

AFIEG - POSITIONS ET PROPOSITIONS POUR AMÉLIORER LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE EN FRANCE



Sujet	Position de l'AFIEG	Propositions
<p>1 Régulation post-ARENH</p>	<p>1. Le VNU prévu au PLF 2025 est inefficace. Il ne permet pas au consommateur de bénéficier la compétitivité du nucléaire amorti et ne le protégera pas en cas de crise :</p> <ul style="list-style-type: none"> - seuils envisagés trop élevés (78 € 2022 et 110 € 2022/MWh) ; - redistribution ex post incertaine (revenus taxés non-anticipables cf. CRIM et asymétrie entre prix de vente nucléaire et prix d'achat du consommateur). <p>2. Il risque aussi d'être contraire au droit de l'UE (droit de la concurrence et aide d'État).</p>	<p>Reconsidérer toutes les options de régulation pour le post-ARENH :</p> <ul style="list-style-type: none"> - contrat pour différence (CFD), lisible, protecteur et qui n'implique pas de « déterrer » Hercule (séparation juridique du groupe) ; - régulation ex ante telle que conseillée par la DGEC et le cabinet de Mme. Pannier-Runacher de l'époque dans leur note du 11/10/2023 ; - prorogation de l'ARENH avec modifications des paramètres de prix/volume le temps de définir une régulation robuste et pérenne.
<p>2 CAPN</p>	<p>Après 1 an de négociation, les CAPN n'ont toujours pas trouvé preneur :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les industries sont forcées de négoier face à un monopole ; - l'avance en tête et le transfert du risque rendent ces contrats inintéressants. <p>Même avec ces (mauvaises) conditions, les CAPN posent question au regard du droit de l'UE (droit de la concurrence et aide d'État). A contrario, la phase 2 d'Exeltium se fonde sur un schéma maîtrisé des fournisseurs et validée par la COM.</p>	<p>Lever les verrous juridiques et commerciaux des CAPN en les ouvrant aux fournisseurs via un programme d'enchères régulées par la CRE :</p> <ul style="list-style-type: none"> - enchères sur des droits de tirages ; - prix de réserve défini par la CRE au coût complet comptable ; - fléchage des volumes vers les industriels.
<p>3 Contrats moyen terme</p>	<p>La communication massive d'EDF et des pouvoirs publics a artificiellement créé une demande pour des offres de moyen terme, que les fournisseurs doivent pouvoir adresser. Or, les opportunités d'approvisionnement sont insuffisantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les enchères sur du rubans moyen terme (RMT) sont un échec ; - la liquidité du marché de gros est insuffisante à 4 ans, et inexistante à 5 ans. Ces éléments créent une distorsion de concurrence par rapport à l'acteur intégré. 	<p>Améliorer les conditions d'approvisionnement des fournisseurs après 2026. Pour cela, 2 solutions possibles :</p> <ul style="list-style-type: none"> - dispositif de teneur de marché (mandater un acteur pour stimuler la liquidité à l'achat et à la vente) ; ou - amélioration des enchères (transparence, délais de paiement, notation financière, produits proposés, fréquence). <p>La CRE soutient l'inscription dans la loi d'un dispositif favorisant la liquidité.</p>
<p>4 Position dominante</p>	<p>Plus généralement, il est nécessaire de traiter la position dominante d'EDF et d'en prévenir les abus. L'objet de l'ARENH est (i) de redistribuer la rente nucléaire au consommateur et (ii) de traiter l'avantage concurrentiel incomparable dont bénéficie EDF avec son nucléaire amorti hérité du monopole. Les conditions ayant mené à l'ARENH demeurent vérifiées (production toujours très concentrée, acteur dominant à l'amont et à l'aval). Or, aucun garde-fou (recommandé par la CRE et l'ADLC dans leur courrier au Gouvernement) n'est prévu pour garantir a priori le maintien d'un cadre concurrentiel sain.</p>	<p>1. Les garde-fous pour une concurrence équitable sont, au choix :</p> <ul style="list-style-type: none"> - mise à disposition aux fournisseurs d'un approvisionnement équivalent à celui dont bénéficie l'acteur intégré ; ou - séparation comptable des activités nucléaire et commerciale. <p>2. « Prévoir que les offres d'EDF <i>soient fondées sur un approvisionnement réalisé dans des conditions économiques équivalentes à celles d'un fournisseur alternatif efficace</i> » (Courrier CRE & ADLC) en renforçant la compétence de la CRE.</p> <p>3. Saisir l'ADLC sur l'ensemble du cadre post-ARENH.</p>
