

N° 471674 – Association France Energie Eolienne (QPC)
N° 471713 – SOCIETE PSTW SAS (QPC)
N° 471778 – SOCIETE TTR Energy e.a. (QPC)

9^{ème} et 10^{ème} chambres réunies

Séance du 12 juillet 2023
Lecture du 26 juillet 2023

CONCLUSIONS

Mme Céline GUIBE, Rapporteur public

Depuis des années, l'essor de la production d'électricité d'origine renouvelable n'a été possible, en France comme ailleurs en Europe, que grâce aux aides d'Etat, les coûts de construction et d'exploitation d'une centrale solaire, éolienne ou hydraulique étant trop élevés au regard des recettes que le producteur pouvait espérer tirer de la vente de l'électricité sur le marché.

L'aide a d'abord pris la forme d'une obligation d'achat, selon un dispositif institué par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité¹, qui permettait au producteur de vendre pendant 20 ans à la société EDF ou aux entreprises locales de distribution l'électricité produite à un tarif déterminé à l'avance.

Conformément aux principes énoncés par les lignes directrices de la Commission européenne du 28 juin 2014 visant à encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables², la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte³ a remplacé ce dispositif initial par le mécanisme contractuel du complément de rémunération qui permet aux producteurs d'obtenir, pendant 20 ans, une prime versée mensuellement par EDF-OA en complément du prix auquel ils vendent leur électricité sur le marché.

Cette prime, destinée à assurer une rentabilité normale du projet, est égale à la différence entre, d'une part, un tarif de référence, défini, soit par le producteur lui-même dans le cadre de procédures d'appel d'offres (article L. 311-12 du code de l'énergie), soit par arrêté ministériel pour les aides versées dans le cadre du mécanisme du « guichet ouvert » destiné aux projets

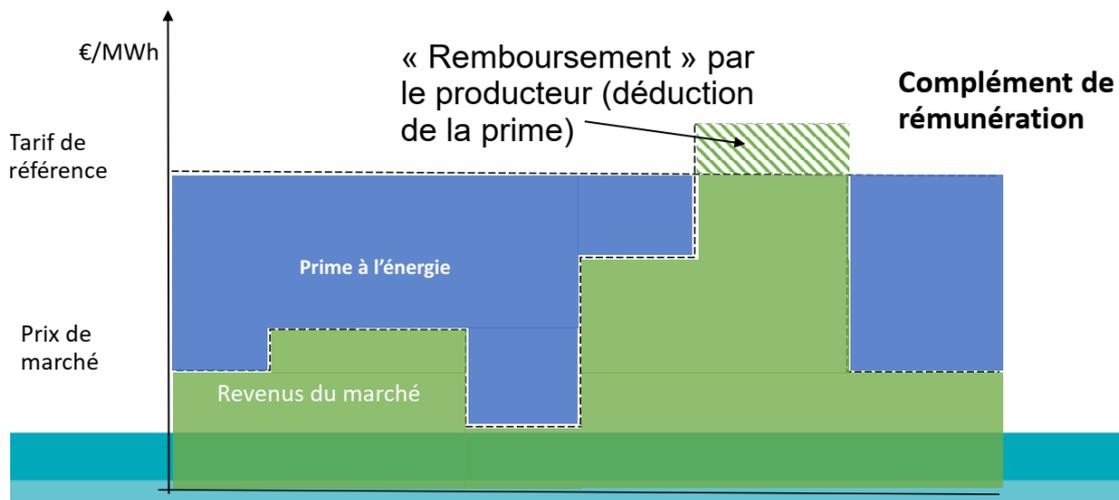
¹ Loi n° 2000-108.

² Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01).

³ Article 104 de la loi n° 2015-992.

plus modestes (article L. 314-18), et, d'autre part, un prix de marché de référence, établi chaque mois par la Commission de régulation de l'énergie et qui correspond à une moyenne des prix de gros observés sur le marché (article R. 314-38).

Lorsque, pour un mois donné, le tarif de référence du contrat est supérieur au prix de marché de référence, la différence est versée par EDF-OA au producteur sous la forme d'une prime « positive ». Dans le cas inverse d'une prime « négative », c'est-à-dire lorsque le producteur a été en mesure d'écouler sa production sur le marché à un prix supérieur au tarif contractuel, il doit reverser la différence à EDF-OA.



