

Réponse à la consultation publique : « Projet de disposition de protection des consommateurs d'électricité à partir du 1^{er} janvier 2026 »

L'association Energie en actions, d'anciens actionnaires EDF, a pris note de l'accord annoncé le 14/11/2023 par le gouvernement et EDF sur une nouvelle organisation du marché de l'électricité qui succédera à l'ARENH, et de la consultation publique lancée le 21/11/2023 par le gouvernement.

Préambule – Rappels de positions antérieures d'Energie en actions

L'association Energie en actions tient à rappeler sa réponse en date du 13/3/2020 à une première consultation publique lancée par le gouvernement « Nouvelle régulation économique du nucléaire existant » (cf. annexe 1) et notamment ses constats suivants :

- L'intérêt des consommateurs particuliers n'a pas été totalement préservé ... Contrairement aux objectifs initiaux, "les prix et les tarifs n'ont donc pas reflété de manière cohérente la réalité industrielle du parc de production".
- Faute de relèvement ces dernières années du prix de 42 €/MWh de l'Arenh, alors qu'il était censé être fixé à un niveau couvrant les coûts de production nucléaire d'EDF, le dispositif n'a pas permis d'assurer le financement du parc de production existant, EDF n'ayant plus la pleine capacité financière d'assurer la maintenance de l'outil de production sans devoir s'endetter année après année.

En conclusion à cette réponse de mars 2020, l'association « Energie en Actions » avait :

- considéré qu'une régulation économique du nucléaire existant après 2025 n'apparaissait pas nécessaire,
- souligné que la véritable question portait sur la possibilité de développer l'outil nucléaire en France, dans les années à venir, sans lequel la stratégie de neutralité carbone en 2050 au niveau français et européen est vouée à l'échec.

Dans le contexte du projet dit Hercule du gouvernement visant à séparer les activités EDF, Energie en actions, avait également dans un courrier du 23/2/2021 adressé au ministre de l'Économie (cf. annexe 2) proposé :

- d'engager à très court terme des dispositions immédiates de révision du dispositif Arenh, et tout particulièrement une augmentation du prix de 42 €/MWh inchangé depuis 2012,
- de mettre en place des opérations de cofinancement des investissements à engager dans le nucléaire, avec des fournisseurs alternatifs ou des industriels gros consommateurs,
- un dispositif pour le financement de nouveaux réacteurs nucléaires à construire.

Avis général d'Energie en actions sur le dispositif proposé

Au regard de l'échec total du dispositif de l'ARENH dans l'atteinte des objectifs visés par la loi NOME, qui s'est trouvé encore aggravé ces 3 dernières années dans un contexte de prix élevé de l'énergie, le gouvernement aurait logiquement dû en tirer des conclusions, et notamment se réinterroger sur l'intérêt même d'une régulation des prix de l'électricité (hors dispositifs « précarité »).

Le meilleur dispositif pour « *garantir la protection, la stabilité et la prévisibilité des factures des consommateurs d'électricité en France* » doit reposer sur une offre d'électricité suffisamment abondante et de nombreux moyens, faiblement carbonés et pilotables, de production. Pour cela, le gouvernement devrait en priorité s'attacher à favoriser les investissements tant sur des actifs existants que sur de nouveaux moyens (nucléaire et hydraulique) en vue d'assurer leur rentabilité, et à stabiliser les contraintes réglementaires et environnementales, qui leur sont applicables.

Au contraire, le gouvernement propose une nouvelle régulation qui ne viserait que le parc nucléaire existant, et qui occulte totalement la question fondamentale du financement de nouveaux réacteurs nucléaires. C'est pourtant sur ce dossier maintenant urgent que l'on attend toujours des propositions du gouvernement, venant concrétiser les annonces de relance du nucléaire des discours du Président de la République à Belfort le

10/2/2022, et du discours de politique générale de la Première Ministre début juillet 2022. C'est d'ailleurs ce qu'a souligné Luc Rémond, PDG d'EDF, au cours de son audition le 13/12/23 par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale.

Le principal défaut de l'ARENH est au niveau de son prix, fixé à l'origine à un niveau insuffisant, et son absence de réactualisation depuis 2012, contrairement à la loi prévoyant que « *Le prix de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique est réexaminé chaque année et reflète les conditions économiques de production d'électricité sur la durée du dispositif* ». C'est ce qui a dissuadé les fournisseurs alternatifs et les gros consommateurs d'électricité de chercher à sécuriser leurs approvisionnements via des contrats dans la durée, que le gouvernement voudrait aujourd'hui voir se développer.

