

Contribution de l'AFIEG au projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

Mars 2019

L'AFIEG souhaite saisir l'occasion de la consultation sur le décret PPE pour formuler des commentaires, à la suite de sa contribution dans un cahier d'acteur au printemps 2018.

En préambule, l'AFIEG souhaite souligner que si plusieurs objectifs ont été annoncés par le Gouvernement, en réalité, il est à déplorer que les moyens pour les atteindre ne sont pas explicitement déterminés (l'effacement, le biogaz ou la diminution de la part du nucléaire sont des exemples parmi d'autres).

Dans ce contexte, l'AFIEG souhaite alerter sur le risque de ne pas atteindre les objectifs fixés. Par ailleurs, elle déplore que l'étude d'impact soit limitée à un niveau macro-économique.

Table des matières

1. L'objectif de nouvelle régulation du nucléaire doit tenir compte de l'impératif concurrentiel, au bénéfice des consommateurs	2
2. Modulation du nucléaire : documenter les implications d'un suivi de charge accru	4
3. Pilotage de la demande : pérenniser et rationaliser le cadre de soutien à l'effacement	5
4. Hydroélectricité : clarifier le calendrier de renouvellement des concessions et le chiffrage qui lui est associé dans le cadre de la PPE	7
5. Conforter le rôle majeur des CCGN dans l'accompagnement de la transition énergétique.....	8
6. Se donner les moyens d'atteindre les objectifs de baisse des consommations charbon.....	8
7. Encourager l'utilisation du biométhane.....	9
8. Revoir à la baisse le périmètre des actifs de stockage régulés	11

1. L'objectif de nouvelle régulation du nucléaire doit tenir compte de l'impératif concurrentiel, au bénéfice des consommateurs

Dans le projet d'annexe au décret PPE, le Gouvernement annonce qu'il « *proposera les modalités d'une nouvelle régulation du parc nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.* »

L'AFIEG tient à souligner que les objectifs assignés à la régulation du nucléaire doivent impérativement s'envisager en conformité avec la loi NOME et la décision de la Commission européenne de juin 2012. Pour l'AFIEG, les objectifs actuels assignés à l'ARENH de 2011 à 2025 conjuguent la protection des consommateurs et l'égalité des fournisseurs. Y ajouter un objectif de soutenabilité de financement du parc nucléaire existant suppose de clarifier la méthodologie de comptabilisation des coûts du nucléaire.

A ce titre, **l'AFIEG continue de déplorer l'absence persistante de méthodologie de comptabilisation des coûts de l'ARENH, dont la loi française avait pourtant fixé l'échéance de publication au plus tard en décembre 2013.** La Cour des comptes a d'ailleurs récemment critiqué le statu quo actuel sur cette question du prix (référé de mars 2018). Cette situation de vide juridique doit cesser d'une part afin de permettre aux entreprises de se projeter en termes de budget énergie et d'autre part, afin de favoriser l'élaboration de stratégies d'approvisionnement à plus long terme. Il est en conséquence nécessaire que soit enfin établi un cadre réglementaire relatif au prix de l'ARENH respectant les principes de visibilité, de transparence et de non-discrimination pour l'ensemble des fournisseurs.

Dans tous les cas, les objectifs de protection des consommateurs, d'égalité des fournisseurs et de soutenabilité du financement du parc ne peuvent être traités indépendamment les uns des autres.