Source : Ministère de la transition écologique et solidaire

Dans sa version initiale, l'article R. 314-49 du code de l'énergie, applicable aux contrats conclus dans le cadre du mécanisme du guichet ouvert, plafonnait les primes négatives aux montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération. Lorsque le plafond était atteint, c'est-à-dire, lorsque le producteur avait remboursé l'intégralité des aides déjà perçues, il pouvait alors conserver les bénéfices tirés de la vente de son électricité sur le marché. On trouvait des clauses analogues dans les cahiers des charges des appels d'offres passés en application de l'article L. 311-12. La plupart des contrats prévoient, en outre, un mécanisme de report, les primes négatives excédant le plafond étant conservées pour absorber les primes positives à percevoir au cours de la période restant à courir de l'exécution du contrat.

Il faut souligner qu'à la date à laquelle ont été conclus nombre de ces contrats, l'on pouvait raisonnablement penser que le plafond ne jouerait que de manière marginale – ou, du moins, secondaire, la rentabilité du projet reposant, principalement, sur le choix du tarif de référence, dont il était anticipé qu'il resterait durablement supérieur au prix du marché.

Le paradigme s'est, toutefois, inversé avec l'envolée des prix de gros de l'énergie, entamée dès 2021, et accentuée par l'invasion de l'Ukraine en 2022. Pour les producteurs ayant conclu

un contrat de complément de rémunération, la vente au prix de marché, bien au-delà du tarif de référence contractuel, les a rendus redevables d'importantes primes négatives, conduisant nombre d'entre eux à atteindre le plafond correspondant aux aides déjà perçues, qui devait leur permettre de conserver les gains supplémentaires. Ces gains ont été évalués par la CRE à 132 M€ sur l'année 2021 et 2,4Md€ sur l'année 2022⁴.

Les pouvoirs publics se sont émus de ce que ces gains constituaient un effet d'aubaine pour les producteurs concernés, qui n'avaient pas anticipé un tel niveau de prix au moment de la conclusion de leur contrat, et dont le projet n'aurait pas vu le jour sans l'aide de l'Etat.

Le gouvernement a alors modifié l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour supprimer, par décret du 17 décembre 2021, le plafonnement des primes négatives pour les nouveaux contrats – en clair, pour prévoir que les producteurs doivent reverser l'intégralité des gains de marché supérieurs au tarif contractuel de référence, quand bien même ces gains dépasseraient le montant des aides publiques perçues.

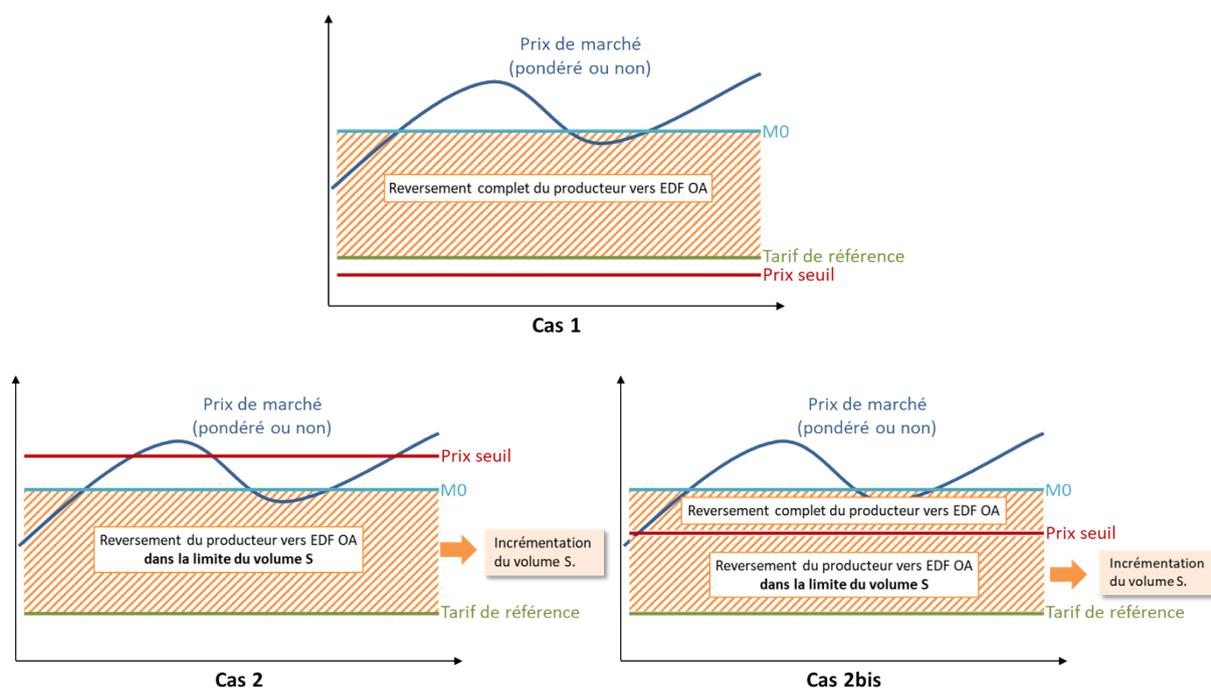
Pour les contrats en cours, le ministre de l'énergie a donné, à titre conservatoire, l'instruction à EDF-OA de suspendre l'application du plafonnement à compter du 1^{er} avril 2022 jusqu'au 31 décembre de la même année, sans toutefois, selon les indications du ministre, que cette note reçoive d'application concrète.