Energie en actions ne peut que se féliciter que le gouvernement acte enfin que le prix actuel de 42€/MWh pour un « ruban annuel » d'électricité nucléaire est clairement sous-évalué :

- mais ne comprend pas pourquoi le gouvernement veuille attendre la fin de l'ARENH, soit le 1/1/2026 pour l'appliquer,
- note que la proposition actuelle du gouvernement d'un prix futur de valorisation de l'électricité nucléaire EDF autour de 70€/MWh (pour un « ruban annuel »), vient justifier les contestations des anciens actionnaires minoritaires de la sous-évaluation des trajectoires de prix d'électricité retenues à l'été 2022 par l'expert « dit » indépendant, dans le cadre de l'OPA lancée par l'Etat sur EDF, afin de pouvoir justifier un prix « spoliateur » de 12 €/ action EDF.

Tout en rappelant sa contestation de l'intérêt d'une régulation des prix de l'électricité, Energie en actions s'étonne que le gouvernement ne propose qu'une régulation des prix de l'électricité produite par le parc nucléaire existant. On soulignera en effet que les installations qui ont le plus profité des prix élevés de marché sont celles renouvelables fatales (éolien, solaire), alors même que leur développement n'a été permis que grâce à d'importantes subventions publiques.

Energie en actions conteste également le dispositif proposé d'un prélèvement des recettes du parc nucléaire existant supérieures à un prix moyen de référence :

- on rappellera que le gouvernement s'est, ces derniers mois, opposé à tout prélèvement sur les revenus exceptionnels en 2022 des entreprises Total et Engie qui ont largement profité des prix élevés de marché de l'électricité et du gaz, et de la subvention induite reçue d'EDF au titre du dispositif de 20 TWh supplémentaire mis en place par le gouvernement en 2022. On peut donc s'étonner que ce même gouvernement propose aujourd'hui un mécanisme pérenne de prélèvement sur les seules recettes supérieures à un certain niveau, du parc nucléaire existant d'EDF,
- **avec un endettement financier net colossal d'EDF** (64,8 Mds€ au 30 juin 2023, auquel il faut ajouter 12 Mds€ d'obligations hybrides), lié en grande partie au niveau insuffisant depuis 2012 du prix de l'ARENH et à l'absence de toute réévaluation, **et des besoins d'investissements très importants dans les années à venir, il est important que le parc nucléaire existant puisse bénéficier de suffisamment de ressources pour permettre à EDF à la fois de se désendetter, et de pouvoir investir dans de nouveaux réacteurs nucléaires,**
- ce dispositif s'apparenterait à une véritable « usine à gaz », avec des lourdeurs administratives, tant du côté EDF que du côté des fournisseurs alternatifs et consommateurs, induisant d'importants surcoûts pour la collectivité,
- **le principe même d'évaluation de recettes annuelles du parc nucléaire d'EDF poserait des difficultés importantes.** Rappelons en effet que :
 - les électrons ne peuvent être tracés, et leur origine une fois injecté sur les réseaux électriques ne peut donc être identifiée,
 - s'il existe aujourd'hui des contrats de fourniture d'électricité d'origine renouvelable, ils s'appuient pour la plupart sur un marché financier de certificats d'origine. On peut d'ailleurs noter que la quasi-totalité des fournisseurs concernés ont dans le passé commercialisé ce type de contrat avec un approvisionnement basé sur l'ARENH (donc électricité nucléaire),

- côté EDF, la production a toujours été optimisée par rapport à la demande prévue (prenant en compte des possibilités d'adaptation de la demande : tarifs ou contrats avec des prix fixés en temps réel) sur la base des centrales disponibles (dont les installations STEP de pompage – turbinage), aux prix de marché (ou coûts marginaux instantanés), et aux possibilités d'import - export. **Tout dispositif fixant à la production nucléaire une valeur déconnectée de son coût de revient et du prix de marché, ne pourrait donc que conduire à des désoptimisations,**
- à l'exception de l'année 2022, particulièrement difficile pour EDF, les exportations d'électricité (principalement d'origine nucléaire) apportent une contribution importante à la balance commerciale de la France. **EDF doit donc pouvoir, dans l'intérêt de la France, tirer le maximum de profits de ses ventes à l'exportation,**
- pour faciliter l'évaluation des recettes annuelles du parc nucléaire existant d'EDF, le régulateur pourrait imposer une obligation de vente de toute la production sortie centrale (y compris celle commercialisée par EDF, ou celle « auto-consommée » par les STEP avec un prix de valorisation qui serait à définir), conduisant ainsi à séparer la production nucléaire d'EDF, c'est-à-dire à une réorganisation d'EDF reprenant le projet Hercule unanimement contesté, et dont le gouvernement avait annoncé l'abandon.

