

FAVORISER LES SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ

Quelle que soit la décision sur la relance d'un programme nucléaire dans les prochaines années, le système électrique français sera plus équilibré et reposera à l'avenir en grande partie sur les énergies renouvelables dont la production est variable (dépendance aux conditions météorologiques, jours/nuits).

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, le développement des flexibilités est indispensable. Dans le cadre de son Rapport Futurs Énergétiques 2050 publié en octobre 2021, RTE estime que les besoins de flexibilités seront importants dans chacun des 6 scénarios étudiés, allant de 28 GW à 68 GW, et englobant différentes solutions (hydraulique, centrales thermiques, batteries, pilotage de la consommation, et interconnexions).

Les réflexions en cours sur le futur mix énergétique doivent ainsi laisser une juste place aux productions thermiques.

Grâce à leur flexibilité, les centrales à gaz, qui bénéficient d'un bon niveau de rendement, sont complémentaires des énergies renouvelables. A horizon 2050, les centrales thermiques auront un rôle clé à jouer, et ce, quel que soit le mix de production qui sera choisi.

L'AFIEG partage les constats établis par RTE en matière de flexibilités appelle donc à un développement et un soutien des différentes solutions de flexibilités, et notamment les CCG grâce notamment à la pérennisation du mécanisme de capacité.

PÉRENNISER ET RÉFORMER LE MÉCANISME DE CAPACITÉ POUR GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISION- -NEMENT

Dès 2017, l'AFIEG avait salué la mise en place en France, en complément du marché de l'énergie, d'un mécanisme de capacité fondé sur une logique de marché, non-discriminatoire et technologiquement neutre.

Les conclusions du retour d'expérience mené par RTE sur le fonctionnement du mécanisme de capacité depuis sa mise en place, publié en juillet 2021, ont confirmé sa pertinence et illustré le rôle clé du mécanisme dans la garantie de la sécurité d'approvisionnement. Il a ainsi permis la pérennité des actifs de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, en évitant des mises sous cocon, par le maintien de leur équilibre économique.

Dans l'objectif de pérenniser ce dispositif au-delà de 2027, l'AFIEG suggère certaines améliorations.

A court terme, des évolutions des règles pourraient être implémentées parmi lesquelles figurent notamment : l'amélioration de la mesure de la disponibilité des capacités de production, la réduction du nombre d'enchères prévues afin d'améliorer la formation du prix, une plus grande transparence de RTE dans la communication des obligations de capacité et des niveaux de capacités effectifs, la diminution du coût du mécanisme pour les consommateurs par une meilleure articulation avec l'ARENH, ainsi que la possibilité effective pour les capacités transfrontalières de participer au mécanisme de capacité.

A plus long terme, l'AFIEG considère nécessaire de réformer l'architecture du mécanisme pour améliorer la transparence autour de la formation du prix. Il est nécessaire qu'une visibilité soit restaurée sur ce marché pour permettre une meilleure anticipation des acteurs et pour garantir un juste coût payé par les consommateurs.

SOLIDIFIER L'ÉCOSYSTÈME DE L'EFFACEMENT

L'effacement consiste à réduire temporairement la consommation électrique par un industriel ou un particulier lorsque la production électrique présente un risque d'insuffisance face à la demande. Si l'AFIEG se félicite de la promotion de ce système, elle déplore que celle-ci se soit trop longtemps faite au détriment de la qualité et de la lisibilité et souhaite mettre en exergue plusieurs difficultés.

La filière des effacements présente en effet de nombreux atouts dans le contexte actuel de la transition énergétique : participation active des clients à la maîtrise de leur consommation, solutions de flexibilité en parallèle du développement accru des énergies renouvelables assurant ainsi une contribution directe à la sécurité d'approvisionnement, et réduction des émissions de CO₂. Toutefois, en une vingtaine d'années, le volume d'effacements s'est érodé, passant de 6 GW à aujourd'hui environ 2,5 GW. La PPE prévoit un objectif d'effacements à hauteur de 4,5 GW en 2023 et 6,5 GW en 2028, objectifs qui sont aujourd'hui loin d'être atteints.

Le système se heurte aujourd'hui à plusieurs biais qui vont à l'encontre des bénéfices attendus par la collectivité, telles une volonté de faire peser le financement de cette activité sur d'autres opérateurs comme les gestionnaires de réseau ou les fournisseurs et une absence de cadre clair mis en place aujourd'hui sur le soutien aux effacements du segment résidentiel. L'AFIEG salue toutefois l'action déterminée de RTE et des pouvoirs publics qui ont permis de renforcer la fiabilité des effacements dans le cadre des mécanismes contractuels. Il est également regrettable que la volonté politique de développer ce système ait abouti à un empilement de dispositifs, aboutissant à un corpus légal et réglementaire sans cesse changeant, et finalement quasiment illisible.

Par ailleurs, d'une façon générale, il est important de veiller à l'égalité de traitement entre la production et l'effacement dans les différents mécanismes de marché.

L'AFIEG souhaite que le cadre légal et réglementaire permettant le développement de l'effacement soit à la fois stabilisé, simplifié et assaini. Il convient de pérenniser les mécanismes de soutien à cette filière avec cohérence avec ses objectifs.