Sans doute conscient de la fragilité juridique du recours à une simple instruction administrative, le gouvernement a ensuite inscrit, au projet de loi de finances rectificative pour 2022, le principe du déplafonnement des primes négatives apparues au titre de la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2022 pour les contrats en cours.

Ce projet initial a évolué au cours des débats parlementaires pour aboutir à un mécanisme pérenne, et non plus circonscrit à l'année 2022, et nettement plus complexe parce qu'il met en jeu un nouveau paramètre, baptisé « prix seuil », et trois *scenarii* selon les niveaux respectifs de ce prix seuil, du tarif de référence contractuel, et de l'évolution des prix de gros.

Lorsque le tarif de référence est supérieur au prix seuil, le déplafonnement est intégral : le producteur doit reverser l'intégralité de ses gains de marché à EDF-OA. Lorsque le tarif de référence contractuel est inférieur au prix seuil, deux situations peuvent se présenter. Si le prix de marché est inférieur au prix seuil, le plafonnement contractuel continue de s'appliquer. Si le prix de marché est supérieur, le plafonnement s'applique dans la limite du prix seuil, de sorte que le producteur peut imputer sur les aides déjà versées, ou conserver au-delà, les gains de marché correspondant à la différence entre le tarif de référence et le prix seuil, et doit reverser les gains compris entre le prix seuil et le prix de marché.

⁴ Délibération n° 2022-202 du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023



Source : CRE (M0 correspondant au prix de marché de référence, volume S correspondant au plafond de l'article R. 314-49 de l'énergie)

La philosophie du mécanisme est exposée dans le rapport du sénateur J.-F. Husson⁵. Les acteurs de la filière ont fait valoir qu'au regard de la tendance haussière de long terme des prix de l'électricité, certains producteurs avaient pu intégrer dans leurs plans d'affaires une hypothèse d'augmentation des prix les conduisant à faire jouer le mécanisme du plafonnement en fin de contrat. En d'autres termes, ils auraient anticipé percevoir le complément de rémunération en début de contrat, pour ensuite rembourser cette aide grâce à l'augmentation des prix de marché, et, enfin, conserver les gains de marché supplémentaires en fin de période, ce qui leur aurait permis de proposer un tarif de référence plus bas lors des réponses aux appels d'offres. C'est pour tenir compte de ces anticipations raisonnables que le législateur n'a prévu qu'un déplafonnement partiel, la réactivation potentielle du plafonnement n'ayant toutefois vocation à intervenir que pour un nombre circonscrit de contrats, et pas avant plusieurs années.

Selon cette logique, le prix seuil doit refléter le scénario d'évolution des prix de marché tel que les producteurs pouvaient raisonnablement l'anticiper au moment de la conclusion de leur contrat. Par suite, tous les gains de marché réalisés en deçà du prix-seuil sont regardés comme des gains participant de la rentabilité normale du projet, alors que les gains de marché réalisés au-delà du prix seuil sont regardés comme une rente indue qui doit être transférée à l'Etat.

⁵ Rapport n° 846 du 28 juillet 2022.

Comme le prévoyait la loi, ce prix seuil a été déterminé par un arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget, adopté le 28 décembre 2022. D'un montant de 44,78 €/MWh en 2022, il augmente à un rythme annuel de 2%, pour atteindre 66,55 €/MWh en 2042.

Ces montants peuvent être mis en regard de quelques indications relatives aux tarifs de référence figurant dans les contrats en cours, variables selon la nature de l'installation et sa date de construction : pour les projets éoliens terrestres montés à partir de 2017 dans le cadre du guichet ouvert, il était estimé que ce tarif serait fixé à 78 €/MWh en moyenne⁶ ; dans le cadre des appels d'offres photovoltaïques au sol, les tarifs attendus s'élevaient à 70€/MWh en 2016 et 60€/Mwh en 2018⁷.