Si l'objectif du gouvernement est bien de limiter le niveau de prix d'électricité pour les consommateurs, il devrait en priorité s'attacher à réduire les charges qui pèsent sur EDF, et en particulier les charges liées à son endettement colossal, qui s'élèvent aujourd'hui à plus de 3,1Mds€ par an¹. Avec le niveau actuel de production annuelle d'électricité nucléaire (300 à 330TWh annoncé pour 2023), cela représente en effet une charge annuelle d'environ 10 €/MWh nucléaire. Le gouvernement devrait donc s'attacher en priorité à permettre à EDF de se désendetter :

- **soit par des apports en capital de l'Etat actionnaire, mais l'Etat ne semble pas prêt à le faire (il aurait pu le faire maintenant qu'il est redevenu l'actionnaire unique d'EDF),**
- **soit en permettant à EDF de percevoir un niveau suffisamment élevé de recettes pour réduire son endettement, par un relèvement immédiat du prix de l'ARENH, et par une limitation sur plusieurs années des prélèvements opérés sur EDF (tant en tant qu'actionnaire, que via un dispositif de régulation).**

Dans la mesure où le système envisagé de redistribution se traduirait par des versements d'une entreprise maintenant détenue à 100 % par l'Etat français au bénéfice des consommateurs d'électricité, on peut légitimement s'interroger s'il ne serait pas considéré par la Commission Européenne comme une aide d'Etat devant être notifiée, et pouvant donner lieu, pour être autorisée, à la mise en place de dispositifs complémentaires, dont on sait par expérience (cf. mise en place de l'ARENH) qu'il serait in fine supporté par EDF. L'orientation générale adoptée par le Conseil Européen "Transports, télécommunications et énergie" du 17 octobre 2023, semble donner plus de latitude aux Etats membres, mais essentiellement dans des périodes de « crise des prix de l'électricité » définies par les conditions suivantes :

- *« a) des prix moyens très élevés sur les marchés de gros de l'électricité, atteignant au moins deux fois et demie le prix moyen au cours des cinq dernières années², et dont on s'attend à ce qu'ils se prolongent pendant au moins six mois. ... ;*
- *b) de fortes hausses des prix de détail de l'électricité, [...]de l'ordre de 70 %, dont on s'attend à ce qu'elles se prolongent pendant au moins [...]trois mois;*
- *c) une incidence négative des hausses des prix de l'électricité sur l'ensemble de l'économie. ».*

Au regard des niveaux des moyens de l'électricité sur les marchés de l'électricité au cours des 5 dernières années (d'au moins 50 €/MWh hors 2022), et des prix de détail, **il apparaît donc difficile de s'appuyer sur**

¹ Endettement financier net de 64,8 Mds€ avec un coupon moyen de 3,84%/an, 12 Mds€ d'obligations hybrides, avec une rémunération moyenne de 5,16%/an (cf. comptes d'EDF au 30/6/23).

² « Le calcul du prix moyen au cours des cinq dernières années ne tient pas compte de l'année 2022 et des périodes durant lesquelles une crise des prix de l'électricité au niveau régional ou à l'échelle de l'Union a été déclarée ».

l'évolution de la régulation européenne pour mettre en place un dispositif de prélèvement – distribution à un niveau de prix inférieur à 125 €/MWh.

Le dispositif envisagé (reposant sur une référence unique de prix moyen en €/MWh) :

- **apparaît totalement déconnecté de la réalité économique, et des caractéristiques du marché de l'électricité**, avec une demande fluctuante dans le temps et une offre devant à tout instant être ajustée à la demande, et les impacts importants de facteurs externes, notamment météorologiques (température, ensoleillement, vent), tant sur la demande que sur l'offre,
- **méconnaît totalement le caractère industriel de la production d'électricité, avec les risques associés, et les problématiques propres au parc nucléaire** avec des arrêts à programmer (rechargement combustibles, entretien, visite décennale). Ainsi, si le dispositif envisagé avait été mis en œuvre en 2022, année marquée par une moindre production nucléaire d'EDF dans un contexte de prix de marché élevé, il aurait été tout à fait anormal d'opérer un prélèvement sur les recettes d'EDF dans une année avec un résultat financier nettement déficitaire.

Soulignons également qu'un kWh nucléaire produit en été n'a pas la valeur que celui produit pendant les périodes de pointe de l'hiver. Ainsi, EDF optimise la programmation des arrêts de centrales nucléaires afin de maximiser la valorisation de sa production nucléaire. Tout prélèvement de recettes du parc nucléaire au-delà d'un certain niveau de prix ne pourrait donc que conduire à une moindre optimisation.

