Peyraud, le 23 mars 2016

Commission européenne
State aid greffe
1049 Bruxelles

Par email : stateaidgreffe@ec.europa.eu

Concerne Lettre du 8 décembre 2015
(DG COMP/B2/NM/CB/mkl*2015/134973)
relative au dossier SA.36511 et au régime de soutien à la production d'électricité d'origine éolienne en France

1. L'association Vent de Colère – Fédération nationale (ci-après l' « Association ») vous remercie de votre lettre du 8 décembre 2015 (DG COMP/B2/NM/CB/mkl*2015/134973) indiquant que la Commission évalue actuellement tant l'arrêté tarifaire publié le 1er juillet 2014 que la réforme du soutien aux énergies renouvelables en France métropolitaine.

2. L'Association se réfère à sa plainte déposée le 31 juillet 2013 et complétée le 7 janvier 2014 dans le dossier SA.36511 dont certains éléments restent d'actualité et à la décision de la Commission du 27 mars 2014 (JOUE 3 octobre 2014, C 348, p. 78) (la « décision du 27 mars 2014 ») dans le même dossier.

3. Les nouvelles lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (*JOUE* 28 juin 2014, C 200, p.1), (ci-après, les « Lignes directrices ») sont applicables à partir du 1er juillet 2014, y compris aux projets de mesure lui ayant été notifiés avant cette date et dont l'examen est en cours (points 246 et 247). Par ailleurs, les Etats membres doivent en principe, sur base de l'article 108 1. TFUE mettre leurs mesures de soutien en conformité avec les Lignes directrices au 1er janvier 2016 et en tout cas s'ils apportent aux mesures de soutien en vigueur des modifications au sens de l'article 1 c) du règlement 659/1999) (point 250).

4. Dans le même temps, la Commission a ouvert le 13 novembre 2015 des enquêtes approfondies concernant d'une part le mécanisme de capacité en France (SA.39621) et d'autre part l'appel d'offre pour capacité supplémentaire en Bretagne (SA.40454).

5. La présente lettre aborde quatre points: (I) certains éléments de la situation à la date de la décision 27 mars 2014 restant d'actualité, (II) les carences de l'arrêté tarifaire éolien entré en vigueur le 1er juillet 2014, (III) les questions soulevées par les projets de décrets relatifs, respectivement, « *au complément de rémunération mentionné à*

l'article L.314-18 du code de l'énergie et à l'obligation d'achat mentionnée à l'article L. 314-1 du code de l'énergie » et « *définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie* » et (IV) l' enquête ouverte par la Commission concernant le mécanisme de capacité.

6. Chacun de ces quatre points confirme que le régime de soutien français à l'éolien ne contient ni n'envisage de véritable transparence, n'envisage pas d'exposition effective des opérateurs renouvelables aux prix de marché, ne fait pas correspondre le régime de soutien à des objectifs précis de réductions des émissions de CO2 et enfin ne permet pas de suivi et de contrôle effectifs.

7. Contrairement à leurs obligations et à leurs déclarations, les autorités françaises ne manifestent aucune intention d'adopter des mesures concrètes pouvant remédier à cette situation.

8. En matière de soutien, le principe du recours aux appels d'offres n'est pas à l'ordre du jour dans l'éolien terrestre. Au contraire, à la co-existence de plusieurs modes de rémunération s'ajoute la perspective de revenus complémentaires (prime heures négatives, accès sans risque de pénalité au mécanisme de capacité), renforçant d'autant l'effet d'aubaine.

9. En matière de fonctionnement, le projet de régime ne prévoit pas d'exposition réelle aux prix de marché (mais seulement une référence aux prix moyens) et n'aborde toujours pas la dépression des prix du marché résultant directement de l'intermittence.

10. En matière d'objectifs, aucune cible de réduction des émissions de CO2 résultant de la production d'électricité bénéficiant du régime de soutien n'est exprimée. Par ailleurs, les modifications du système de financement du régime (passage de la CSPE au budget de l'Etat) transforment le régime d'un guichet ouvert dans les limites de la CSPE à un financement public sans limite.

11. En matière de suivi et de contrôle du régime de soutien, non seulement les pouvoirs de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE », le régulateur national français) restent totalement sous-dimensionnés mais c'est Electricité de France («EDF ») qui dispose effectivement des données utiles malgré son manque évident d'indépendance doublé d'un conflit d'intérêt, EDF étant lui-même un opérateur éolien majeur sur le territoire français.