Cet arrêté fait l'objet de trois recours pour excès de pouvoir déposés par des associations professionnelles, par une société exploitant des centrales sous le régime du complément de rémunération, et par des sociétés actives dans le secteur de l'énergie renouvelable et indiquant réaliser, notamment, des opérations d'acquisition et de cessions de parcs.

Elles ont déposé, à l'appui de leurs recours, une QPC dirigée contre l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022, qui constitue la base légale de l'arrêté attaqué, et dont la conformité n'a pas été examinée par le Conseil constitutionnel⁸.

Vous pourrez admettre les interventions volontaires présentées au soutien de deux de ces requêtes par un syndicat professionnel et par des sociétés actives dans le secteur de l'énergie renouvelable.

1. Parmi les griefs invoqués, celui de l'atteinte au droit au maintien de l'économie des conventions légalement conclues⁹ est commun aux trois mémoires. L'association FEE se plaint plus particulièrement du caractère rétroactif de cette atteinte, les conditions d'exécution du contrat étant modifiées, non seulement pour la période restant à courir mais également pour une période révolue courant du 1^{er} janvier 2022 à l'entrée en vigueur de la loi.

Le Conseil constitutionnel juge que le législateur « ne saurait porter aux contrats légalement conclus une atteinte qui ne soit justifiée par un motif d'intérêt général suffisant sans méconnaître les exigences résultant des articles 4 et 16 de la Déclaration de 1789 » (décision n° 2020-813 DC, par. 38).

1.1. Arrêtons-nous un instant sur l'opérance du grief, qui ne peut être invoqué lorsque les dispositions contestées se bornent à modifier le cadre légal applicable aux conventions en

⁶ Décision SA.47205 (2016/N) du 5 mai 2017.

⁷ Décision SA.48066 (2017/NN) du 29 septembre 2017.

⁸ La loi de finances rectificative pour 2022 a fait l'objet d'un examen *a priori* (décision 2022-842 DC du 12 août 2022). L'article 38 n'était pas visé par la saisine et le Conseil constitutionnel ne s'est pas prononcé d'office sur la constitutionnalité de ses dispositions.

⁹ Lequel est opérant même si les contrats administratifs dont s'agit sont régis, pour l'essentiel, par des dispositions législatives et réglementaires : v., sur ce point, décision n° 2020-813 DC, par 38 et s., à propos des contrats d'obligation d'achat de la filière photovoltaïque.

cours (décision 2014-441/442/443 QPC, cons. 9). Sont en cause, ici, des contrats administratifs très particuliers, puisqu'ils sont essentiellement régis par des dispositions législatives et réglementaires ou par les cahiers des charges des appels d'offres passés par la CRE et que ce sont ces textes qui prévoyaient le principe et les modalités du plafonnement, que les clauses des conventions signées entre les producteurs et EDF-OA se bornent à reproduire. Mais le Conseil constitutionnel a examiné au fond un grief similaire soulevé à l'appui de la remise en cause, par la loi de finances pour 2021, des tarifs des contrats d'obligation d'achat conclus entre 2006 et 2010 pour des installations photovoltaïques, alors même que ce tarif était purement réglementaire (décision n° 2020-813 DC, par. 38 et s.). Et la réforme législative contestée porte, comme dans ce précédent, sur un paramètre essentiel de l'économie des contrats, qui touche à la rémunération des producteurs.

Au demeurant, les requérants invoquent également l'**atteinte aux situations légalement acquises et la remise en cause des effets pouvant légitimement en être attendus**, qui résulterait, notamment, du caractère rétroactif de la loi. Or de telles atteintes doivent, selon la jurisprudence du Conseil constitutionnel également être justifiées par un motif d'intérêt général suffisant (décision n° 2013-682 DC, cons. 14).

Le ministre nie l'existence d'attentes légitimes en l'espèce dès lors, d'une part, que les producteurs n'avaient pas anticipé, dans leurs plans d'affaires, l'envolée des prix de gros constatée en 2021 et 2022 et, d'autre part, que le complément de rémunération ne peut, selon les termes de l'article L. 314-20 du code de l'énergie, conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés excède une rémunération raisonnable, compte tenu des risques inhérents à ces activités.

C'est exact si l'on ne prend en compte que les effets pouvant être légitimement attendus des contrats, à la date de leur conclusion. Mais cela ne l'est plus si l'on identifie des attentes légitimes nées postérieurement, au cours de l'exécution des contrats et avant la promulgation de la loi. Et nous aurions tendance, pour notre part, à regarder ainsi les gains financiers enregistrés, au-delà des aides déjà perçues, entre le 1^{er} janvier 2022 et la date de promulgation de la loi, que les producteurs pouvaient légitimement s'attendre à conserver, ou à imputer sur leurs futures primes positives, conformément au cadre réglementaire alors en vigueur. La société TTR Energy mentionne également le cas des investisseurs ayant réalisé des acquisitions et cessions de parcs existants, dont les prix ont été fixés, à la fin de l'année 2021, en tenant compte de gains espérés à raison du plafonnement alors en vigueur¹⁰.