Energie en actions tient également à soulever le sujet de la mobilité électrique, qui constitue un volet important de la politique de transition énergétique et climatique. La réussite de cette politique passe par une offre suffisante de véhicules et de bornes de recharge, sujets sur lesquels le gouvernement s'attelle, mais aussi par une véritable concurrence au niveau des offres des bornes de recharge. Or ce n'est malheureusement pas le cas :

- Faute d'une part d'une obligation d'affichage de prix de recharge, comme c'est le cas pour les stations-services d'essence, et de possibilité concrète pour les consommateurs de faire jouer la concurrence avec un nombre de lieux de recharge qui reste limité et de distances encore trop importantes entre 2 lieux de recharge,
- Comme souligné dans une récente enquête de l'association UFC Que choisir, qui a relevé des écarts de plus de 800 % entre le prix le plus bas et le plus élevé pratiqués par les différents opérateurs de mobilité.

S'il y a donc aujourd'hui un domaine dans lequel il y a urgence à garantir la protection, la stabilité et la prévisibilité des factures des consommateurs, c'est donc celui des bornes de recharge électrique, et on peut donc s'étonner qu'il ne soit pas traité dans cette consultation.

Remarques sur la note de consultation et réponses aux questions posées

Introduction :

Energie en actions partage la plupart des constats mis en avant dans la note datée du 21/11/2023, en ajoutant comme exposé précédemment les impacts du développement massif de productions d'électricité renouvelables fatales, qui a en effet :

- contribué à la forte fluctuation des prix spots (avec des prix nul, voire négatifs, dans des périodes de faible demande d'électricité, et de forte production éolienne dans toute l'Europe),
- augmenté, du fait de la forte variabilité de la production et en absence de moyens de stockage économiques de forte capacité, le besoin de moyens de production rapidement mobilisables, essentiellement des moyens de pointe utilisant des combustibles fossiles, et donc les périodes où les moyens fossiles sont « faiseurs de prix »,
- a conduit en France, au regard de la part importante de production nucléaire, à des besoins accrus de modulation de la production (et de participation aux « réserves ») des centrales nucléaires, se traduisant par une baisse de la production de ces centrales (afin de conserver des marges de production à la hausse), et contribuant à une usure prématurée de certains équipements subissant les fluctuations.

Or ces impacts négatifs sur la rentabilité des centrales nucléaires ne donnent lieu à aucune compensation (pas suffisamment pris en compte dans le mécanisme de capacité).

Energie en actions tient également à souligner que c'est d'abord l'existence de l'ARENH avec un prix sous-évalué et non réactualisé, et son caractère d'option gratuite, qui a dissuadé les fournisseurs alternatifs de contractualiser dans la durée, et empêché EDF, au-delà du dispositif existant Exeltium, de proposer des contrats de marché à horizon 4-5 ans ainsi que des contrats de partenariats industriels sur des centrales nucléaires (comme EDF avait pu le proposer dans les années 1980-90 à des électriciens européens).

Energie en actions est tout à fait favorable au développement des contrats de moyen et long terme, dont elle a fait la promotion depuis plusieurs années (cf. contribution de 2020 et courrier au ministre de 2021). Toutefois, on peut craindre que la proposition de **fixation administrative d'un prix cible** de l'électricité nucléaire, même si elle présentée comme compatible avec les évaluations de coûts complets de la CRE et incluant les investissements nécessaires d'EDF, :

- ne constitue de facto **une forme de prix plafond, dissuadant toute contractualisation sur la durée à un prix inférieur, ce qui limitera donc le développement des contrats de moyen et long terme,**
- **s'agissant d'un prix censé être actuellement fondé sur le seul parc nucléaire existant, et non sur les coûts des nouveaux réacteurs nucléaire, il ne répond pas à l'objectif visé de favoriser l'apparition de signaux économiques de long terme,**
- **ce prix devant s'appliquer sur les 15 prochaines années, sans que ne soit mentionné son évolution dans le temps** (dans un contexte actuel d'inflation) ni des réactualisations régulières, **on peut craindre que les gouvernements successifs figent sa valeur**, à l'exemple du prix de l'ARENH figé sur 14 ans (2012 à 2025). On remplacerait ainsi l'ARENH par un dispositif qui progressivement aurait les mêmes défauts que l'ARENH !

Objectifs poursuivis pour la facture des consommateurs

Le gouvernement souhaite mettre en place un dispositif offrant « *une couverture contre l'exposition à la volatilité des marchés équivalente ou supérieure, selon les consommateurs, à la protection offerte par l'ARENH actuellement* ». Il semble oublier les fortes hausses de prix subies ces derniers mois par de nombreux consommateurs, qui ont témoigné de l'échec total de l'ARENH dans la protection des consommateurs.