OUVRIR ENFIN LE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS HYDROÉLECTRI- QUES À LA CONCURRENCE

Pour bénéficier au maximum de ses actifs hydroélectriques, l'Etat doit lancer le programme d'appels d'offres pour le renouvellement des concessions échues. De grandes entreprises européennes démontrent leur capacité à gérer des actifs hydroélectriques de manière sûre, sociale, écologique et économique.

La production hydroélectrique française est essentielle à l'équilibre énergétique du pays. (L'hydroélectricité en France représente environ 12 % de l'électricité et 52 % de l'électricité renouvelable produite au 1er semestre 2021[1]).

Elle joue trois rôles majeurs :

1. Dans une exigence de sécurité maximale, produire l'électricité au meilleur coût, quand le réseau en a besoin.
2. Assurer une gestion équilibrée de la ressource en eau, qui prenne en compte tous les usages, incluant tourisme, agriculture, eau potable, et protéger l'environnement.
3. Accompagner la transition énergétique : la flexibilité de la production hydroélectrique permet une intégration accrue des énergies renouvelables variables, solaire et éolien.

La France gère ses actifs hydroélectriques via un système de concessions où l'État reste propriétaire des actifs, tout en contrôlant continuellement leur exploitation. La loi impose un renouvellement par appel à projet en fin de concession. Cette organisation assure au pays, si elle est pleinement mise en œuvre, la meilleure gestion des actifs de production.

Or, malgré une annonce faite il y a déjà plus de dix ans et l'expiration de nombreuses concessions, aucun renouvellement n'a eu lieu.

Les conséquences de cet immobilisme :

- Un sous-investissement chronique, qui impacte négativement la production : avec une disponibilité autour de 80 %, quand d'autres hydrauliciens européens atteignent plus de 97 %. Ce sont plusieurs TWh de production qui sont perdus.
- Une gestion environnementale et locale

fondée sur des contrats de concessions très anciens, qui n'est plus à la hauteur des attentes. Les enjeux environnementaux et de cogestion des rivières doivent être pris en compte et faire l'objet d'une refondation sur des bases transparentes.

- Une absence de redevances importantes pourtant attendues par les collectivités locales et l'État.

Face à l'augmentation des coûts de l'énergie, l'absence de renouvellement par appel public à candidatures, loin de défendre l'intérêt général, perpétue un système qui pénalise les consommateurs.

FAVORISER L'ACCÉLÉRATION DE LA DÉCARBONATION DES TRANSPORTS

Pour ravitailler la flotte hydrogène, la PPE prévoit l'installation de 400 à 1 000 stations à horizon 2028. Rappelons qu'en France, un maillage de plus de 12 000 stations essence permet aux véhicules thermiques de circuler sans contrainte sur le ravitaillement. Au regard de l'autonomie des véhicules hydrogène et du nombre de stations prévu, l'AFIEG est en faveur d'une planification plus ambitieuse du nombre de stations hydrogène déployées en 2028 allant de pair avec un objectif plus conséquent sur le parc de véhicules hydrogènes. Il apparaît important d'atteindre un minimum critique de stations pour inciter les acteurs économiques à s'orienter vers les véhicules à hydrogène. De même, une perspective de parc de véhicules hydrogènes conséquent assurerait des volumes de consommation minimum incitant les développeurs de stations hydrogène à investir.

L'AFIEG salue la mise en place de dispositifs de soutien aux poids lourds hydrogène similaires aux poids lourds GNV.

Il apparaît cependant important de s'assurer que la taxation du carburant hydrogène, et notamment la taxation carbone, se fasse en cohérence avec le contenu carbone de l'hydrogène utilisé, et ne pas reproduire le modèle du BioGNV. L'AFIEG recommande qu'une distinction de l'origine de l'hydrogène utilisé comme carburant puisse être mise en place sur la base des garanties d'origine et de traçabilité de l'hydrogène définies dans l'ordonnance hydrogène du 18 février 2021. Cette mesure permettrait de coupler un appui au développement de l'électricité renouvelable avec une certitude du faible contenu carbone de l'hydrogène.

Concernant la production d'hydrogène, seulement 5 % est décarbonée en 2020. L'AFIEG salue les aides de l'État à l'investissement et au fonctionnement des électrolyseurs, mentionnées dans l'ordonnance du 18 février 2021, dans le but de favoriser le développement de la filière production d'hydrogène. L'AFIEG félicite la mise en place d'un système d'appel à projet pour

réaliser la sélection des projets aidés. Grâce à la mise en place de ce système d'appels à projets piloté par l'ADEME, ce ne sont pas moins de 39 projets qui ont été soumis entre septembre 2020 et le 16 mars 2021. Ces projets sont répartis sur la quasi-totalité du territoire français et concernent la mobilité lourde, pour une majeure partie, et l'industrie, pour une minorité d'entre eux.

Pour la mobilité électrique, les objectifs à 2028 sont de :

- 3 000 000 de véhicules légers
- 500 000 véhicules utilitaires légers (dont les véhicules hydrogènes)
- 11 000 poids lourds (dont les véhicules hydrogènes)
- 5 900 bus et autocars (dont les véhicules hydrogènes).