En particulier, le volet concurrentiel, à savoir les conditions équivalentes pour les fournisseurs en termes d'accès à la ressource nucléaire, est étroitement lié à la protection des **consommateurs qui doivent pouvoir continuer à être également immunisés contre le prix du CO2 inclus dans le mix européen au travers de l'ARENH ou d'un autre dispositif, quel que soit leur fournisseur.**

Ces préalables étant rappelés, l'AFIEG estime que l'équation de l'après 2025 doit tenir compte du fait que :

- **La situation en matière de production d'électricité de base n'est pas amenée à changer à l'horizon 2025.** En effet, l'AFIEG a toujours estimé qu'une concurrence à l'amont en matière de production en base était un vœu pieux. La Commission européenne, dans sa

décision concernant l'ARENH, estimait qu' « aucun concurrent effectif ou potentiel [...] ne pourrait, avant plusieurs décennies, se doter d'un parc de production à bas coûts représentant une fraction significative du parc constitué par les centrales nucléaires et hydrauliques d'EDF ». L'Autorité de la Concurrence a elle-même estimé que cette situation n'aura probablement pas changé à l'horizon de l'extinction du dispositif¹ : les raisons en sont à la fois économiques et réglementaires (gel du renouvellement des concessions hydroélectriques et projet de prorogation pour travaux pour les principaux barrages au fil de l'eau auquel on peut ajouter un monopole de fait en matière d'exploitation des actifs nucléaires). A ces éléments, il convient d'ajouter que le dispositif ARENH n'a pas été jusqu'à présent accompagné d'une réelle ouverture en matière de co-investissement en base dans la perspective des investissements de prolongation, ni de la conclusion de contrats de gré-à-gré.

- **Le caractère « déterminant et discriminant de la production de base pour la fourniture est amené à perdurer.** La détention et l'exploitation du parc nucléaire historique par un unique opérateur qui a lui-même une position dominante sur le marché de la fourniture, entraîne un caractère « déterminant et discriminant »² en volume et en prix par rapport aux autres fournisseurs et limite ainsi la concurrence dans le domaine de la fourniture. Le mécanisme de capacité a renforcé plus encore le caractère déterminant et discriminant de l'exploitation du parc nucléaire français, ainsi que l'avait d'ailleurs relevé l'Autorité de la concurrence³, puisque la fourniture d'électricité consiste désormais en deux produits : l'énergie et la capacité.

Dans ce contexte, l'AFIEG souscrit pleinement à cette analyse de l'Autorité de la Concurrence⁴ : « prolonger l'ARENH au-delà de 2025 reviendrait notamment à considérer qu'une concurrence efficace n'est pas possible à court et moyen terme sur l'amont du marché de l'électricité, en ce qui concerne la production en base. Le Gouvernement devrait alors en tirer les conséquences et s'assurer que la concurrence peut s'exercer de manière saine à l'aval, en isolant la question du nucléaire ou en la rendant neutre pour le marché. »

Dès lors, l'AFIEG estime que l'**alternative est la suivante** :

- Soit, une **régulation par l'amont** consistant en l'isolement de l'exploitation du parc de la fourniture au sein du groupe EDF. Cet « isolement de l'exploitation du parc » dans une entité *ad hoc* (« nucléaire de France ») aurait le mérite de permettre un fléchage des éventuels

¹ Rapport d'évaluation du dispositif ARENH

² Cf. lettre F. Fillon à N. Kroes (septembre 2009)

³ Avis du 12 avril 2012

⁴ Rapport d'évaluation du dispositif ARENH

dispositifs de financement/soutien (CfD) et de mettre l'ensemble des fournisseurs à égalité face à l'accès à la production nucléaire de base qui serait, par exemple, écoulee sur le marché ou sur un pool (enchères avec possibilité de prix de réserve).

- Soit, une **régulation par l'aval**, consistant au maintien de l'ARENH et corrélativement la filialisation de l'activité Commerce d'EDF proposant des « offres de marché ». EDF Commerce serait alors un demandeur d'ARENH comme un autre. Cela présenterait l'avantage de pouvoir être mis en œuvre dès aujourd'hui, à iso-cadre réglementaire et législatif, en permettant de résoudre dès maintenant, les biais concurrentiels inhérents à l'ARENH (absence de respect du principe d'équivalence) et clarifierait le respect du principe de dissociation comptable de l'activité de fourniture d'électricité d'EDF entre clients finals aux tarifs réglementés (amener à perdurer) et clients finals en « offre de marché ».