(I) SUIVI DE LA DECISION DU 27 MARS 2014

12. L'Association souhaite attirer l'attention de la Commission sur les questions restant en suspens à la suite de la décision du 27 mars 2014.

(a) Revenus additionnels à l'obligation d'achat

13. La décision du 27 mars 2014 évoque puis écarte l'existence d'un cumul des revenus de l'obligation d'achat avec le produit de la vente de « *garanties d'origine* » (points 115 et 123-124).

14. L'Association souligne toutefois que les informations contenues dans sa plainte concernaient en réalité les revenus retirés par les opérateurs éoliens de la vente de « ***certificats verts*** » par l'intermédiaire Observe'ER et des systèmes RECS (Renewable Energy Certification System) puis EECS (European Energy Certificate System). La plainte précisait de manière circonstanciée que de nombreux éléments de preuve démontraient que des « *certificats verts* » avaient été accessibles aux opérateurs éoliens français entre 2002 et 2012.

15. La plainte faisait explicitement la distinction entre d'une part les « *certificats verts*» dont les revenus entre 2002 et 2012 ont pu être cumulés par les opérateurs établis en France et d'autre part, les «*garanties d'origine* ».

16. Or, la décision du 27 mars 2014 n'aborde pas les revenus tirés de la vente de « *certificats verts* » sur la période 2002 – 2012 par les opérateurs éoliens établis en France et bénéficiant de l'obligation d'achat.

17. L'Association considère donc que les revenus de la vente de « *certificats verts* » et leur cumul avec les revenus tirés de l'obligation d'achat n'ont pas encore été pris en compte par la Commission. Cette question reste pertinente à l'examen tant de la mise en œuvre du régime de soutien actuel que de l'évaluation du régime à venir dans la mesure où le cumul de revenus porte sur la période 2002-2012.

(b) Suivi des coûts de production et prévention des risques de surcompensation

18. La décision du 27 mars 2014 relève que les autorités françaises d'une part procéderaient régulièrement à des études « *des coûts de référence de l'ensemble du secteur électrique* » et surveilleraient « *l'évolution de la courbe de progression de l'éolien* ». Il est de plus indiqué que les autorités françaises se seraient engagées « *à procéder à l'avenir à un suivi plus rapproché et plus précis de l'évolution de la courbe de progression de l'éolien et des coûts de production* » ce dont il était conclu qu'il s'agit de mesures « *aptes à prévenir les risques de surcompensation* » (point 134-135).

19. Deux années après la décision du 27 mars 2014, aucune des mesures annoncées ne semble avoir été prise. Ceci signifie que les autorités françaises loin de procéder à la correction des surcompensations, n'ont même pas mis en place les moyens supplémentaires promis et sensés permettre la mesure de telles surcompensations.

20. Comme cela avait été indiqué, les dispositions françaises prévoyant que *« les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées aux articles L. 121-7 et L. 121-8*». (Article L314-7 du code de l'énergie) n'ont pas été mises en œuvre alors même qu'il est incontesté que les coûts de production et d'investissement de l'industrie éolienne ont connu une baisse significative depuis 2001.

21. Dans d'autres décisions, la Commission a insisté sur le principe d'une révision annuelle. C'est par exemple le cas du régime de soutien approuvé en Roumanie (décision du 13 juillet 2011 (SA.33134) points 69 et 70 - le contrôle ayant été par la

suite encore renforcé comme l'indique la décision du 4 mai 2015 (SA.37177)). C'est également le cas du régime de soutien approuvé en Irlande (décision du 12 janvier 2012 (SA.31236), points 30, 31 et 33).

22. Il est indispensable de mettre en place des garanties similaires en France. Outre le rapport de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») du 17 avril 2014 ayant démontré l'existence de surcompensations sur base de données réelles, l'Association considère que les mesures promises par les autorités françaises – mais aujourd'hui manquantes – resteraient en tout état de cause trop imprécises et sujettes à interprétation. La condition de surveillance régulière des coûts et de la rentabilité des opérateurs éoliens devrait être remplacée par celle de mesure annuelle de ces paramètres. Cette nécessité est également discutée au point (III).

23. De ce point de vue et à titre d'exemple, les mesures de suivi prévues de la décision de la Commission du 10 décembre 2015 (SA.40713) concernant le régime de soutien à la production d'électricité à partir de gaz de mine (points 29 à 32) manquent également de transparence et d'adéquation et confirment les craintes de l'Association.