Energie en actions considère qu'une liberté de fixation de prix laissée à EDF, conjuguée au développement de contrats dans la durée, devrait offrir une couverture suffisante aux consommateurs prêts à s'engager dans la durée, et ne cherchant pas à jouer avec les fluctuations des prix de marché de l'électricité.

Présentation du dispositif envisagé :

« *1. Le parc nucléaire existant pourrait être soumis à un prélèvement par l'Etat d'une fraction de ses revenus excédant un niveau seuil* »

Comme indiqué précédemment, **Energie en actions conteste le mécanisme de prélèvement proposé par l'Etat**. En effet, **un éventuel mécanisme de prélèvement :**

- **ne doit pas être discriminatoire,**
- **ne doit pas être confiscatoire,**
- **s'il est progressif, doit comprendre un nombre suffisant de tranches.**

Or le mécanisme proposé apparaît :

- **discriminatoire : application à la seule production du parc nucléaire existant d'EDF,**
- **clairement confiscatoire :**
 - **du fait des taux de prélèvement envisagés (50 % au-dessus du 1^{er} seuil et 90 % au-dessus du second seuil),** alors que la jurisprudence du Conseil constitutionnel considère comme confiscatoire un prélèvement avec un taux supérieur à 90 %. Or, il convient de souligner que les recettes au-delà du seuil seraient, après application du prélèvement, soumises à l'Impôt sur

les sociétés, si l'entreprise est bénéficiaire. Le taux maximal de prélèvement du mécanisme devrait donc nécessairement ne pas dépasser 70% après impôt, et en conséquence être limité à environ 50% ;

- **au regard de la valeur proposée pour le premier seuil.** Selon la note, le « *premier seuil d'activation correspondant à l'addition (i) du coût comptable complet de production du nucléaire existant et (ii) d'une composante représentative du coût du programme : nouveau nucléaire de France. Il est évalué à ce stade à 78€/MWh et inclut la valeur de la forme de la production nucléaire, à l'exclusion des revenus tirés de la valorisation sur le mécanisme de capacité des certificats de capacité attribués au parc nucléaire.* ». On peut tout d'abord trouver la **valeur affichée de 78€/MWh clairement sous-évaluée au regard de ce qui est indiqué** : si la référence actuelle d'un coût de production « ruban » nucléaire, indiqué par la note, est bien de 70€/MWh, la majoration au titre de la **valeur de la forme de la production nucléaire** serait de plusieurs €/MWh, ce qui ne laisserait donc presque rien au titre d'une *composante représentative du coût du programme : nouveau nucléaire de France*. Rappelons également, comme mentionné précédemment, que **l'endettement d'EDF** (y compris hybride) représente une charge annuelle d'environ 10 €/MWh nucléaire, qui ne serait donc pas couverte ;
- du fait de l'absence de mécanisme garantissant à EDF la couverture de ses coûts comptables et financiers dans des périodes de prix limités de marché. On peut être surpris que ce sujet n'ait pas été étudié :
 - alors que la crise de prix élevés de l'énergie en Europe en 2022 a suivi une période Covid de demande réduite d'électricité et par conséquent de prix faibles,
 - contrairement à la logique des « contrats par différence », et « contrats d'écart compensatoire bidirectionnels » définis dans l'orientation générale adoptée par le Conseil Européen "Transports, télécommunications et énergie" du 17 octobre 2023.

Si l'objectif visé est bien de limiter les fluctuations de prix, et que l'Etat entend vraiment mettre en place un prélèvement d'une fraction des revenus d'EDF excédant un certain seuil, il faudrait alors :

- **ne l'appliquer qu'aux ventes faites sur le marché, justement pour que le prélèvement ait un impact concret sur les prix du marché spot,**
- **mettre en place un dispositif équilibré et symétrique, assurant à EDF un niveau minimum de revenus quand les prix de marchés sont faibles et inférieurs à un niveau seuil (à préciser),**
- **l'appliquer à tous les producteurs opérant des ventes sur le marché,**
- **fixer le premier seuil d'application à un niveau de prix permettant à EDF de couvrir ses coûts comptables et financier et de réduire sa dette, et de périodes de « crise des prix de l'électricité », soit actuellement supérieur à 125 €/MWh**
- **limiter le taux maximum de prélèvement à 50%.**

Question I. Quelles incidences de ce mécanisme anticipez-vous sur le fonctionnement des marchés français de l'électricité de gros et de détail ? Considérez-vous que ce dispositif permettrait d'améliorer la liquidité sur les marchés à terme à horizon cinq ans ?