2. Modulation du nucléaire : documenter les implications d'un suivi de charge accru

Dans son cahier d'acteur, l'AFIEG avait souligné que le positionnement en faveur d'un recours massif à la modulation du nucléaire qui se dégage des scénarii Ampère et Volt, était discutable.

A cet égard, la PPE souligne que « dans le scénario Ampère (50 % d'ENR et 46 % de nucléaire en 2035 – 48,5 GW), les besoins en nouvelles flexibilités sont faibles à l'horizon 2035 et peuvent de la même façon être assurés par de l'effacement. Le stockage reste une solution moins compétitive à cet horizon de temps. Les analyses de RTE indiquent toutefois que cette absence de besoin de flexibilité nouvelle est dépendante des capacités pilotables installées en France, notamment nucléaires. »

Cette pilotabilité du parc nucléaire n'est pas étayée par le présent projet de PPE, malgré la demande de l'AFIEG dans son cahier d'acteur de voir documentées les implications techniques, économiques et en matière de sûreté de la modulation du nucléaire.

En termes de sûreté, il convient de souligner que les auditions de la commission d'enquête parlementaire ont permis de soulever cette question en soulignant que « la production d'énergie nucléaire devait fonctionner en base et ne devait pas être soumise à des changements de puissance fréquents, en raison, précisément, du risque que présente l'accumulation des chocs thermiques pour le circuit primaire. »⁵

⁵ Rapport de la Commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires, juin 2018. *B. Laponche* : « Jusqu'à présent, il était notoire que la flexibilité était très mauvaise pour les réacteurs nucléaires. Il y a des risques de choc thermique en cas de changements de température assez brusques, comme il s'en produira s'il faut s'adapter à la variabilité des énergies renouvelables. Le risque est particulièrement élevé si les réacteurs concernés sont ceux pour lesquels ont été exigées des mesures compensatoires. Par exemple, il faut prendre garde, quand les générateurs de vapeur sont défaillants, de monter et de descendre doucement en puissance. La production d'énergie nucléaire devait fonctionner en base et ne devait pas être soumise à des changements de puissance »

En termes techniques, l'AFIEG rappelle que selon de récentes études, même si le parc possède une marge de manœuvre pour réaliser plus d'opérations de flexibilité, **la fréquence de sollicitation à la baisse impliquée par la présence d'éolien et de solaire à des taux supérieurs à 30% paraît difficilement soutenable techniquement et économiquement par le parc nucléaire seul et impliquerait un surcoût par rapport à la flexibilité apportée par des centrales à coût fixe moins élevés⁶.**

Enfin, en termes économiques, l'AFIEG rappelle que le fonctionnement naturel du parc nucléaire, à savoir à pleine charge, est un atout pour la rentabilité du parc lui-même mais aussi pour l'industrie qui a besoin d'un ruban stable et compétitif.

Dans son cahier d'acteur, l'AFIEG avait rappelé qu'il existe « des sources de flexibilité dont l'efficacité technique et économique est aujourd'hui avérée : les moyens de production thermiques flexibles comme les Cycles Combinés au Gaz Naturel (CCGN), le pilotage de la demande et l'hydroélectricité optimisée grâce au renouvellement de concessions. ». **Or, ces trois sources majeures de flexibilité, dont le projet de PPE reconnaît l'utilité, ne bénéficient pas d'un traitement à la hauteur du potentiel qu'elles recèlent.**