<p>5 Mécanisme de capacité</p>	<p>1. Le mécanisme actuel prend fin en 2026, et les modalités de mise en oeuvre du nouveau dispositif ne sont pas encore connues.</p> <p>2. Il a été émis la possibilité que les fournisseurs paient plusieurs années en avance la taxe capacitaire. Cela générerait un besoin en trésorerie important, pour financer une avance qui ne se justifie pas pour les installations concernées, déjà construites.</p>	<p>1. Rapidement confirmer les grandes orientations du nouveau mécanisme de capacité afin de donner de la visibilité aux acteurs et assurer sa bonne répercussion dans les offres de fourniture.</p> <p>2. Sécuriser le fait que le paiement par les fournisseurs sera synchronisé avec les périodes de livraison, sans versement anticipé.</p> <p>3. S'assurer de la neutralité technologique pour les volumes d'enchères réservés à la flexibilité.</p>
<p>6 Obligations prudentielles</p>	<p>L'AFIEG est favorable à l'application d'obligations prudentielles, dans des modalités déterminées par la CRE et proches de celles mises en consultation.</p>	<p>Garantir que les conditions d'approvisionnement des fournisseurs (liquidité) sont cohérentes avec ces nouvelles obligations.</p>

7	Indemnités de résiliation anticipée 1. Les IRA sont la résultante directe d'une couverture adéquate des offres. 2. Du fait de l'impossibilité de proposer des offres avec engagement aux particuliers : - les offres liées à la mise à disposition d'un équipement énergétique ne se développent pas ; - leurs offres à prix fixe sont plus chères que celles aux professionnels, par l'application d'une prime couvrant le risque d'un départ anticipé.	1. Conformément au droit de l'UE, s'assurer que tout encadrement des IRA, en concertation avec les fournisseurs, permette de couvrir l'ensemble des pertes économiques directes générées par une résiliation anticipée. 2. Permettre au consommateur de choisir des offres avec engagement , pour bénéficier par exemple de la mise à disposition d'un équipement énergétique, ou tout simplement d'un prix plus attractif.
8	ETS2 1. La transposition de l'ETS2 a pris du retard et menace sa mise en oeuvre par les fournisseurs de gaz . Le cadre de répercussion au consommateur n'est ainsi pas clarifié. 2. Le prix des quotas aura un effet inflationniste certain, qu'il convient d'anticiper et de traiter , notamment pour les industriels concernés.	1. Transposer au plus vite l'ETS2 et sécuriser juridiquement la répercussion du coût des quotas ETS2 au consommateur, en accord avec la directive. 2. Limiter le risque de pic de prix ETS2 et reposer les termes de son organisation. 3. Flécher les revenus de l'ETS2 vers l'accompagnement des consommateurs industriels .
9	CPB 1. La mise en oeuvre des CPB est une brique de coût supplémentaire pour le consommateur, maximisée par un niveau d'obligation très élevé. 2. C'est une commodité supplémentaire pour les fournisseurs, qui ne sont pas producteurs de biométhane. Le risque que les fournisseurs (in fine leurs clients) aillent à la pénalité libératoire (100 € par CPB manquant) est réel.	1. En suivi des recommandations de la CRE, réinterroger le niveau d'obligation actuel. 2. Définir au plus vite la trajectoire de restitution des CPB après 2028 donner à la filière la visibilité nécessaire au lancement des projets. 3. Réguler la future plateforme de liquidité de manière à garantir l'approvisionnement CPB et limiter le risque d'envolée des prix : un marché secondaire efficace est crucial.