Au regard des habitudes de recharge, une majeure partie s'effectue sur le lieu de résidence ou sur le lieu de travail. Il apparaît cependant nécessaire de développer un réseau de 100 000 bornes de recharge publique sur le territoire d'ici 2022.

L'AFIEG propose de faciliter au maximum l'installation de bornes de recharges chez le particulier, même en situation de copropriété et sur le lieu de travail.

L'AFIEG est également en ligne avec la proposition de déployer un nombre important de bornes de recharge publique dans les zones urbaines afin de faciliter la recharge pour les particuliers ne bénéficiant pas de place de stationnement adéquat mais aussi celle de déployer des bornes de recharge d'une puissance supérieure sur les grands axes autoroutiers français. Ces dispositions semblent aller dans le sens d'une facilitation de l'ensemble des usages possibles d'un véhicule électrique.

METTRE EN PLACE UNE TAXE CARBONE ROBUSTE AUX FRONTIÈRES DE L'EUROPE POUR GARANTIR LA COMPÉTITIVITÉ DE NOS INDUSTRIES

La taxe carbone aux frontières est une idée qui avait été proposée à l'UE en 1991, un an avant le sommet de la Terre à Rio. A cette époque, une grande majorité des pays membres avaient refusé cette taxe.

Aujourd'hui, les cartes ne sont plus les mêmes. Avec des mécanismes fiscaux et de marchés carbonés évolués amenant à des prix du carbone élevés, l'idée de la taxe carbone aux frontières refait surface et est acceptée par une grande partie des pays membres de l'Union Européenne.

Concrètement, cette taxe carbone aux frontières a pour objectif de mettre sur un pied d'égalité les entreprises européennes soumises aux différents mécanismes luttant contre les émissions de CO₂ et les entreprises extra-européennes qui exportent en Europe. Elle repose sur trois paramètres fondamentaux, le contenu carbone du bien importé, un prix du carbone et la prise en compte d'un possible acquittement préalable d'une taxe/contribution financière sur une partie du contenu carbone du produit de l'entreprise exportatrice, dans le pays de production du bien en question. Pour ce qui est du prix de carbone, il semble évident, pour une égalité de traitement entre les entreprises, que le prix utilisé pour le tarif de cette taxe soit le prix de la tonne de carbone sur le marché des quotas carbone européen (EU-ETS). A l'inverse, la connaissance du contenu carbone d'un bien importé semble plus problématique. En effet, cette valeur dépend de trois contraintes principales : la volonté de l'entreprise exportatrice de fournir cette valeur, la comparabilité des méthodes de mesures du contenu carbone entre le système européen et l'entreprise exportatrice. Enfin, concernant l'acquittement préalable d'une taxe carbone sur une partie du contenu carbone du produit, un système de certification pourrait être mis en place entre les pays qui participent à ce système afin de faciliter sa prise en compte aux frontières européennes.

Sur ce dernier point, nous pouvons prendre l'exemple qui suit afin de clarifier les propos : Dans un pays, un système de taxe carbone existe sur la production d'électricité en fonction

de son contenu carbone. Bien évidemment, cette taxe est répercutée sur le consommateur. Dans notre exemple, ce consommateur est une entreprise exportatrice vers l'UE. Ainsi l'entreprise exportatrice qui consomme cette électricité n'aura pas annulé, ou compensé, ces émissions de carbone qui doivent rester dans le contenu carbone de son produit mais se sera déjà acquitté d'une taxe sur le contenu carbone de l'électricité utilisée pour produire le bien exporté, soit une partie du contenu carbone de son produit dans une logique d'analyse de cycle de vie. Par conséquent, lorsque son produit arrive à la frontière européenne, il faut que l'entreprise puisse justifier d'un paiement de cette taxe sur une partie du contenu carbone pour éviter de payer une double taxe sur ce contenu carbone.

Il est cependant important de souligner que ce nouveau mécanisme ne doit pas être la porte ouverte à l'inclusion en masse de secteurs aujourd'hui non concernés par les taxes carbone et marché des quotas sous prétexte que le CBAM réduit drastiquement le risque de fuite de carbone. Une réflexion secteur par secteur doit être menée avec une analyse des risques sur les secteurs dans lesquels les entreprises extra-européennes pourraient ne pas jouer le jeu sur la robustesse des informations à apporter pour le bon fonctionnement de ce mécanisme.

UNE NOUVELLE RÉGULATION ÉCONOMIQUE DU NUCLÉAIRE HISTORIQUE, AU SERVICE DE TOUS LES CONSOMMATEURS

Si la France s'est dotée d'un parc nucléaire de grande ampleur, une énergie décarbonée et aujourd'hui compétitive, sa production reste monopolistique et son positionnement demeure encore à ce jour largement majoritaire dans le mix électrique français. Loin de déplorer cette situation, l'AFIEG estime qu'il faut cependant s'efforcer de la rendre compatible avec la structure concurrentielle du marché de la production et de la fourniture en activant les outils de régulation dont nous disposons afin de faire bénéficier au mieux de l'électricité nucléaire tous les consommateurs français, résidentiels, professionnels et industriels, quel que soit leur fournisseur.