3. Pilotage de la demande : pérenniser et rationaliser le cadre de soutien à l'effacement

fréquents, en raison, précisément, du risque que présente l'accumulation des chocs thermiques pour le circuit primaire. Depuis peu, EDF dit que cela ne pose aucun problème ; c'est très surprenant et votre commission doit interroger l'IRSN sur cette flexibilité dite possible depuis un an ou deux alors qu'auparavant il n'en était aucunement question. Le sujet est très sérieux. Or, les discussions au sujet du nucléaire dans la PPE sont assez ahurissantes : la sûreté nucléaire n'existe pas. Les discussions portent sur les coûts comparés des renouvelables et du nucléaire et sur les scénarios de demande d'électricité, des questions de caractère essentiellement économiques tout à fait importantes, mais on part du principe que tout cela fonctionne parfaitement – d'où la flexibilité. On dit : « L'idéal, c'est la combinaison entre les renouvelables et le nucléaire, et la somme des deux va s'harmoniser excellentement ». La sûreté n'intervenant pas dans la réflexion, personne ne pose la question que vous posez, à laquelle, actuellement, il n'y a pas de réponse. Vous devez demander à l'IRSN, fermement et de toute urgence, comment le directeur d'EDF peut, de débat en débat dans le cadre de la PPE, expliquer tranquillement, alors qu'il n'y a pas d'étude sérieuse à ce sujet, que des changements de puissance fréquents ne posent aucun problème, ce qui étonne tout le monde étant donné tout ce qui était dit précédemment sur le vieillissement et le nombre de chocs thermiques admis pour les cuves. »

⁶ « Au-delà de 30% d'éolien et de solaire, la fréquence des sollicitations à la baisse des réacteurs s'intensifie fortement, jusqu'à atteindre des valeurs irréalistes. [...] En résumé, au-delà de 30% d'éolien et de solaire dans le mix, le nombre minimum d'arrêts nécessaires pour suivi de charge augmente fortement. Alors que les arrêts sont concentrés au printemps et en été pour des taux inférieurs à 50% d'éolien et de solaire, à ce taux, leur présence se généralise sur toute l'année. Avoir 50% d'éolien et de solaire et 40 GWe de nucléaire signifierait que chaque réacteur du parc devrait en moyenne être arrêté tous les deux jours pour une durée le plus souvent inférieure à six heures, ce qui paraît irréaliste. La présence de l'éolien est plus favorable que celle du solaire pour le parc nucléaire puisque l'éolien impliquerait d'arrêter des réacteurs à partir de taux plus élevés (supérieur à 20%) et les arrêts auraient des durées plus longues que celles associées au pic du soleil. Hormis les cas irréalistes, ce nouveau contexte nécessitera d'adapter la gestion des réacteurs du parc nucléaire pour répondre à des variations extrêmes plus fréquentes. [...] Bien qu'il soit avéré que les centrales capitalistiques comme le nucléaire sont suffisamment flexibles pour participer à la modulation de puissance, leur participation à la flexibilité reste plus coûteuse que celle des centrales aux coûts fixes moins élevés. [...] Même si les capacités nucléaires sont réduites à 40 GWe, les sollicitations en suivi de charge seront fortes et croissantes avec l'augmentation de l'éolien et de solaire. Plus que l'augmentation du nombre, des rampes et des amplitudes des variations de puissance qui seront demandées au parc nucléaire, c'est la fréquence des sollicitations extrêmes (rampes de puissance et arrêts/démarrages à réaliser sur des durées courtes) qui rendront l'exploitation du parc nucléaire plus contraint et, dans certains cas, certainement irréalisable. Même si le parc possède une marge de manœuvre pour réaliser plus d'opérations de flexibilité, la présence d'éolien et de solaire à des taux supérieurs à 30% paraît difficilement soutenable techniquement par lui seul. » (*Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*, Camille Cany, Thèse soutenue le 16-03-2017)

En matière de pilotage de la demande, le projet de PPE semble faire un constat d'échec. Et en effet, l'objectif de 6 GW inscrit dans l'actuelle PPE pour 2023 est très loin d'être atteint. Le nouveau projet de PPE abaisse dès lors les objectifs à 4,5 GW en 2023 (6,5 GW en 2028)

Aujourd'hui, seules 1,7 GW de capacités d'effacement sont certifiées sur le mécanisme de capacité pour 2019. De même, l'appel d'offres effacement (AOE pour 2019) constitue un échec au regard des objectifs initiaux en termes de volumes d'effacement. Au regard des 590 MW retenus contre 2500 MW attendus (sachant que l'objectif de 6 GW est inscrit dans l'actuelle PPE), et avec 45 millions d'euros budgétés contre 6,4 millions versés pour l'AOE 2019 (loi de finances pour 2019).