10	CEE Des études ont montré qu'une obligation trop élevée était néfaste au dispositif : - remise en cause de son efficacité en sacrifiant la qualité à la quantité ; - impact majeur sur le consommateur à cause d'une mobilisation de gisements très chers pour atteindre des objectifs surévalués.	1. Définir une obligation globale CEE pour la 6e période cohérente avec les gisements économiquement accessibles (scénario 1 de la PPE, révisable pour un pilotage fin). 2. Dans l'intervalle, prolonger d'un an la 5e période CEE pour laisser le temps de la définition d'un niveau d'obligation atteignable. 3. Rationaliser et améliorer globalement le dispositif (contrôle de l'efficacité des travaux ; renforcement de la filière RGE et de la qualité des travaux).
11	Fiscalité Plusieurs rapports (CdC, IGP) ont souligné le manque de cohérence de la fiscalité énergétique , aujourd'hui largement traitée comme une fiscalité de rendement plutôt qu'une fiscalité incitative, dans le cadre de la transition énergétique.	1. Anticiper et maîtriser les évolutions fiscales qui se doivent cohérentes avec l'objectif d'électrification des usages. 2. Associer les fournisseurs au projet de refonte des taux réduits .
12	Innovation & flexibilité Alors que les régulateurs européens (ACER) appellent à « libérer la flexibilité sur les marchés de détail de l'énergie », les barrières à la formulation d'offres innovantes au service du client et du système électrique restent nombreuses en France.	1. Informers les consommateurs sur les avantages des modèles de tarification valorisation la flexibilité (offres dynamiques, liées, hybrides). 2. Aligner les signaux tarifaires en faveur de la flexibilité : capacité, réseau, marché. 3. Systématiser la remontée des données Linky de consommation au gestionnaire de réseau, sauf si le consommateur s'y oppose (opt-out). 4. Définir un cadre de soutien pérenne à l'effacement de consommation.
13	Chèque énergie Le chèque énergie est un outil plébiscité , utilisé par la grande majorité de ses bénéficiaires (près de 80%). Contrairement à des mécanismes de blocages de prix tel que l'a été le bouclier tarifaire, il est à la fois plus social et moins coûteux pour les finances publiques. Il est donc pertinent de renforcer et d'améliorer ce dispositif .	1. Élargir l'assiette des bénéficiaires en relevant le revenu fiscal de référence par montant de consommation et relever le montant. 2. Prévoir une indexation du montant du chèque énergie sur l'évolution des prix de l'énergie. 3. Permettre la déduction directe du chèque énergie sur les factures.
14	Protection du consommateur Le cadre français impose déjà des obligations aux fournisseurs pour une relation commerciale équilibrée avec les consommateurs. La CRE a souhaité renforcer cette protection en mettant en oeuvre, outre les obligations prudentielles, des « lignes directrices », que l'intégralité des membres de l'AFIEG s'est engagée à respecter .	S'appuyer en priorité sur les lignes directrices de la CRE pour renforcer le cadre de protection des consommateurs.
15	Production La production électrique est encore extrêmement concentrée en France . Un unique acteur dispose de plus de 80% des moyens pilotables. Le constat se renforce encore si l'on intègre l'éolien en mer. La stimulation d'une concurrence saine à l'aval (fourniture) passse aussi par une réelle ouverture du marché à l'amont (production).	1. Enfin relancer les investissements dans l'hydroélectricité par le renouvellement des concessions selon une procédure d'attribution transparente . 2. Lancer des appels d'offres sur de nouvelles STEP . 3. Traiter la problématique de la concentration de l'éolien en mer par la conception optimale des appels d'offres.