Energie en actions conteste le mécanisme de prélèvement proposé par l'Etat. La liquidité sur les marchés serait affectée par les différents seuils qui ne pourraient qu'entraîner des comportements opportunistes des différents acteurs. Ainsi par exemple, EDF ne serait plus autant incité à avoir le plus de réacteurs nucléaires disponibles pendant les périodes de pointe de la demande, ou de prix les plus élevés sur les marchés.

Question II. Ces principes de détermination des paramètres de la régulation et leurs modalités de révisions vous semblent-ils adaptés pour répondre à l'objectif de maintien des incitations à l'efficacité pour le producteur, de protection des consommateurs, de sobriété et d'investissement dans le parc de production nucléaire ?

Comme précisé préalablement, **Energie en actions considère que toute fixation d'un prix de référence et/ou d'un prélèvement sur une partie des recettes d'EDF excédant un certain seuil, ne peut que conduire à des désoptimisations pour le producteur.**

Energie en actions s'étonne également que cette consultation ne traite pas du sujet primordial du financement de nouveaux réacteurs nucléaires (qui ne peut être assuré par EDF du fait de son endettement actuel), alors que la nouvelle régulation actée au niveau européen apporte des avancées en vue de permettre aux Etats membres de pouvoir soutenir des investissements, notamment dans de nouvelles centrales de production, y compris nucléaire.

Question III. Quelles méthodes vous paraîtraient pertinentes pour assurer la transparence du dispositif et maximiser la capacité des acteurs de marché à anticiper les montants prélevés et à disposer de visibilité sur le prix rendu au client de l'électricité ?

Energie en actions conteste le mécanisme de prélèvement proposé par l'Etat, et considère qu'il induira une véritable « usine à gaz », de fortes lourdeurs administratives, et des incitations à la fraude côté bénéficiaires potentiels cherchant à percevoir un montant redistribué maximal.

Question IV. Quel mécanisme envisageriez-vous pour limiter les régularisations à l'issue de l'année de livraison ?

Energie en actions conteste le mécanisme de prélèvement proposé par l'Etat. Toutefois, si un tel mécanisme de prélèvement -redistribution était mis en place, l'Etat devrait au niveau de la redistribution, comme souligné dans le récent texte adopté par le Conseil Européen, « favoriser les clients vulnérables » et utiliser les recettes tirées « pour financer des investissements visant à réduire les coûts de l'électricité pour les clients finals ».

« 2. Redistribution des bénéfices de la régulation aux consommateurs »

Tout en mentionnant en montant prévisionnel en €/MWh, la note précise ensuite que « *La redistribution tiendra compte des consommations d'heures creuses et par saison afin d'inciter aux économies d'électricité* ». Cette modulation de la redistribution semble intéressante sur le plan des principes, mais s'agissant de redistribuer un prélèvement de recettes du parc nucléaire excédant un certain seuil, elle ne devrait logiquement bénéficier qu'à la partie de la demande d'électricité couverte par le parc nucléaire !

Or il ne semble pas ce qui soit prévu, et par ailleurs la note ne définit absolument pas le terme « consommateur » : s'agit-il seulement des consommateurs finaux d'électricité ?, qu'en est-il des consommations des STEP ?, quid des ventes à l'export ? ...Energie en actions s'étonne qu'aucune question ne soit posée sur le volet dans le cadre de cette consultation publique.

« 3. Dispositions hors régulation administrée »

Energie en actions a déjà préconisé le déploiement par EDF de contrats de partenariat industriel de long terme (durée supérieure à 3 ans). Energie en actions se félicite donc que le gouvernement retienne ses propositions :

- contrats donnant accès à du productible nucléaire ou renouvelable dans une logique de partage du risque d'exploitation des actifs de production,
- contrats valorisant la capacité des partenaires industriels à payer une avance en tête importante et à partager le risque de production.

Question V. Le principe général du dispositif envisagé proposé vous paraît-il à même d'atteindre l'objectif recherché, à savoir assurer un lien entre prix payés par le consommateur et structure de coûts complets du parc existant ?

Le développement de contrats dans la durée nous paraît à même d'atteindre l'objectif d'assurer un lien entre prix payés par le consommateur et structure de coûts complets du parc existant, sous réserve de ne pas afficher de référence de prix, qui ne pourrait qu'inciter les acheteurs à n'accepter de conclure qu'à un niveau inférieur ou égal à cette référence de prix, et de ce fait à s'écarter d'une référence aux coûts complets des installations de production retenues pour le contrat.

De plus, à partir du moment où un acteur contracte un contrat dans la durée avec EDF, il n'y a aucun sens à ce que le contrat entre dans le dispositif de redistribution, si le gouvernement confirme sa volonté de mettre en œuvre un tel dispositif. Le principe même d'un contrat sur plusieurs années est en effet d'assurer, tant au producteur qu'à l'acheteur, une « assurance de visibilité » des prix sur la durée du contrat.