Mais au-delà du constat, l'AFIEG s'interroge sur l'ambition réelle des pouvoirs publics en matière de développement de l'effacement. Elle s'étonne qu'une analyse plus poussée ne soit pas développée afin d'identifier les freins qui brident le développement de cette filière dont l'apport en termes de flexibilité devrait pourtant être stratégique au regard de l'évolution du mix.

Car le gisement d'effacements est important sur les différents segments. L'étude de l'ADEME de septembre 2017 évaluait le gisement technico-économique pour les capacités d'effacements industriels et tertiaires entre 1,5 et 3,6 GW pour des rémunérations de 30€/kW/an ou inférieur et entre 2 et 5 GW pour des rémunérations de 60€/kW/an ou inférieure, tandis que le gisement pour les petits sites tertiaires ou la petite industrie est estimé comme majoritairement accessible pour des rémunérations élevées, supérieures à 60 €/kW/an. En complément des effacements industriels et tertiaires, les capacités d'effacements diffus existent, avec un potentiel de gisement technico-économique de 1,5kW en moyenne⁷ par site résidentiel pour un parc de 10 millions de sites, soit 15GW de gisement.

La question de la perspective en termes de cadre de rémunération pour les capacités d'effacement devrait être posée. Ainsi, il existe quatre cadres de soutien à l'effacement identifiable :

- L'interruptibilité (qui concerne uniquement 22 sites),
- Le mécanisme de capacité (qui constitue en réalité un coût à éviter pour le consommateur grâce à l'effacement),
- Les réserves rapides (dont la rémunération à la baisse est trop faible pour les effacements verts, les groupes diesels amortis sortis d'OA contribuant à maintenir une rémunération très basse)
- Et enfin l'appel d'offres effacement financé par le Compte d'Affectation Spécial Transition Energétique.

⁷ Chiffrages issus du projet Modélec, projet mené par Direct Energie, Ijenko, CEAQ, avec l'Ecole des Mines, dans le cadre d'un appel à manifestation d'intérêt organisé par l'ADEME

Ce dernier dispositif souffre lui d'avoir été établi par une décision de la Commission européenne trop stricte, et trop précise ne permettant aucune marge de manœuvre hors pénalités. Celle-ci est en effet peu adaptée aux problématiques que rencontre la filière de l'effacement, tant en termes de dimensionnement du plafond de prix, que de visibilité pluriannuelle (dimension particulièrement nécessaire pour les effacements diffus faisant l'objet de coûts capitalistiques). Qui plus est, l'appel d'offres effacement a été validé pour 4 ans avec une fin en 2023 voire 2020 pour les capacités d'effacement « mûres » qui participent aux appels d'offres effacements depuis plusieurs années.

Enfin, à terme, la rentabilité d'une valorisation de l'effacement sur le seul marché, apparaît aujourd'hui très hypothétique car dépendante de l'émergence de coûts d'ajustement élevés, et donc de coûts à éviter élevés, ce qui n'est pas anticipable à ce stade.

Au final, l'effacement n'est actuellement rentable que sur quelques gros sites industriels, pour des volumes qui demeurent très faibles, et la filière demeure sujette à une incertitude à moyen terme quant à sa pérennité. L'AFIEG appelle de ses vœux une **ambition forte du Gouvernement pour le soutien de la filière**, tant sur les effacements industriels que sur les effacements diffus, filière qui dispose d'atouts importants pour concilier transition énergétique et sécurité d'approvisionnement.