(II) ARRETE TARIFAIRE EOLIEN PUBLIE LE 1ER JUILLET 2014

24. Le Conseil d'Etat français a annulé l'arrêté tarifaire du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie éolienne à la suite de l'arrêt de la Cour de justice du 19 décembre 2013 dans l'affaire C-262/12. Les ministres de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et de l'économie, du redressement productif et du numérique ont pris un nouvel arrêté tarifaire en date du 17 juin 2014 « *fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre* » publié au journal officiel de la République française du 1er juillet 2014 (n° 150, p.10827) (l' « arrêté tarifaire 2014 ») .

(a) absence de notification à la Commission européenne

25. L'arrêté tarifaire 2014 a été adopté sans mettre en œuvre la procédure de notification préalable à la Commission et se réfère à la décision du 27 mars 2014. Cette dernière prévoyait pourtant que « *les projets tendant à refinancer ou à modifier ce régime doivent lui être notifiés conformément aux dispositions du règlement (CE) n°794/2004 de la Commission du 21 avril 2004 concernant la mise en œuvre du règlement (CE) n°659/1999 du Conseil portant modalités d'application de l'article 93 [désormais 108] du traité CE (JO L 140, 30 avril 2004, p.1)* » (second paragraphe de la Conclusion, p. 31).

26. Or, l'arrêté tarifaire de 2008 visé par la décision du 27 mars 2014 et l'arrêté tarifaire 2014 ne sont pas identiques de plusieurs points de vues.

(i) modification des caractéristiques du régime de soutien à la production éolienne

27. Dans sa délibération susvisée du 28 mai 2014, visée par l'arrêté attaqué, la CRE a précisé, au point 3.3, que « *les formules d'indexation des tarifs prévues par le projet d'arrêté font*

référence à l'indice du coût du travail ICHTTS1 [Indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques] et à l'indice des prix à la production PPEI [Indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français)], tous deux publiés par l'INSEE. / Ces indices ne sont plus publiés par l'INSEE et ont été respectivement remplacés par l'indice révisé ICHTrev-TS et l'indice FM0ABE0000. Il conviendrait donc de mettre à jour les références correspondantes dans l'arrêté tarifaire ».

28. Tenant compte de cette remarque, l'arrêté tarifaire 2014 est différent du projet soumis à la CRE en tant qu'il n'a pas conservé, dans les formules d'indexation des tarifs, les indices qui figuraient dans le projet de nouvel arrêté tarifaire (comme dans les arrêtés tarifaires annulés de 2008). La décision du 27 mars 2014 fait référence aux formules d'indexation des tarifs définies à partir des anciens indices INSEE (point 27), et non pas aux indices figurant dans le nouvel arrêté tarifaire.

29. Ces différences ne permettraient pas de considérer que les arrêtés de 2008 et celui de 2014 sont différents au point de justifier une notification préalable à la Commission européenne si les anciens indices et les nouveaux étaient identiques. Mais, ils ne le sont pas.

30. Depuis le premier trimestre 2013 en particulier, le crédit d'impôt compétitivité emploi (CICE) intervient dans le calcul de l'indice du coût du travail au titre de subvention au bénéfice de l'employeur – utilisés par ceux qui ont besoin d'indicateurs de coût du travail dans une clause d'indexation. Le nouvel indice ICHTrev-TS a ainsi remplacé l'ancien indice ICHTTS1.

31. Le taux de CICE est passé de 4 % à 6 % de la masse salariale inférieure à 2,5 Smic au 1er janvier 2014. Comme l'indice ICHTrev-TS est un indice lissé sur une période de quatre trimestres, l'effet du passage à 6 % du taux du CICE sur l'évolution de l'indice s'est étalé sur l'ensemble de l'année 2014. De ce fait, le nouvel indice ne saurait être identique au précédent.

32. Il en va de même pour l'ancien indice PPEI.

33. À compter de mars 2009, les indices de prix de l'industrie et des services aux entreprises ont été exprimés en CPF révision 2 de 2008, base et référence 2005. A cette occasion, la nomenclature des indices a été modifiée pour s'accorder aux nomenclatures internationales. L'indice PPEI est devenu l'indice FM0ABE0000. Le coefficient de raccordement est de 1,064 (modification de juin 2009 suite à une erreur d'INSEE lors du changement de nomenclature en avril 2009). La valeur de l'ancienne série est égale à la valeur de la nouvelle série × le coefficient de raccordement (1,064).