Question VI. Ces principes vous semblent-ils pertinents afin de permettre de faire bénéficier l'ensemble des consommateurs finals de la compétitivité et de la stabilité du coût du parc nucléaire existant tout en permettant l'investissement dans de nouvelles capacités de production nucléaire et en minimisant l'impact de la régulation sur le fonctionnement du marché de détail ?

Ces principes semblent pertinents afin de permettre de faire bénéficier les consommateurs couverts par ces contrats de la compétitivité et de la stabilité du coût du parc nucléaire existant, sous réserve de ne pas afficher de référence de prix.

Pour permettre l'investissement dans de nouvelles capacités de production nucléaire, il est nécessaire de fixer un niveau de prix suffisant couvrant les coûts des nouveaux réacteurs et assurant leur rentabilité.

Les objectifs « faire bénéficier l'ensemble des consommateurs finals de la compétitivité et de la stabilité du coût du parc nucléaire existant » et « permettre l'investissement dans de nouvelles capacités de production nucléaire » ne semblent donc pas compatibles.

Au-delà de la question du prix, il est nécessaire de stabiliser les contraintes réglementaires applicables aux installations et équipements, a minima sur la durée de réalisation d'une nouvelle centrale³ et les premières années de fonctionnement.

Question VII. Quels impacts de ce mécanisme de redistribution anticipez-vous sur la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs finals ? Sur le fonctionnement concurrentiel du marché de détail ?

Si un prix de référence est affiché, et le cas échéant un mécanisme de redistribution mis en place, on va perturber la libre négociation de contrats de long terme, les fournisseurs alternatifs et consommateurs finals n'étant incités à conclure qu'à un prix inférieur ou égal à la référence affichée.

Question VIII. Quels avantages et inconvénients voyez-vous à inclure les volumes d'électricité fournis dans le cadre de Contrats de Long Terme adossés au parc nucléaire ou à des actifs renouvelables à l'assiette de la redistribution ? et les volumes pour les pertes réseau ?

A partir du moment où des acteurs concluent librement des contrats de long terme, il n'y a aucun sens ni aucune justification économique à vouloir inclure ces contrats dans une assiette de redistribution. Voilà près de 25 ans que le marché de l'électricité a été ouvert en France, et le gouvernement voudrait encore s'enfoncer dans une complexité sans nom, qui n'engage toujours pas les fournisseurs alternatifs et certains gros consommateurs, à s'engager dans la durée, via des contrats long temps ou des investissements.

Cependant, si le gouvernement confirme la mise en place d'un mécanisme de redistribution, il faudrait qu'il s'applique à tous les producteurs opérant des ventes sur le marché.

³ Cf. les évolutions des contraintes applicables à certains équipements nucléaire, comme le couvercle du réacteur de l'EPR de Flamanville.

« 4. Cadre du marché de détail et évolution du Tarif Réglementé de Vente d'Electricité (TRVE) »

Question IX. Ces principes vous semblent-ils utiles pour limiter les risques de défaillance des fournisseurs ? Quelles modalités pratiques vous semblent-elles devoir être définies au niveau législatif et réglementaire ? Des obligations prudentielles plus poussées, imposant une part d'approvisionnement long terme de manière plus générale, vous paraissent-elles devoir être recherchées ?

A partir du moment où le marché de l'électricité est ouvert à la concurrence, la question est de savoir s'il faut ou non mettre en place une régulation des fournisseurs alternatifs, sachant que toute régulation (ou toute contraintes imposés ou fournisseurs) entraîne des coûts qui in fine sont supportés par les Français, soit en tant que consommateur final ou en tant que contribuable.

Question X. Considérez-vous qu'il soit nécessaire de mettre en place des mesures réglementaires supplémentaires afin de faciliter l'émergence d'un marché de moyen terme (3-5 ans) ou de long terme ? Quels impacts estimez-vous que le développement des contrats de moyen ou long terme auront sur le fonctionnement du marché ?

A partir du moment où le marché de l'électricité est ouvert à la concurrence, la question est de savoir s'il faut ou non mettre en place une régulation des fournisseurs alternatifs, sachant que toute régulation (ou toute contraintes imposés ou fournisseurs) entraîne des coûts qui in fine sont supportés par les Français, soit en tant que consommateur final ou en tant que contribuable.