Proposition n°1.1 : Un pré requis : Acter que le nucléaire constitue toujours aujourd'hui un avantage décisif pour l'activité de fourniture, pour en tirer toutes les conséquences organisationnelles et économiques [MG1]

L'AFIEG souligne que la production d'électricité nucléaire historique en France n'ayant pas vocation à être libéralisée/ouverte, il est en conséquence indispensable de réguler l'accès de cette production aux fournisseurs alternatifs.

Il y a 12 ans déjà, dans son rapport, la Commission Champsaur avait bien résumé ce point en notant que la duplication du parc nucléaire par les fournisseurs alternatifs « n'est ni souhaitable ni réalisable » [1]. Douze ans après, force est de constater que EDF conserve un avantage historique sur la production d'électricité de base, ainsi que le reconnaît l'Autorité de la concurrence dans son rapport du 22 décembre 2020. Il est donc entièrement justifié d'organiser la régulation de l'accès à la production nucléaire : en effet, le fait qu'une entreprise produise à la fois de l'électricité nucléaire régulée (étant de ce fait en quasi-monopole) et fournisse de l'énergie sur le marché concurrentiel constitue un risque important de distorsion de concurrence.

Le nucléaire historique doit donc pouvoir être explicitement considéré comme constituant, aujourd'hui encore, un avantage décisif pour EDF, qui a pour effet d'entraver une concurrence effective sur les marchés de l'électricité en France. Plus encore, reconnaître le nucléaire comme une

facilité essentielle permettrait d'obliger EDF à donner un accès aux concurrents suivant les conditions dégagées par le juge européen dans le cadre de l'abus de position dominante visé à l'article 102 TFUE, le cas échéant en allant au-delà de ce que prévoit le mécanisme actuel de l'ARENH.

Cette reconnaissance permettra de clarifier la situation et de tirer des conséquences sans ambiguïté et autorisera les pouvoirs publics à dimensionner des outils de régulation appropriés et correspondant aux enjeux de protection de la concurrence, et par là du consommateur.

Proposition 1.2 : Faire un juste bilan de l'ARENH et prolonger ce mécanisme en l'ajustant à la réalité concurrentielle au profit de l'ensemble des consommateurs

Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi « NOME »).

L'article 1 rappelle les objectifs de l'ARENH : « Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électro-nucléaire français, il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires mentionnées au II, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Electricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires mentionnées au même II ».

Ce dispositif permet donc aux fournisseurs alternatifs, depuis le 1er juillet 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025, d'accéder à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010.

Les droits ARENH sont calculés en fonction de la consommation des clients des fournisseurs pendant les heures de faible consommation

nationale. Tous les consommateurs peuvent demander d'avoir accès à l'ARENH.

Le volume ARENH disponible pour l'ensemble des fournisseurs alternatifs est cependant plafonné à 100 TWh, soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique. Si le volume demandé est supérieur au volume disponible, alors l'ensemble des droits ARENH seront écartés. Depuis le 1er janvier 2012, le prix de l'ARENH est fixé à 42€/MWh. Le dispositif de l'ARENH a notamment pour objectif de :

- Permettre à tous les consommateurs, quel que soit le fournisseur, de bénéficier de la compétitivité de la production nucléaire historique.

- Corriger un déséquilibre de concurrence entre les fournisseurs alternatifs et EDF, producteur nucléaire en monopole qui est toujours d'actualité.

- Encourager la concurrence sur le marché de détail : La CRE a attesté de l'effet positif de ce dispositif sur le développement de la concurrence en France, sur le marché de la fourniture, dans son rapport d'évaluation sur l'ARENH. [MG2]

L'ARENH fait cependant face aujourd'hui à un certain nombre de limites :

- A l'heure actuelle, le prix de 42€/MWh de l'ARENH n'a jamais fait l'objet d'une méthodologie comptable robuste : il ne permet plus à EDF de se financer, tout comme le volume plafonné à 100 TWh ne permet plus de répondre à la demande des fournisseurs. Les demandes d'ARENH ont ainsi atteint 146,2 TWh en 2021 et 160,36 TWh en 2022, entraînant un rationnement des demandes d'ARENH et donc des incertitudes sur le prix pour l'ensemble des consommateurs.

- La structuration du marché français actuel génère une asymétrie au détriment des fournisseurs alternatifs, principalement du fait qu'EDF Commerce n'est pas acheteur d'ARENH et donc n'est pas exposé aux surcoûts supportés par les fournisseurs alternatifs, obligation d'anticipation du portefeuille client, compléments de prix, délais de paiement défavorables, garanties bancaires, etc.

Dès lors, les paramètres du dispositif ARENH devraient évoluer : le prix devrait être déterminé selon les coûts réels du nucléaire sur la base



d'une méthodologie comptable, et le volume selon le développement de la concurrence. Aujourd'hui, élaborer une méthodologie comptable, comme requis par la loi pour évaluer les coûts du nucléaire, doit constituer un prérequis qui doit intervenir avant même d'élaborer le mécanisme qui viendra remplacer le dispositif ARENH après 2025. Par ailleurs, la loi permet depuis 2019 au gouvernement de relever le plafond à 150 TWh par décret, une possibilité qui n'a pas été mise en œuvre à ce jour malgré les demandes répétées des acteurs alternatifs et le soutien constant de la CRE.