34. A titre d'exemple, la valeur PPEI d'octobre 2008 dans la nouvelle série est de 112,2. L'application de la formule de calcul de raccordement ci-dessus donne la valeur dans l'ancienne série: 112,2 x 1,064 = 119,4. C'est donc cette valeur de 119,4 qui sera à utiliser si on doit faire un calcul avec la valeur de PPEI du mois d'octobre 2008.

35. Une fois de plus, on constate que l'ancien et le nouvel indice sont distincts.

36. Le Conseil supérieur de l'énergie a, d'ailleurs, constaté au cours de sa séance du 4 juin 2014 au terme de laquelle il a rendu un avis visé par l'arrêté tarifaire 2014 que le projet de

nouvel arrêté était identique aux précédents (annulés) « *sauf pour les coefficients K et L permettant de calculer les niveaux d'indexation des tarifs qui ont été actualisés* ».

37. Voici pourquoi la décision du 27 mars 2014 ne peut s'appliquer à l'arrêté tarifaire 2014 lequel aurait dû faire l'objet d'une nouvelle procédure de notification préalable en raison des indices nouveaux sur la base desquels les formules d'indexation des tarifs sont définies.

(ii) modification du financement du régime de soutien à la production éolienne

38. L'arrêté tarifaire 2014 se réfère indirectement (par le biais du décret 2001-410) à l'article 5 de la loi 2000-108 et à la règle selon laquelle la compensation des charges de service public résultant de l'arrêté tarifaire au profit des opérateurs qui les supportent « *est assurée par des contributions dues par les consommateurs finals d'électricité installés sur le territoire national* » (point I, dix-septième phrase de l'article 5). La description ci-dessus est essentiellement reprise par la décision de la Commission européenne du 27 mars 2014, « [l]*e surcoût* (…) est *supporté par les acheteurs obligés et compensé par la contribution au service public de l'électricité (« CSPE »)* » (point 9 ainsi que points 19 et 161).

39. Or cette présentation ne correspond pas à au financement en place à la date de l'arrêté tarifaire 2014 et, au minimum, ne constitue pas une description complète du financement du régime d'obligation d'achat.

40. A la date d'adoption de l'arrêté tarifaire 2014, la CSPE ne suffisait plus au financement du régime de soutien et nécessitait déjà l'intervention du budget de l'Etat.

41. Le communiqué de presse du 14 janvier 2013 des ministères de l'économie et des finances et de l'écologie, du développement durable et de l'énergie avait certes dans un premier temps indiqué que les « *augmentations à venir* [de la CSPE] *permettront par la suite de résorber progressivement le manque à gagner* ».

42. Toutefois et contrairement à cette annonce, les augmentations de la CSPE sont restées limitées au minimum imposé par la loi (par défaut) et le déficit de financement du régime de soutien a continué de se creuser. La CRE estimait que le déficit de la CSPE se situait au 31 décembre 2013 à plus de 5,2 milliards d'euros (délibération du 15 octobre 2014 sur la CSPE, point 9, dernier paragraphe, page 9).

43. A la date d'adoption de l'arrêt tarifaire 2014, ce n'est donc plus la CSPE qui assurait le financement du régime de soutien mais bien la CSPE <u>complétée par</u> le budget général de l'Etat.

44. Cette situation résultait tout d'abord de l'octroi de 627 millions d'EUR à EDF pour « *coûts de portage* » par un arrêté ministériel 18 septembre 2014 (sur base de l'article 59 de la Loi de finance rectificative pour 2013 du 29 décembre 2013) financés par le budget général de l'Etat.

45. Par la suite, la loi de finance rectificative 2015-1786 du 29 décembre 2015 a formalisé la transformation du financement du régime de soutien (article 5). Selon ces dispositions, le financement du régime de soutien à l'éolien ne repose plus sur la CSPE mais est composé de la taxe intérieure de consommation finale d'électricité (TICFE), intégrée au budget général de l'Etat, et d'une partie du produit de la taxe carbone.

46. Les autorités françaises en laissant inchangée la règle de compensation intégrale des surcoûts liés à l'obligation d'achat tout en ne procédant pas aux augmentations adéquates de la CSPE, avaient effectivement procédé à la date de l'arrêté tarifaire 2014 à la mise en œuvre d'un nouveau système de financement du régime éolien.