« Focus sur les TRVE »

Le Gouvernement semble considérer le maintien de tarifs réglementés de vente d'électricité comme « un élément pérenne de fonctionnement du marché de détail », avec a priori une volonté d'étendre son bénéfice aux petites entreprises,

Energie en actions tient toutefois de rappeler que **c'est la volonté de gouvernements précédents de maintenir des tarifs réglementés de vente de l'électricité, qui a conduit il y a plus de 10 ans la Commission Européenne à engager une procédure contre l'Etat français, qui s'est traduite par la négociation de contreparties, sous la forme du mécanisme de l'ARENH jusqu'en 2025, jugé « mortifère » par plusieurs PDG d'EDF.** Les différents gouvernements successifs ont ensuite fait porter la responsabilité sur la Commission Européenne de l'absence d'accord sur la méthode de calcul du prix censé « refléter les conditions économiques de production d'électricité », pour ne pas réactualiser depuis 2012 le prix de 42 €/MWh, On soulignera toutefois que cela n'a pas empêché le gouvernement de décider début 2022 d'augmenter de 20 TWh le volume d'ARENH sur 2022 sans demander l'accord de la Commission Européenne !

Energie en actions souhaite donc que soit clairement :

- **posée la question de la compatibilité avec la réglementation européenne de la confirmation par le gouvernement du maintien de tarifs réglementés et du dispositif de prélèvement – redistribution selon les modalités qu'il propose aujourd'hui,**
- **examinées les potentielles contreparties que la Commission Européenne pourrait imposer, et ... qui seraient malheureusement de nouveau à la charge d'EDF.**

La note rappelle l'article L 337-6 du code de l'énergie qui prévoit actuellement que les TRVE :

- « sont établis par addition du coût de l'approvisionnement à l'ARENH, du complément d'approvisionnement au marché en énergie et en capacité, des coûts de commercialisation, du coût d'acheminement ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture »,
- couvrent le coût de production d'EDF lié à son activité de fourniture au TRVE ».

La note aurait pu souligner que ces 2 objectifs sont difficilement atteignables simultanément, surtout quand le prix de l'ARENH est sous-évalué (comme le confirme aujourd'hui le gouvernement par sa proposition) avec un prix indicatif de 70 €/MWh) et inchangé depuis 11 ans !

Pourquoi vouloir donc de nouveau maintenir ces 2 principes assez contradictoires, sauf à considérer le TRVE comme un tarif plafond fixé, sur la part approvisionnement, comme le maximum :

- **du coût d'approvisionnement d'un fournisseur alternatif,**
- **du coût de fourniture d'EDF pour son activité de fourniture au TRVE.**

Energie en actions tient également à rappeler que c'est Ségolène ROYAL, en tant que ministre en charge de l'énergie, qui a décidé de modifier la base de calcul des TRVE, dans un contexte de prix de marché limités, avec introduction d'une référence aux prix de marché pour éviter une hausse des tarifs demandée par EDF afin de refléter l'évolution de ses coûts.

Ce sont donc les gouvernements successifs, qui ne sont pas ensuite revenus sur cette modification, qui portent la responsabilité des fortes hausses du TRVE qui auraient dû intervenir en 2022 et 2023 en lien avec la forte hausse des prix de marché de l'électricité.

Question XI. Ces évolutions du TRVE vous semblent-elles répondre à son objectif qui est d'assurer une stabilité des prix aux consommateurs dans le respect du principe de contestabilité par les fournisseurs ?

Voir commentaires précédents.

Question XII. Êtes-vous favorable à un allongement de la durée de référence marché utilisée dans la construction des TRVE, qui est de 2 ans aujourd'hui ? Faudrait-il le cas échéant intégrer des produits de type « ruban à 3-5 ans » ? Des dispositifs particuliers seraient-ils nécessaires pour accompagner un tel allongement de la durée de référence marché ?

La question principale est de s'assurer que les TRVE couvrent a minima le coût de fourniture d'EDF pour son activité de fourniture au TRVE.

« 5. *Éléments indicatifs de calendrier* »

Question XIII. Ce calendrier vous semble-t-il de nature à apporter la visibilité souhaitée par les acteurs ?

Energie en actions tient à rappeler la position de l'Autorité de la Concurrence dans son rapport d'évaluation du 18/12/2015, de prévoir « **une sortie progressive, avant 2025, du mécanisme administré d'approvisionnement mis en place, afin de revenir par étapes aux conditions d'approvisionnement d'un marché normal** ».

Energie en actions demande donc que le gouvernement relève immédiatement le prix de l'ARENH, et s'oppose au dispositif de prélèvement – redistribution tel que proposé par le gouvernement pour une mise en place à partir de 2026. Dans une telle hypothèse, la plupart des dates indicatives de calendrier deviendraient sans objet.

En conclusion, Energie en actions souligne que le sujet posé est d'abord économique, et regrette que le dispositif proposé et les questions soient posées d'un point de vue politique.