L'AFIEG considère nécessaire de relancer dès à présent des réflexions sur la future régulation nucléaire, afin de donner une visibilité suffisante aux acteurs (consommateurs, fournisseurs, producteur nucléaire) sur l'évolution du dispositif ARENH.

Parmi les pistes de réflexion, l'AFIEG propose de faire évoluer le dispositif ARENH, à court terme :

- Procéder dès maintenant au relèvement du plafond de 100 TWh, à hauteur de 150 TWh, afin de permettre à l'ensemble des consommateurs d'en bénéficier, et ce jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle régulation, piste actuellement étudiée par le Gouvernement. Le relèvement à 120 TWh décidé par le Gouvernement en janvier 2022 est certes une première étape mais n'est pas suffisante.

- Établir le prix sur le fondement d'une méthodologie comptable publique et transparente.

A moyen et long terme, l'AFIEG suggère les pistes de réflexions suivantes pour la nouvelle régulation du nucléaire historique :

- L'accès de l'ensemble des consommateurs à la nouvelle régulation nucléaire jusqu'aux électro-intensifs : l'exclusion d'un de ces segments de consommateurs du bénéfice de la régulation déséquilibrerait le dispositif et fragiliserait la concurrence sur ce segment car elle inciterait le Gouvernement à envisager des schémas incompatibles avec la préservation de la concurrence sur l'aval.

- La saisonnalité (modulation) de la production nucléaire devra absolument être prise en compte dans la nouvelle régulation.

Proposition 1.3 : Lancer une réorganisation d'EDF afin de la rendre compatible avec le développement de la concurrence en France

La nouvelle régulation du nucléaire historique s'accompagnera nécessairement d'une réorganisation d'EDF. L'AFIEG propose les orientations suivantes :

- Tout projet de régulation économique du nucléaire historique proposé par l'Etat ne pourra fonctionner qu'en assurant une séparation forte et claire des activités de production (en quasi-monopole) et de fourniture d'EDF (en concurrence).

- EDF commerce devra être à égalité avec les autres fournisseurs d'énergie en matière d'accès au productible électronucléaire régulé, de sorte que tous soient sur un « pied d'égalité », comme le recommande l'Autorité de la concurrence dans son rapport de 2020 sur l'ARENH.

- Les concessions hydroélectriques devront faire l'objet d'une remise en concurrence, ainsi que le demande la Commission européenne depuis longtemps.

- Le projet d'EPR de Flamanville ne devrait pas être intégré dans le projet de régulation. En effet, il ne relève pas de la production nucléaire historique, son coût n'étant d'ailleurs pas encore déterminé et sa date de mise en service encore très incertaine.

Proposition n°1.4 : Améliorer le taux d'exploitation du nucléaire français au bénéfice des consommateurs

Il est préoccupant de constater que le taux d'exploitation du parc nucléaire français figure parmi les plus bas au monde. Alors que les Etats-Unis, l'Espagne, la Slovaquie ou la Suisse présentent un facteur de charge de 90 %, la France, avec 68,1 % en 2019, présente la disponibilité la plus basse de l'OCDE hors Japon après la Belgique et la Corée, alors que la moyenne mondiale est de 80,3 % [2], soit plus de 10 points supérieurs aux performances françaises actuelles. De surcroît, la disponibilité du parc nucléaire en hiver a baissé de 12 points entre 2015 et 2019 selon RTE.

La France dispose du premier parc installé, par ailleurs largement standardisé, mais cette situation prive les consommateurs d'une

électricité historique bas carbone compétitive. A titre d'illustration, près de 22 GW étaient à l'arrêt mi-décembre, soit plus d'un tiers de la capacité du parc, sans que le facteur lié à l'âge ne puisse être invoqué [3]. Certes, certains facteurs explicatifs peuvent être avancés comme les essentielles contraintes liées à la sûreté, les quatrièmes visites décennales, la nécessité de s'adapter à la pandémie. Mais la situation a des causes plus profondes et des conséquences plus récurrentes que celles résultant de la conjoncture sanitaire.

L'AFIEG considère nécessaire de relancer dès à présent des réflexions sur la future régulation nucléaire, afin de donner une visibilité suffisante aux acteurs (consommateurs, fournisseurs, producteur nucléaire) sur l'évolution du dispositif ARENH.

Parmi les pistes de réflexion, l'AFIEG propose de faire évoluer le dispositif ARENH, à court terme :

- Procéder dès maintenant au relèvement du plafond de 100 TWh, à hauteur de 150 TWh, afin de permettre à l'ensemble des consommateurs d'en bénéficier, et ce jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle régulation, piste actuellement étudiée par le Gouvernement.

- Etablir le prix sur le fondement d'une méthodologie comptable publique et transparente.

A moyen et long terme, l'AFIEG suggère les pistes de réflexions suivantes pour la nouvelle régulation du nucléaire historique :

- L'accès de l'ensemble des consommateurs à la nouvelle régulation nucléaire jusqu'aux électro-intensifs : l'exclusion d'un de ces segments de consommateurs du bénéfice de la régulation déséquilibrerait le dispositif et fragiliserait la concurrence sur ce segment car elle inciterait le Gouvernement à envisager des schémas incompatibles avec la préservation de la concurrence sur l'aval.

- La saisonnalité (modulation) de la production nucléaire devra absolument être prise en compte dans la nouvelle régulation.

