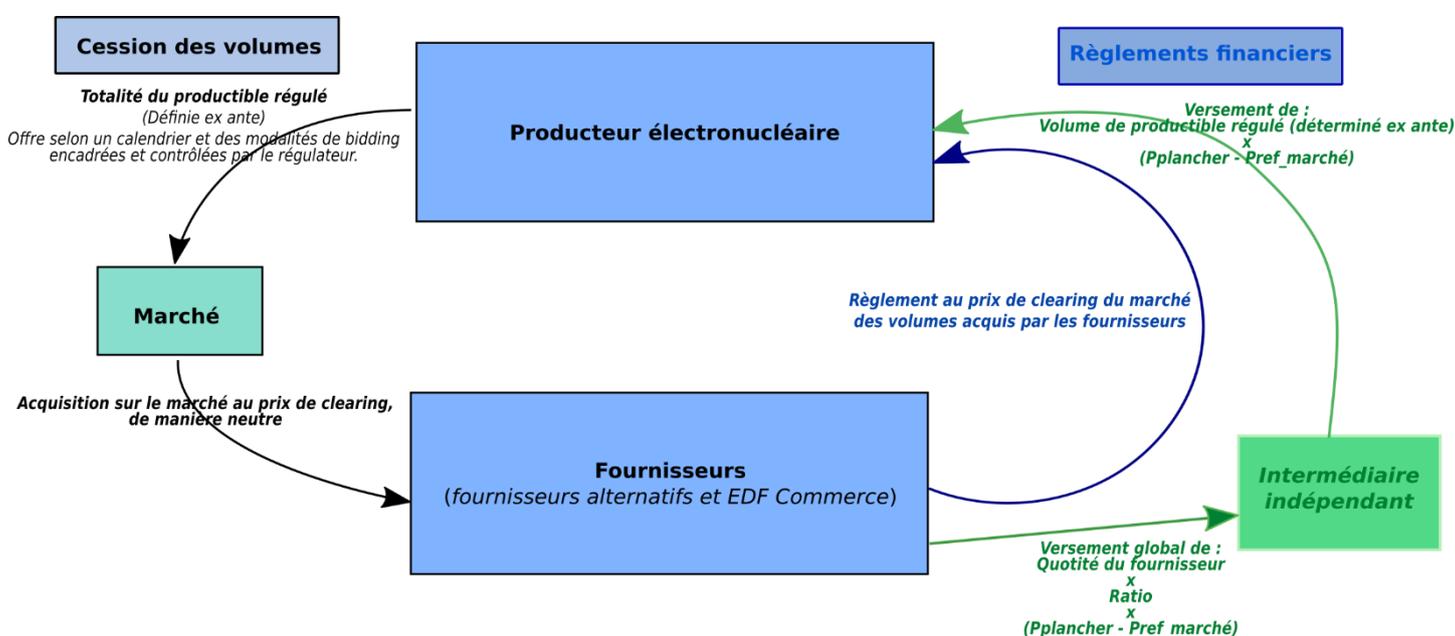


Fig. 4 : Fonctionnement de la régulation envisagée lorsque le plancher est activé

Q3 : Selon vous, quels effets une telle régulation est-elle susceptible d'avoir sur le fonctionnement des marchés ?

Q4 : 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 de marché, et le cas échéant quel serait l'amplitude pertinente pour le corridor en €/MWh ?

Q5 : 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 ?

Q6 : 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, quelles autres dispositifs vous paraîtraient adaptés pour assurer cette double protection ?