Nous sommes, par ailleurs, dubitative quant à l'affirmation du ministre selon laquelle le régime d'aides accepté par les producteurs devait, comme le soutient le ministre, nécessairement être compris comme intégrant un mécanisme de révision en cas de rémunération excédant une rentabilité normale des capitaux. Ceci ne ressort pas d'évidence des dispositions de l'article L. 314-20 du code de l'énergie, qui se borne à poser le principe selon lequel le niveau de l'aide versée par l'Etat ne doit pas aboutir à une rémunération

¹⁰ Certains contrats pouvant être transférés ou cédés à un autre producteur (v., notamment, le modèle de contrat de complément de rémunération établi par la CRE).

excessive. Tel n'est cependant pas le cas lorsque la rémunération « excédentaire » résulte exclusivement du fonctionnement du marché.

1.2. Le ministre invoque trois **motifs d'intérêt général** pour justifier la mesure en cause.

Le législateur aurait, en premier lieu, entendu **assurer le fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité et la stabilité des prix sur ce marché.**

A la différence, toutefois, de l'augmentation du plafond de l'ARENH, validée par le Conseil constitutionnel au regard d'un tel objectif (décision 2022-843 DC), la mesure en litige n'a pas d'incidence sur la formation des prix. Sur le marché de gros européen, c'est, en effet, le coût de la dernière centrale retenue pour satisfaire la consommation – la plus chère - qui fait le prix pour toutes les autres, de sorte que les producteurs ayant conclu un contrat de complément de rémunération continueront à écouler leur production à ce prix marginal, quand bien même ils devraient ensuite transférer tout ou partie de leurs gains financiers à EDF-OA. Par ailleurs, le prix de détail acquitté par les consommateurs finaux est, en France, essentiellement déterminé par le coût d'approvisionnement des fournisseurs sur le marché de gros ou à l'ARENH. Pour les petits consommateurs, il a en outre été écrêté, en 2022 et 2023, par l'application du bouclier tarifaire, qui préexistait à la mesure en cause.

Reste l'argument selon lequel, parce que leurs coûts d'exploitation sont stables, les opérateurs concernés bénéficient d'un avantage concurrentiel par rapport aux producteurs qui ont dû faire face à une forte augmentation de leurs coûts d'exploitation. Dans le cadre d'une situation de marché qualifiée d'anormale, l'enregistrement de recettes extraordinaires par les producteurs utilisant des technologies dont les coûts n'étaient pas affectés par la hausse des prix du gaz a notamment justifié, au niveau de l'Union européenne, l'application d'une mesure temporaire de plafonnement de ces recettes issues du marché par le règlement du 6 octobre 2022¹¹.

C'est ce même phénomène que vise la mesure attaquée. Sauf à dire que de tels gains devraient, par nature, revenir à l'Etat et non aux investisseurs privés¹², il nous paraît toutefois délicat d'affirmer que l'élimination d'un effet d'aubaine enregistré sur un marché constitue, en soi, un motif d'intérêt général justifiant que soit portée atteinte aux contrats en cours. Et dans sa décision n° 2020-813 DC, déjà citée, le Conseil constitutionnel n'a mobilisé la notion d'effet d'aubaine qu'en tant qu'elle aboutissait à un déséquilibre de la relation contractuelle entre distributeurs et producteurs, au détriment des intérêts financiers de l'Etat.

On relèvera aussi que le règlement européen du 6 octobre 2022 n'affiche pas vraiment d'objectif de régulation du marché mais inscrit la mesure de plafonnement des recettes excédentaires dans une logique redistributive au profit du consommateur, via l'obligation

¹¹ Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie.

¹² Ce qui nous semble, à titre personnel, peu compatible avec le fonctionnement d'une économie de marché.

imposée aux Etats-membres d'utiliser ces recettes pour financer des mesures d'aides ciblées en faveur des clients finals d'électricité (cons. 25 et 46, article 10)¹³.

Le deuxième motif d'intérêt général avancé par le ministre est celui d'un **rééquilibrage de la relation contractuelle entre EDF-OA et les producteurs**.