Se hisser au standard de 90% pourrait permettre de dégager un productible additionnel d'environ 100 TWh/an, soit l'équivalent du volume cédé au travers du dispositif ARENH, ce qui induirait

un gain de 10 Md€/an minimum pour l'opérateur nucléaire au regard des prix de marché actuels, et permettrait de peser sur le merit order des marchés européens en contrebalançant le trop grand poids de la thermique à flamme charbon ou gaz.

L'exploitation du parc nucléaire doit donc être optimisée. L'enjeu est de maximiser la production électrique bas carbone, d'en minimiser les coûts unitaires, de favoriser la transition énergétique et les transferts d'usage conformément aux objectifs de la Stratégie nationale bas carbone et d'en faire bénéficier les consommateurs quel que soit leur fournisseur.

L'AFIEG recommande donc :

- Dans le cadre des nouvelles régulations économiques du nucléaire qui ne manqueront pas d'émerger, il conviendra d'établir des mécanismes incitatifs à la bonne disponibilité de l'outil nucléaire existant sur le fondement des standards internationaux.

- Afin de continuer à faire bénéficier de la compétitivité de l'outil nucléaire, il convient de permettre aux fournisseurs qui le souhaitent de pouvoir optimiser la production nucléaire pour leurs clients au travers de centrales virtuelles (VPP), permettant ainsi un vrai partage de risque à moyen et long terme. [MG5] [LG6]

[1] Rapport Champsaur, 2009, p. 11

[2] « Nuclear reactors worldwide continued to maintain a high average capacity factor, despite the growing requirements for load following. The average global capacity factor in 2020 was 80.3 %, maintaining the consistent performance seen over the last 20 years. » (<https://www.neimagazine.com/features/feature-reporting-nuclear-performance-9261464>). « The global capacity factor in 2020 was still high at 80.3 %, down from 83.1 % in 2019, but maintaining the high performance seen over the last 20 years » (Special update of the sixth edition of the World Nuclear Performance Report for the UNFCCC COP26 meeting - <https://world-nuclear.org/our-association/publications/global-trends-reports/world-nuclear-performance-report.aspx>).

[3] « The age of a reactor does not appear to be a barrier to achieving high capacity factors. (...) The data in the 2020 Performance Report are consistent with what has been observed in recent years: there is no apparent age-related decline in the capacity factors achieved by reactors. » (<https://www.neimagazine.com/features/feature-reporting-nuclear-performance-9261464>).

ENCOURAGER LE DÉVELOPPEMENT DES POWER PURCHASE AGREEMENT AU PROFIT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX POUR LES CONSOMMATEURS

Les contrats de moyen et long terme dénommés *Power Purchase Agreement (PPA)* sont amenés à se développer fortement dans les prochaines années et suscitent l'intérêt des consommateurs, des fournisseurs et des producteurs, en particulier dans un contexte de prix de marché qui pourraient être durablement élevés. Cet outil contractuel constitue une réelle alternative aux approvisionnements classiquement fondés sur le marché.

Ils permettent aux consommateurs, d'accéder à une fourniture d'énergie non seulement favorable à la transition énergétique, mais également à un prix stable sur la durée, leur garantissant ainsi une visibilité concernant leurs coûts d'approvisionnement dans la durée. Pour les fournisseurs d'énergie, les PPA permettent de répondre aux besoins de leurs clients avec des outils adaptés d'approvisionnement en énergie, dans des conditions transparentes et concurrentielles. Pour les pouvoirs publics, ces contrats permettent de réduire le coût du soutien global au développement des énergies renouvelables (EnR), en diminuant le budget alloué au soutien public (obligation d'achat et complément de rémunération) ainsi que d'atteindre ses objectifs de déploiement d'EnR et de baisse des émissions de gaz à effets de serre fixés par la PPE et la SNBC.

Le cadre réglementaire est aujourd'hui propice avec des dispositifs de soutien sensibilisés au marché, une compétitivité technologique accrue et une clarification des outils de traçabilité. En effet, Les ordonnances de transposition de la directive REDII ont réaffirmé le caractère indispensable du mécanisme des garanties d'origine comme seul et unique outil officiel de traçabilité de l'énergie consommée. Ce que le droit a établi doit se confirmer dans les faits, sans que, par exemple, ne soient favorisées des offres fondées sur la blockchain.

Ce développement des offres vertes et des PPA dans le respect des règles européennes et en tenant compte des enjeux concurrentiels et notamment du rôle indispensable des

fournisseurs. Les grands consommateurs devront à l'avenir davantage s'approvisionner sur des échéances de long terme. Les PPA fondés sur les énergies renouvelables sont une réponse qu'il convient de soutenir. Ainsi, la place des fournisseurs dans la chaîne de valeur en font un maillon essentiel des PPA. Il convient que leur rôle soit reconnu et pris en compte. En outre, certaines ressources renouvelables demeurent inaccessibles en raison du monopole d'exploitation dont elles font l'objet du fait du non-respect du droit français et des règles communautaires. C'est en particulier le cas de la grande hydroélectricité en raison de l'absence d'appel d'offres pour le renouvellement des concessions. Cette situation empêche l'implication de grands consommateurs désireux de sécuriser leur approvisionnement au travers par exemple d'une participation directe à l'exploitation des barrages.