47. La Cour de justice a considéré que lorsqu'il existe un lien d'affectation contraignant entre une mesure et son financement, comme c'est le cas en l'espèce entre la CSPE (ou maintenant la TICFE et la taxe carbone) et l'obligation d'achat, le mode de financement de la mesure fait partie intégrante de l'aide d'Etat (arrêt du 21 octobre 2003, *van Calster e.a.*, C-261/01 et C-262/01, point 51).

48. Il en résulte qu'en modifiant le financement de l'obligation d'achat, qui dès 2013, n'était plus limité à la seule CSPE mais comprenait le budget général de l'Etat, tout d'abord sous forme de garantie puis dès 2014 de paiements directs, les autorités françaises devaient procéder à une notification modificative du régime de soutien et de son mécanisme de financement.

49. Par ailleurs, une notification devait avoir lieu du fait de l'obligation de notifier les modifications d'un régime d'aide conduisant à une augmentation de son budget de plus de 20%. En effet, l'absence de budget initial ne permet pas de savoir si la variation du budget suite aux modifications présentées plus haut sera supérieure ou inférieure à 20%.

(iii) Nouvelles lignes directrices 2014-2020

50. En conséquence de ce qui précéde l'arrêté tarifaire 2014 devait également respecter dès l'origine les Lignes directrices de la Commission dont le Gouvernement français avait connaissance dans leur version finale depuis le 9 avril 2014. Les nouvelles lignes directrices prévoient qu'elles s'appliqueront « *à compter du 1er juillet 2014* » et que « *la Commission appliquera les présentes lignes directrices à <u>toutes les mesures d'aides notifiées sur lesquelles elle est appelée à statuer après leur entrée en vigueur</u>* », c'est-à-dire à compter du 1er juillet 2014 (pts 246 et 247).

51. L'arrêté tarifaire 2014 entrant en vigueur le 2 juillet 2014, c'est donc en fonction des nouvelles Lignes directrices que sa compatibilité à l'article 107 TFUE devait être évaluée. Le fait que l'arrêté attaqué aurait dû être notifié à la Commission européenne en tant que projet dès le mois de juin 2014 est sans influence sur ce point puisque la Commission aurait également appliqué les nouvelles lignes directrices à tout projet ou modification de mesure soumis à son examen au 1er juillet 2014

<u>(b) absence de motivation et contradiction à la directive 2009/72</u>

52. Outre les règles d'aide d'Etat, l'arrêté tarifaire 2014 doit également être considéré comme contraire à la directive 2009/72 en ce qu'il a été adopté en contradiction avec l'avis motivé de la CRE, c'est à dire l'autorité de régulation nationale prévue par cette directive, et sans que soit prévues les mesures d'accompagnement adéquates permettant à l'autorité de régulation de satisfaire à ses obligations selon la directive 2009/72.

53. Ce défaut de motivation et de mesures d'accompagnement de l'arrêté tarifaire 2014 s'impose au regard de l'article 3 de la Directive 2009/72 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JOUE, L 211 du 14 août 2009, p. 55).

54. En outre, depuis l'adoption de l'arrêté tarifaire 2014 et malgré les risques précis identifiés dans son avis défavorable, la CRE n'est en mesure ni de vérifier si les risques identifiés se sont matérialisés, ni, le cas échéant, d'y remédier, alors même qu'il s'agit de sa mission principale telle que prévue par les articles 35 à 37 de la Directive 2009/72.

55. La question est donc de savoir comment une mesure de service public de l'énergie adoptée hors de tout contrôle effectif, tant *a priori* qu'*a posteriori*, de l'autorité nationale de régulation chargée de la transparence, de la concurrence et de l'efficacité du marché et en dépit d'un avis défavorable de ladite autorité, peut être regardée comme étant compatible avec les articles 35 à 37 de la directive 2009/72.

56. Dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité, toute obligation de service public introduite par un Etat membre doit être transparente et non-discriminatoire (article 3 2. de la directive 2009/72). Dans ce contexte, les autorités nationales de régulation sont chargées d'assurer une concurrence effective, le fonctionnement efficace du marché et sont habilitées à demander aux distributeurs de modifier leurs conditions d'achat (articles 36 et 37 de la Directive 2009/72).