Cette justification est fragile. Dans le précédent portant sur le dispositif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque, la loi venait remédier à une situation dans laquelle EDF-OA et les entreprises locales de distribution se trouvaient légalement contraintes de racheter l'électricité produite à un tarif contractuel fixe d'un montant excessif, de sorte que les gains des uns se faisaient au détriment des autres (décision n° 2020-813 DC). Dans le cadre du dispositif du complément de rémunération, les producteurs vendent leur électricité sur le marché, et non à EDF-OA. Par suite, la bulle des prix de gros dont profitaient les producteurs n'entraînait, pour EDF-OA, et, par ricochet, pour l'Etat, aucun surcoût lié à la gestion du dispositif dans sa configuration antérieure à la réforme. Au contraire, elle avait, par elle-même, pour effet de réduire les charges de service public compensées par l'Etat, à concurrence de la baisse des compléments de rémunération dus aux producteurs et du remboursement progressif des aides précédemment versées. La mesure contestée n'a donc pas eu pour objet d'éliminer des charges excessives imposées à l'une des parties en exécution des clauses initiales des contrats.

Il a également été avancé que, dans la mesure où l'Etat assumait seul le risque de marché en assurant aux producteurs un complément de rémunération, il serait légitime qu'il bénéficie seul des gains de marché exceptionnels. Mais, s'agissant d'investissements sur capitaux privés, l'équilibre initial résultant du plafonnement, qui permettait à l'Etat de rentrer dans ses fonds en cas d'évolution favorable du marché, nous paraît tout à fait acceptable, et, par suite, ne pas justifier une modification en cours d'exécution des contrats.

Le troisième motif invoqué par le ministre est celui du **bon emploi des deniers publics**.

C'est cet objectif de valeur constitutionnelle (décision 2006-545 DC, cons. 24) qui, combiné avec le rééquilibrage des relations entre producteurs et distributeurs, avait justifié la validation par le Conseil constitutionnel de la remise en cause des tarifs des anciens contrats d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque (décision n° 2020-813 DC). S'il n'a, à notre connaissance, jamais été mobilisé seul à ce jour pour justifier une atteinte aux contrats légalement conclus, il pourrait être mobilisé ici, avec d'autres objectifs d'intérêt général, et notamment, celui de la protection des consommateurs déjà évoqué¹⁴.

¹³ V. aussi le discours sur l'Etat de l'Union prononcé par U. von der Leyen le 14 septembre 2022, qui présentait ainsi la mesure : « Dans notre économie sociale de marché, les bénéfices sont une bonne chose. Mais en ce moment, il n'est pas juste de réaliser des bénéfices extraordinaires grâce à la guerre et sur le dos des consommateurs. En ce moment, les bénéfices doivent être partagés et redirigés vers ceux qui en ont le plus besoin ».

¹⁴ Sur l'identification de la protection des consommateurs comme un motif d'intérêt général susceptible de justifier une atteinte à un droit ou à une liberté que garantir la Constitution, v., parmi de nombreux exemples, les décisions 2015-715 DC et 2019-774 QPC.

Cependant, comme le relèvent, à juste titre, les requérantes, il n'est pas question, ici, d'alléger un poste de dépenses publiques, mais d'accroître les recettes de l'Etat en obligeant des opérateurs économiques à lui reverser leurs recettes de marché, la logique étant proche de celle d'une imposition – à un taux de 100%. Il n'en demeure pas moins que le ministre de l'économie avait, au cours des débats parlementaires, placé cette ponction au regard du coût du bouclier énergétique et que c'est une logique redistributive similaire qui a justifié le plafonnement de recettes mis en place dans l'Union européenne par le règlement du 6 octobre 2022.

Ainsi, si nous inclinons à penser que l'objectif de redistribution de recettes excédant les anticipations initiales des investisseurs vers les consommateurs négativement affectés par le dysfonctionnement du marché générant ces recettes excédentaires pourrait constituer un motif d'intérêt général pertinent, nous pensons que le caractère inédit de la configuration mérite une analyse expresse du Conseil constitutionnel.

1.3. Et ce, d'autant plus que l'appréciation du **caractère proportionné de l'atteinte** portée aux contrats en cours, au regard d'un tel motif d'intérêt général, est rien moins qu'évidente.

Il est exact, comme le soutient le ministre que, dans son principe, la réforme ne remet pas en cause la rentabilité des projets, telle qu'elle pouvait être raisonnablement anticipée à la date de la conclusion des contrats. Mais cette garantie est étroitement liée à la problématique de la définition du prix-seuil, qui a pour objet de permettre le maintien de cette rémunération raisonnable pour les investisseurs qui avaient intégré une espérance de gains liée au plafonnement dans leur plan d'affaires, et qui fait l'objet d'un grief délicat d'incompétence négative - nous y reviendrons dans quelques instants. Par ailleurs, la réforme prive d'un rendement normal les capitaux investis par l'acquéreur d'un parc déjà construit lorsque le prix d'achat a été fixé en tenant compte du plafonnement figurant dans le contrat de complément de rémunération transféré.