Cependant, plusieurs clarifications et ajustements sont requis pour améliorer l'écosystème des PPA :

Recommandations :

- Encourager clairement les PPA au regard de leur effet bénéfique sur la baisse des charges de service public de l'électricité. La prochaine PPE devra en outre tenir compte des actifs se développant hors des mécanismes de soutien afin de dimensionner correctement les objectifs.
- Donner aux fournisseurs un rôle pivot en tant qu'intermédiaires incontournables entre producteurs et consommateurs, en particulier dans la gestion du risque de contrepartie. Cela implique d'étendre aux fournisseurs le bénéfice du fonds de garantie PPA en cours d'élaboration par l'Etat.
- Elargir le bénéfice du fonds de garantie au-delà des seuls consommateurs électro-intensifs.
- Inciter les banques à envisager des horizons de longs termes avec les producteurs et accepter des formules de prix plus complexes que le simple prix fixe.
- Conforter le rôle des garanties d'origines en tant que seul et unique outil de traçabilité.

- Engager une réflexion sur le manque de liquidité à un horizon de marché supérieur à trois ans.
- Remédier à l'absence d'accès des opérateurs alternatifs à l'exploitation de barrages sous concession, au bénéfice de leurs clients.

REVOIR LE CADRE RELATIF À LA COLLECTE DES TAXES SUR L'ÉNERGIE PAR LES FOURNISSEURS

La directive européenne [1] de 2003 sur la taxation des produits énergétiques encadre actuellement le régime de la fiscalité du gaz et de l'électricité, auquel se rattache les taxes françaises suivantes :

- La Taxe intérieure de consommation finale sur l'électricité (TICFE ou dénommée CSPE).
- La Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN).

Comme le prévoit cette directive, la fiscalité spécifique à l'électricité et au gaz relève d'un régime appelé « accise ». Ce régime, décliné dans le code des douanes [2], prévoit que ces taxes sont applicables au moment de la livraison de l'énergie par le fournisseur, et non au moment de l'encaissement (à l'inverse de la TVA). De ce fait, le fournisseur est redevable auprès des douanes de la TICFE et de la TICGN et ce, même s'il n'a pas encaissé la facture.

Or, dans le contexte lié à la crise sanitaire, cette spécificité de la fiscalité énergétique est devenue particulièrement problématique pour les fournisseurs.

En effet, tout au long de cette crise, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel ont assuré leur mission de fourniture aux acteurs de l'économie, malgré des difficultés sans précédent, notamment en proposant des solutions de rééchelonnement à leurs clients et suspendant les paiements par les clients finaux, sans pour autant renoncer à en exiger la composante fiscale la plus importante, qui représente environ 15 % de la facture.

Afin de résoudre ce problème, qui représente un vrai défi en matière d'impayés, une première solution, s'agissant de la TICGN, consisterait à ce que la taxe soit désormais exigible à l'encaissement et non plus à la facturation, sans modifier le fait générateur qui resterait la livraison de gaz. Si ce changement s'avérait trop ambitieux du point de vue de la fiscalité européenne décidée à l'unanimité, une seconde solution plus simple à mettre en œuvre consisterait à permettre au fournisseur de prélever un pourcentage de

collecte d'accises au titre des impayés supportés, comme cela existe actuellement pour la collecte des taxes locales.

[1] Directive européenne 2003/96/CE restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, 27 octobre 2003.

[2] Code des douanes : article 266 quinquies pour la TICGN, article 266 quinquies C pour la TICFE.

AJUSTER LES RÈGLES ENTOURANT LE STOCKAGE DU GAZ

L'AFIEG est globalement satisfaite de la réforme du stockage de 2018 qui a rempli ses deux objectifs principaux.

Premièrement les distorsions de concurrence qui prévalaient avant la réforme, en raison du manque de transparence du précédent système d'obligations individuelles qui avait pour effet de placer les différents fournisseurs dans des conditions concurrentielles significativement différentes, ont été supprimées.

Deuxièmement la sécurité d'approvisionnement a été assurée à chaque hiver depuis la réforme, sans avoir à actionner le filet de sécurité, ce qui apporte une visibilité utile aux fournisseurs.

L'AFIEG appelle toutefois un changement de méthode de valorisation des actifs de stockage et que le périmètre des actifs de stockage régulés soit redimensionné.

I. La méthode de valorisation de la base d'actifs régulés (BAR)

La régulation du stockage doit viser la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût pour ses bénéficiaires, à savoir les consommateurs français.

La valorisation de la BAR à l'entrée dans la régulation, et les ajustements apportés à celle-ci en cours de régulation, constitue un paramètre fondamental du rapport coût/bénéfice du stockage pour les consommateurs.

L'AFIEG ne disposant pas d'éléments chiffrés précis sur les actifs de stockage, elle n'est pas en position de valider ou d'invalidier la valorisation retenue par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) à lors de l'entrée dans la régulation.

L'AFIEG appelle toutefois à ce que les actifs de stockage régulés soient valorisés à leur valeur économique de marché et non pas à leur valeur comptable.

Le reproche pouvant être fait à la valeur économique de marché serait le risque de fluctuation de la valeur, contrairement à la valeur comptable qui présente l'avantage d'être stable et donc prévisible pour les acteurs.