4. Hydroélectricité : clarifier le calendrier de renouvellement des concessions et le chiffrage qui lui est associé dans le cadre de la PPE

La PPE affiche le potentiel d'optimisation correspondant au « suréquipement et modernisation de centrales concédées existantes à horizon 2028 ». Cela répond partiellement à la demande de l'AFIEG dans son cahier d'acteur. En effet, la puissance installée additionnelle affichée n'est étayée par aucun calendrier mis à jour des concessions échues devant être renouvelées à échéance 2023 et 2028, alors même que le Gouvernement dispose de ces informations, ce qui fait apparaître ce chiffrage comme étant très aléatoire.

En outre, ce chiffrage semble mettre de côté les STEP dont le rôle essentiel comme source de flexibilité pour le système électrique est pourtant clairement affiché. Pourtant, la PPE souligne par ailleurs qu'« en ce qui concerne les STEP, il est nécessaire d'anticiper les décisions de réaliser ces projets, au regard de la durée des procédures et travaux à engager (près de 10 ans) et dans la mesure où ces décisions doivent être intégrées dans des procédures d'octroi de concession. Un potentiel de développement de 1,5 GW de STEP a déjà été identifié et pourrait être développé dans le cadre de la remise en concurrence des concessions hydro-électriques devant être attribuées avant 2025. ».

Cette « urgence » au regard du rôle des STEP en matière de stockage, plaide plus encore pour clarifier le calendrier de renouvellement des concessions et le chiffrage qui lui est associé dans le cadre de la PPE.

5. Conforter le rôle majeur des CCGN dans l'accompagnement de la transition énergétique

Les cycles combinés gaz (CCG) sont des outils de production flexibles, constituant ainsi le complément nécessaire à la variabilité des énergies renouvelables dans le mix électrique. En accompagnement des ambitions fortes en termes d'énergies renouvelables prévues dans la PPE, les CCG auront un rôle majeur dans la transition énergétique en termes de sécurité d'approvisionnement, tout en produisant peu de gaz à effet de serre.

Toutefois, le projet de PPE ne consacre pas le rôle des CCG et ne prévoit pas de mesure permettant de garantir la pérennité des CCG. Il est notamment évoqué un dispositif d'interruptibilité gaz, sans pour autant assurer que les CCG soient éligibles à ce dispositif, et dont les volumes ne permettraient pas de couvrir l'ensemble des CCG présentes en France.

Par ailleurs, le projet de PPE mentionne à plusieurs reprises l'absence de nouveau projet de centrale thermique à l'avenir, en cohérence avec la volonté affichée du Gouvernement d'arrêter le développement de nouveaux outils de production issues d'énergies fossiles.

L'AFIEG s'interroge toutefois sur cette orientation, au regard de l'évolution du mix envisagée dans la PPE avec une variabilité croissante de la production dans les prochaines années.

6. Se donner les moyens d'atteindre les objectifs de baisse des consommations charbon

La PPE prévoit une baisse de la consommation primaire d'énergies fossiles de 20% en 2023 par rapport à 2012, et de 35 % en 2028. La PPE entend principalement cibler les consommations de charbon pour atteindre cet objectif avec une volonté de baisser de 80% la consommation primaire de charbon par rapport à 2012.

Alors que la production d'électricité à partir de charbon ne représente qu'environ 25% des consommations de charbon, c'est en fait la fermeture des centrales de production d'électricité à partir de charbon qui est prioritairement visée, les autres usages faisant l'objet d'une incitation assortie de moyens pour intéresser les consommateurs concernés à changer leur combustible. Ainsi, la PPE liste les expérimentations, les fonds, les démonstrateurs qui devraient être mis en place pour inciter à la baisse de la consommation de charbon dans l'industrie.

A contrario, l'Etat entend imposer la fermeture des centrales charbon **sans prévoir dans la PPE aucun plan concret d'accompagnement répondant aux enjeux sociaux, industriels, économiques.**

Sans mesures concrètes permettant de soutenir la réindustrialisation des sites impactés, de recréer des emplois dans le secteur de l'énergie sur les territoires impactés et d'accompagner les opérateurs concernés, cette transition ne sera pas réussie. Or, une enveloppe indicative des finances publiques qui seront mobilisées pour atteindre cet objectif devrait être définie dans la PPE conformément à l'article L 141-3 du code de l'énergie.