Pose également une difficulté sérieuse la rétroactivité de la mesure, qui, promulguée le 16 août, s'est appliquée à compter du 1^{er} janvier 2022, sans que les producteurs n'aient pu, symétriquement, choisir de résilier rétroactivement leur contrat selon les conditions en vigueur avant la réforme. Les caractéristiques de la mesure se rapprochent, on l'a dit, des prélèvements de nature fiscale, et notamment, de la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité (c'est-à-dire l'imposition des « surprofits » enregistrés par les autres producteurs en 2002), mise en place par la loi de finances pour 2023, pour l'application du règlement européen. Mais la « petite rétroactivité » fiscale se fonde sur l'intervention d'un fait générateur au 31 décembre, ce qui n'est pas pertinent en matière contractuelle.

Ceci rejoint une autre critique des requérantes qui indiquent que la mesure contestée est susceptible de faire obstacle, ou, du moins, de rendre plus difficiles, les résiliations de contrat puisque celles-ci sont subordonnées au remboursement des aides déjà versées, et que la loi exclut de prendre en compte, à ce titre, les sommes versées au-delà du prix-seuil, c'est-à-dire les gains exceptionnels. L'argument nous semble sérieux surtout en tant que sont visés les

gains réalisés avant l'entrée en vigueur de la loi, dont les entreprises pouvaient anticiper qu'ils viendraient réduire le montant d'une future indemnité de résiliation. Pour les gains postérieurs, on pourrait estimer que les producteurs étaient en mesure de déterminer s'ils avaient intérêt à poursuivre l'exécution du contrat ou à le résilier, en tablant sur les futures recettes tirées du marché pour couvrir l'indemnité de rupture.

Une autre difficulté tient au caractère pérenne du dispositif contesté. Celle-ci ne pourrait se justifier que par l'assurance que le déplafonnement est effectivement cantonné à des gains susceptibles de se matérialiser uniquement dans le cadre de situations exceptionnelles, telle que celle que nous connaissons depuis la fin de l'année 2021. Reste que l'exposé des motifs de l'amendement gouvernemental justifie la pérennité du dispositif par la nécessité de faire face au maintien « durable » des prix de marché à un niveau élevé, ce qui semble inclure un retour à un fonctionnement normal du marché. Par contraste, les mesures de plafonnement de recettes prévues par le règlement européen du 6 octobre 2022 déjà mentionné pour la généralité des producteurs présentent un caractère temporaire limité aux années 2022 et 2023, la Commission ayant d'ores et déjà annoncé qu'elles n'étaient plus nécessaires et ne seraient pas reconduites.

Ajoutons, bien que le ministre s'en défende, qu'il est probable que la mesure porte préjudice à la confiance des investisseurs dans la filière des énergies renouvelables, dont on connaît l'importance pour atteindre les objectifs de la France en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Ce premier grief justifie donc, selon nous, que la question soit transmise au Conseil constitutionnel.

2. Le deuxième grief, invoqué par l'association FEE et la société TRR Energy, qui reprochent au législateur d'avoir renvoyé à un arrêté la fixation du prix seuil, sans définir cette notion ni préciser ses modalités de détermination, nous paraît également sérieux.

Le grief est, incontestablement, opérant dans la mesure où le prix-seuil détermine l'ampleur du déplafonnement, de sorte qu'une éventuelle incompétence négative affecterait par elle-même le droit au maintien des contrats conclus constitutionnellement garanti¹⁵.

On le sait, **l'incompétence négative** peut notamment résulter du renvoi explicite à un acte réglementaire sur une question relevant du domaine législatif ou de dispositions excessivement imprécises ou ambiguës. On relèvera que les dispositions relatives au plafonnement sont inscrites dans la partie réglementaire du code de l'énergie, à l'instar des règles de calcul du complément de rémunération et de ses modalités de versement. L'intervention du législateur se justifie, ici, à notre sens, du fait du caractère rétroactif de la

¹⁵ Selon la jurisprudence du Conseil constitutionnel, la méconnaissance par le législateur de l'étendue de sa compétence peut être invoquée à l'appui d'une QPC lors qu'elle « affecte par elle-même un droit ou une liberté que la Constitution garantit » (rédaction constante depuis la décision 2012-254 QPC, cons. 6)

mesure, qui modifie des contrats légalement conclus, y compris, d'ailleurs, pour une période révolue¹⁶.