57. La Cour de justice de l'Union européenne s'est déjà prononcée sur le fait que la directive 2003/54, à laquelle la directive 2009/72 a succédé en reprenant et développant ses dispositions pertinentes, avait « *été adoptée en raison des lacunes subsistant pour parvenir à la création d'un marché intérieur de l'électricité après la mise en œuvre de la directive 96/92* » et que l'« *objectif de la directive 2003/54 est donc d'améliorer le fonctionnement de ce marché* » (arrêt du 22 mai 2008, *Citiworks AG*, C-439/06, point 38). La Cour a également ajouté que selon « *le cinquième considérant de la directive 2003/54, l'un des principaux obstacles à l'achèvement d'un marché intérieur opérationnel et compétitif est lié à des questions d'accès au réseau, de tarification et de diversité des degrés d'ouverture des marchés entre les États membres.* » (arrêt *Citiworks, op.cit.,* pt 39).

58. Par ailleurs, selon une jurisprudence constante, la Cour de justice considère que « *si la transposition d'une directive n'exige pas nécessairement une reprise formelle et textuelle des dispositions de celle-ci dans une disposition légale expresse et spécifique et peut se satisfaire d'un contexte juridique général, il est cependant nécessaire que ce contexte juridique soit suffisamment clair et précis pour que les bénéficiaires soient mis en mesure de connaître la plénitude de leurs droits et, le cas échéant, de s'en prévaloir devant les juridictions nationales* » (voir arrêt du 29 octobre 2009, *Commission c/ Belgique*, C-474/08, pt 19 et la jurisprudence citée).

59. Toute autorité nationale de régulation doit fixer ou approuver « *suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir* » les prix de distribution et les prix aux consommateurs finals (article 3, 3. troisième phrase et 37, 6. première phrase lus ensemble). Il est notamment

prévu que le service universel accessible aux consommateurs finals individuels comprend « *des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents* » (article 3, 3. première phrase). Or l'obligation d'achat et le régime de soutien font, en tant que service public de l'électricité, partie du service universel.

60. Outre les précédents développements concernant les objectifs de la directive 2003/54 dans l'arrêt *Citiworks*, la directive pose le principe que les compétences des autorités nationales de régulation doivent respecter des normes minimales communes à tous les Etats membres (voir notamment considérant 15 et article 23 1. devenus, respectivement en substance le considérant 36 et les articles 35 4. et 37 4. b)) de la directive 2009/72).

61. Or, il est constant que la CRE, c'est-à-dire l'autorité nationale de régulation française, a souligné de manière récurrente l'absence de transparence et les risques pour la concurrence, des arrêtés successifs fixant les conditions tarifaires de l'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie éolienne.

(III) PROJET DE DECRET COMPLEMENT DE REMUNERATION

62. A la suite de l'adoption de loi 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les autorités françaises ont rendu public notamment deux projets de décrets concernant d'une part les conditions et le régime de complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie (obligation d'achat avec complément de rémunération) et d'autre part les caractéristiques des installations bénéficiant du complément de rémunération et de l'obligation d'achat (sauf indication contraire, le « projet de decret » renvoie au projet de décret relatif au complément de rémunération).

63. Le texte du projet de décret complément de rémunération a lui-même fait de plusieurs modifications significatives au cours des sept derniers mois. La dernière version publique du projet de décret semble être accessible ici : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Complement_de_remuneration_contenu_decret_projet.pdf

64. La CRE qui a rendu une délibération sur ces projets de textes le 9 décembre 2015 (disponible ici : http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/projet-de-decret2) préconisant le retrait ou l'adaptation de plusieurs parties des projets. Outre les commentaires détaillés de la CRE auxquels l'Association souscrit, les projets appellent les observations suivantes.

65. Il faut souligner que le projet de décret ne permet pas une évaluation précise du régime de soutien envisagé dans la mesure où de nombreux éléments devront être déterminés par des arrêtés de mise en œuvre.

66. Il s'agit en particulier des arrêtés tarifaires par filière prévus à l'article 21 du projet de décret et dont aucun projet n'est actuellement disponibles. Ces arrêtés à venir doivent notamment porter sur les informations à fournir par les bénéficiaires, les caractéristiques des rémunérations et les exigences techniques. Il est donc

excessivement difficile d'avoir une estimation précise du projet de décret sans avoir connaissance de ces paramètres.

67. A ceci s'ajoute l'imprécision du mécanisme de financement que les modifications successives rendent moins transparent et dont le budget reste inconnu (comme également relevé au point (II)).