L'AFIEG appelle donc de ses vœux à l'introduction dans la PPE d'une enveloppe cadrant les ressources publiques qui seront mobilisées pour atteindre l'objectif de fermeture des centrales à charbon.

7. Encourager l'utilisation du biométhane

La place du gaz est presque inexistante dans la nouvelle PPE, et celle du biogaz est d'autant plus décevante que ses ambitions sont nettement revues à la baisse.

○ Objectifs de volume

La Loi de transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) du 18 août 2015 évoquait un objectif de 10% de gaz renouvelable à horizon 2030.

Selon le projet de PPE (cf. page 91 du projet de PPE en particulier), le biogaz (injecté ou en usage direct) atteindrait 7 % de la consommation de gaz en 2030, avec une production en 2023 de 14 TWh/an de biogaz valorisé (dont 6 TWh/an de biométhane), 24 à 32 TWh/an de biogaz valorisé (dont 14 à 22 TWh/an de biométhane) en 2028 dans la trajectoire de référence.

Il nous semble essentiel de rester sur la même trajectoire en termes de volume (8TWh d'injecté en 2023, 22TWh en 2028), d'autant que la filière est convaincue que ces objectifs pourraient être très largement dépassés. Pour preuve, plus de 11TWh sont aujourd'hui en file d'attente sur les réseaux de transport et de distribution.

○ Mécanisme d'appels d'offre

L'Union Européenne n'impose pas d'appels d'offres pour le biométhane. En cogénération, le seuil est fixé à 1 MWe. Avec un rendement électrique de 40%, cela équivaudrait à 2,5MWgaz, soit une Cmax d'environ 230nm³, avec une productibilité d'environ 18GWh/an.

Lorsque l'on regarde la typologie des installations au 31 décembre 2017⁸ qui injectent sur le réseau, on se rend compte que ce seuil d'environ 18GWh exclurait en majorité les projets menés par des industriels.

L'AFIEG souhaite attirer l'attention sur ce point. La majorité des projets qui se situent dans la file d'attente sont des projets portés par des agriculteurs. Or ces acteurs ne sont pas capables de supporter des coûts de développement importants correspondant à une procédure d'appels d'offre, s'ils n'ont pas la certitude que leur projet sera conduit à son terme.

Par ailleurs, tout volume non attribué aux appels d'offres devra pouvoir être réaffecté au tarif d'achat.

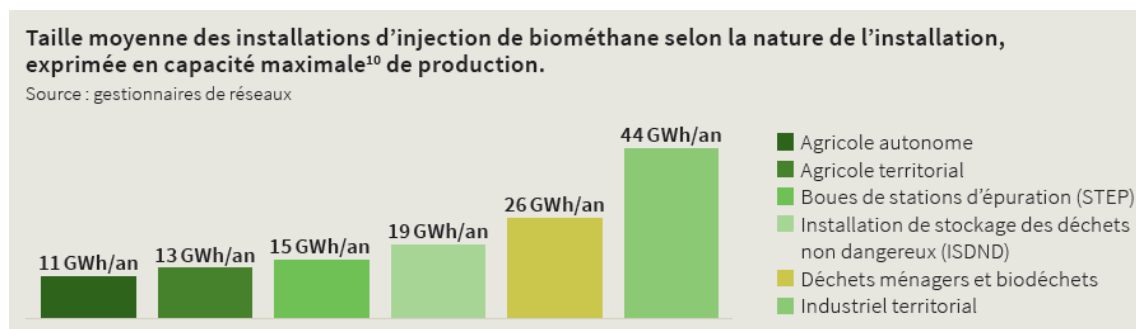
○ Tarif d'achat

Les tarifs d'achat du biométhane doivent baisser afin de rendre économiquement soutenable la transition énergétique.