Le ministre invoque la décision n° 2015-715 DC, dans laquelle le Conseil constitutionnel a écarté un grief d'incompétence négative résultant d'un renvoi au pouvoir réglementaire pour fixer les tarifs de certaines professions juridiques. Mais le législateur avait posé des critères précis en fixant le principe d'une tarification sur la base des coûts du service rendu assortis d'une rémunération raisonnable. Mentionnons également la décision n° 2020-861 QPC relative au plafonnement (pour l'avenir) des frais d'intermédiation pour la commercialisation des logements éligibles au dispositif « Pinel », où le Conseil constitutionnel a estimé que le législateur avait veillé à ce que ce plafond soit proportionné au prix de revient du logement, dont la définition relevait en tout état de cause du pouvoir réglementaire.

Au cas présent, force est de constater que la loi se borne à définir les effets du prix-seuil selon les trois *scenarii* que nous vous avons décrits, mais qu'elle ne définit pas à quoi correspond, concrètement ce prix-seuil.

Le contraste est saisissant par rapport aux dispositions législatives instituant la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité déjà évoquée, qui définissent de manière extrêmement détaillée l'ensemble des paramètres de calcul, ce qui s'explique, toutefois, par la nécessité pour le législateur de définir taux et assiette des impositions de toute nature.

Il ne nous semble pas absolument évident, par ailleurs, compte tenu de la complexité du mécanisme mis en place, d'affirmer que l'objet du prix-seuil se déduirait naturellement de l'économie générale du dispositif. Il faut, pour le comprendre, se référer aux travaux parlementaires, à savoir, l'exposé des motifs de l'amendement gouvernemental qui en est à l'origine et, surtout, au rapport du Sénat qui en précise la logique économique, telle que nous vous l'avons exposée tout à l'heure. Et encore certains parlementaires se sont-ils émus de l'absence de visibilité sur les effets de la mise en place d'un double plafond¹⁷.

Dans le silence du texte de la loi, ses travaux préparatoires constituent-ils un appui suffisamment solide pour encadrer l'action du pouvoir réglementaire, et pour permettre au juge de l'excès de pouvoir d'apprécier la légalité de l'arrêté attaqué ? A cet égard, nous nous interrogeons, notamment, quant à un possible décalage. La lettre de la loi n'exclut pas la fixation d'un prix-seuil unique, quelle que soit la filière concernée et la date de conclusion du contrat, et c'est ce à quoi a effectivement procédé l'arrêté attaqué. Or, le prix-seuil est défini, dans les travaux préparatoires, comme le scénario d'évolution des prix de marché tel que les producteurs pouvaient raisonnablement l'anticiper au moment de la conclusion de leur

¹⁶ La jurisprudence admet que les autorités de régulation puissent, dans le cadre de leurs pouvoirs réglementaires, imposer la modification de contrats en cours pour les périodes restant à courir si un motif d'intérêt général suffisant lié à l'impératif d'ordre public d'établissement d'une concurrence effective et loyale le justifie (11 juin 2014, n°s 363920 363949 365455, Société TDF et autres, aux tables ; 29 décembre 2021, Société Joul, n°s 437594 443328, aux tables).

¹⁷ V. l'intervention de Mme Rabault en première lecture du projet de loi à l'Assemblée nationale.

contrat, et nous doutons que ce scénario soit unique quelle que soit la date de signature du contrat. On relèvera, également, qu'à la différence du prix-seuil, le prix de marché de référence qui correspond au prix de gros observé sur le marché, est établi mensuellement par la CRE pour chacune des filières concernées (article R. 314-38 du code de l'énergie). S'y ajoute, enfin, la question déjà évoquée de l'ambiguïté du champ des situations visées par le dispositif – hausse des prix exceptionnelle ou hausse durable plus pérenne – qui est susceptible de jouer sur l'identification des trajectoires d'évolution des prix susceptibles d'être, ou non, regardées comme des anticipations raisonnables des producteurs.

3. Nous serons plus brève sur le troisième grief, uniquement invoqué par la société TTR Energy, et qui est tiré de la **méconnaissance des exigences constitutionnelles applicables aux lois de validation**.

Mais, même si l'existence d'une instruction donnée par le ministre à EDF-OA de suspendre l'exécution du plafonnement à compter du 1^{er} avril 2022 est avérée, nous pensons que la loi contestée n'a ni pour objet, ni pour effet de valider cette instruction.

PCMNC à ce que la QPC soulevée soit transmise au Conseil constitutionnel.