En dépit de cette potentielle critique, l'AFIEG considère que la valeur économique de marché reflète plus fidèlement la valeur d'un stockage à l'instant T qu'une valeur comptable qui donne une vision plus historique.

De plus les périodes de régulation étant de 4 ans, le risque de fluctuation des valeurs de marché est atténué.

Le rapport sur le stockage d'avril 2017 établi à la demande de l'Etat français [1] recommandait d'ailleurs de ne pas retenir uniquement la valeur comptable des actifs.

La mission recommandait que le revenu régulé soit défini en fonction du débit de pointe, c'est-à-dire la performance des stockages, au regard du coût d'une alternative équivalente.

L'AFIEG soutient cette analyse du rapport qui permet de prendre en compte la performance des stockages, ce que la seule analyse comptable ne permet pas, et qui contribuerait à rapprocher la valorisation retenue de la valeur économique de marché.

La valorisation du gaz coussin semble à l'AFIEG une autre composante fondamentale de la valorisation des actifs de stockage. Selon l'analyse de la CRE à l'entrée dans la régulation [2], le gaz coussin représentait plus de 50 % de la BAR de Storengy et plus de 75 % de la BAR de Terega.

Les règles d'amortissement du gaz coussin étaient très disparates avant l'entrée dans la régulation, que ce soit au sein même de chaque opérateur eu égard aux changements de règles successifs dans les dernières années précédant la régulation, ou que ce soit d'un opérateur à l'autre.

Les durées d'amortissement du gaz coussin demandées par les opérateurs ont été considérablement réduites par la CRE au printemps 2018.

En tout état de cause, l'AFIEG souhaite que cette question soit réexaminée dans le détail et clarifiée de sorte que les acteurs puissent enfin connaître l'impact financier réel du choix des règles d'amortissement du gaz coussin sur la valeur globale de la BAR.

II. Le périmètre des actifs de stockage régulés

L'AFIEG considère que le périmètre des actifs de stockage régulés, que ce soit dans l'ancien système non régulé d'obligations individuelles ou dans le schéma actuel de stockage régulé, excède en volume et en débit les besoins de la sécurité d'approvisionnement.

L'AFIEG souhaite premièrement souligner le décalage entre les hypothèses en termes de risque de défaillance retenue par les pouvoirs publics français et les critères européens. Ce décalage peut expliquer une partie des surcoûts supportés par les consommateurs français en comparaison de ses voisins européens.

Le surdimensionnement de l'obligation française est en effet lié à un niveau de couverture du risque fixé à 2 % alors que la norme européenne est à 5 %.

L'AFIEG constate par ailleurs que d'un côté l'administration française [4] a fixé pour l'hiver gazier le niveau des stocks minimaux de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 1.990 GWh/j en débit de soutirage et 64 TWh en volume.

L'AFIEG note d'un autre côté que la liste des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel fixée par le décret relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) sur la période 2019-2028 [5] prend en considération 2.376 GWh/j en débit de soutirage et 138,5 TWh en volume.

Or ce périmètre des actifs de stockage régulés est pris comme référence par la CRE dans le calcul du revenu autorisé des stockeurs dans le nouveau régime de stockage régulé.

Il apparaît ainsi contradictoire de prendre d'un côté 1.990 GWh/j en débit et 64 TWh en volume comme niveaux minimums de référence pour assurer la sécurité d'approvisionnement en France, cependant que d'un autre côté 2.376 GWh/j en débit et 138,5 TWh en volume sont pris pour référence dans le calcul du revenu annuel autorisé des stockeurs.

Le périmètre arrêté par le décret PPE s'avère ainsi surdimensionné eu égard aux besoins de stockage garantissant la sécurité d'approvisionnement en France, qui plus est dans un contexte général de baisse de la consommation de gaz en France chaque année.

Le rôle des consommateurs n'est pas de subventionner une partie de l'activité des opérateurs de stockage mais de payer un service utile, à savoir la sécurité d'approvisionnement même en cas d'hiver froid ou de pointe de froid, dont le coût est encadré par le régulateur.

L'AFIEG souhaite par conséquent qu'à l'occasion de sa prochaine revue la Programmation Pluriannuelle de l'Energie arrête un périmètre des actifs de stockage régulés cohérent avec les niveaux minimums de stocks fixés chaque année par l'administration française, de façon que les consommateurs finaux ne « surpaient » pas la sécurité d'approvisionnement. En effet, plus le revenu autorisé des stockeurs est élevé, plus la compensation stockage à la charge des consommateurs est élevée.

[1] Rapport « Stockage souterrain de gaz » préparé conjointement par le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, l'Inspection générale des finances et le Conseil général de l'environnement et du développement durable, rendu le 21 avril 2017.

[2] Délibération N°2018-068 de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 « portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane à compter de 2018 ».

[3] CE Report – « *The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply – 2014* ».

[4] Arrêté du 13 mars 2018 relatif aux stocks minimaux de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1er novembre 2018 et le 31 mars 2019. Aucun autre arrêté n'étant venu modifier ces niveaux depuis mars 2018, ces niveaux continuent de s'appliquer dans l'attente d'un nouvel arrêté modificatif.

[5] Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.