Ceci étant, la baisse proposée par le projet de PPE est trop rapide, alors que les marges de manœuvre sont faibles. L'objectif à atteindre de 67€/MWh serait beaucoup plus cohérent à atteindre en 2028 plutôt qu'en 2023.

Il est important de garder la structure de tarif d'achat actuel : tarifs + primes en fonction du type d'intrants.

⁸ Panorama du gaz renouvelable 2017



10

AFIEG – Association française indépendante de l'électricité et du gaz – 37 rue du Colisée 75008 Paris

- **S'appuyer sur le jalon D3 est recommandé pour passer d'un tarif d'achat actuel au nouveau tarif**

Concernant les jalons qui permettraient de bénéficier du tarif d'achat actuel, **l'AFIEG considère que le moins pénalisant pour la filière serait le jalon D3 (acceptation de l'étude détaillée) qui matérialiserait déjà un vrai engagement du porteur de projet** (qui a déjà engagé au minimum 12k€ pour son étude détaillée, plus environ 20k€ payé à un bureau d'études, soit plus de 30k€ en tout). Ce jalon permet également de valider la capacité d'injection dans la zone, ce qui écarte la majorité des cas d'échecs des projets.

A ce stade, un porteur de projet qui dispose des pièces suivantes pourrait bénéficier du tarif d'achat actuel :

- Etude détaillée GRD ou étude de faisabilité GRT
- Identification ADEME
- Attestation préfectorale
- Contrat signé de vente de biométhane à un fournisseur de gaz

En effet, s'appuyer sur le jalon D4 (dépôt du dossier ICPE), nous semble trop pénalisant pour le porteur du projet qui, à ce niveau d'avancement, a déjà engagé la majorité des frais auprès de son bureau d'études (env. 40k€), en plus des coûts relatifs aux études de raccordement du GRD/T, études géotechniques, permis de construire, géomètre. Ce qui porte à environ 100k€ le montant total des dépenses engagées dans le projet à partir de ce jalon (D4). Un agriculteur par exemple ne peut pas se permettre de perdre ces 100k€ sous prétexte que les tarifs ont changé.

8. Revoir à la baisse le périmètre des actifs de stockage régulés

L'AFIEG considère que le périmètre prévu par le projet de décret PPE s'avère surdimensionné au regard des 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.

En effet, d'une part, l'administration a fixé⁹, pour l'hiver gazier 2018/2019, le niveau des stocks minimaux de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement pendant la période comprise entre le 1er novembre 2018 et le 31 mars 2019 comme suit : 1.990 GWh/j en débit de soutirage et 64 TWh en volume.

⁹ 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

D'autre part, la liste des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel selon l'actuel projet de décret PPE établit 2.376 GWh/j en débit de soutirage et 138,5TWh en volume. Or, c'est ce périmètre des actifs de stockage régulés qui est pris comme référence par la Commission de Régulation de l'Energie dans la détermination de la base d'actifs régulés (BAR), celle-ci étant elle-même le fondement du calcul du revenu autorisé des stockeurs dans le nouveau régime de stockage régulé.

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

Le périmètre des actifs de stockage régulés prévu dans la PPE s'avère donc surdimensionné et fait peser un risque sur les consommateurs, dont le rôle n'est pas de subventionner une partie de l'activité des opérateurs de stockage mais de payer un service, 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. En effet, plus le revenu autorisé des stockeurs est élevé, plus la compensation stockage à la charge des consommateurs raccordés au réseau de distribution est élevée.

L'AFIEG considère par conséquent que la Programmation Pluriannuelle de l'Energie actuellement en consultation devrait arrêter un périmètre des actifs de stockage régulés plus cohérent avec les niveaux minimums de stocks fixés chaque année par l'administration, de façon à ce que les clients finaux ne paient pas plus cher qu'ils le devraient la sécurité d'approvisionnement.