68. L'obligation de coopération loyale et de bonne foi prévue par l'article 4 3. TUE devrait conduire la Commission à exiger une plus grande transparence des autorités françaises, et en particulier la possibilité d'examiner ensemble, pour chaque filière, le projet de décret et le projet d'arrêté tarifaire correspondant.

(a) coexistence de trois régimes tarifaires éoliens

69. La disposition la plus problématique du projet de décret complément de rémunération est l'existence conjointe de trois régimes de soutien, tout d'abord, les appels d'offres, ensuite l'obligation d'achat et enfin le complément de rémunération. Cette coexistence comporte un effet d'aubaine flagrant et paraît incompatible avec les Lignes directrices quel que soit le raisonnement.

70. Cette coexistence de tarifs de soutien est en outre incompatible avec les Lignes directrices qui posent le principe du recours par défaut aux appels d'offres pour le soutien aux énergies renouvelables.

71. De plus, l'exemption prévue par le point 125 des Lignes directrices concernant les installations éoliennes de « *3 MW ou de 3 unités de production* » suppose tout de même un régime distinct et non la coexistence de deux régimes pour une même situation. Le projet de décret ne fait d'ailleurs aucune référence aux critères du point 125 des Lignes directrices.

72. Le complément de rémunération est non seulement ouvert aux installations nouvelles (article 1 1°) mais également, aux installations existantes (article 1 3°). De plus, le projet de décret prévoit non seulement la possibilité d'opter pour l'une ou l'autre forme de rémunération mais semble permettre également de revenir au choix initial et offrir de fait une garantie d'alignement sur le prix de soutien le plus élevé ce qui revient à étendre à toute la filière le plus haut niveau de prix et donc l'effet d'aubaine.

73. En particulier, aucun élément ne permet de comprendre pourquoi l'éolien terrestre ne recours pas systématiquement à un soutien par le biais d'appels d'offres, comme cela est le cas pour l'éolien off-shore

(b) structure du complément de rémunération

74. Le complément de rémunération tel qu'il est structuré ne constitue pas une véritable exposition au marché des opérateurs renouvelables, notamment du fait que la référence utilisée est le prix moyen défini dans le projet de décret et non le prix réel du marché à un moment donné.

75. Plus généralement l'absence de prise en compte de l'effet de l'intermittence sur les prix de marché reporte sur les autres producteurs l'ajustement et la perte économique en fonction de l'intermittence et sans compensation de ces derniers.

76. Dans le même temps les consommateurs font face à des prix de vente au détail en progression constante – en particulier du fait des régimes de soutien- et sans contrôle transparent de l'adéquation et de la proportionalité des moyens financiers mis en œuvre dans le but allégué d'une réduction des emissions de CO2.

77. Les règles visant à encadrer le fonctionnement du complément de rémunération et à éviter les surcompensations les plus manifestes devraient être renforcées, comme le demande la CRE.

(c) droit au prolongement du régime de soutien

78. Les articles 17-20 et 51 du projet de décret ouvrent la possibilité d'un renouvellement du contrat d'achat, c'est à dire l'extension d'un soutien financier au-delà de la période de quinze années prévue par le régime de soutien actuel. La possibilité d'une telle extension de régime de soutien renforce l'effet d'aubaine du régime de soutien dans son ensemble.

(d) modalités des appels d'offres concernant l'éolien terrestre

79. Si le projet de décret fait référence à la possibilité d'appels d'offre pour des capacités futures, cette alternative reste à la discrétion des autorités. Les appels d'offres ont jusqu'ici été très peu utilisés en France, malgré les recommandations constantes de la CRE sur ce point.

80. Or les Lignes directrices prévoient qu'à partir du 1er janvier 2017 la mise en concurrence est de rigueur (point 126). Il devrait être précisé explicitement dans les textes français qu'à partir du 1er janvier 2017 c'est bien la procédure d'appel d'offre qui est applicable par défaut.

81. Tant les exemptions prévues par le point 126 que celle du point 127 des Lignes directrices ne devraient être disponibles que sur base de justifications objectives et préalablement connues.

(e) soutien à la production en cas de prix négatifs ou faibles

82. Les Lignes directrices prévoient que les régimes de soutien aux renouvelables ne doivent pas conduire à encourager la production d'électricité à des prix négatifs (point 124).

83. Ce raisonnement est repris à l'article 32 du projet de décret mais son principe est immédiatement amoindri par la possibilité de dérogations par le biais des arrêtés spécifiques à chaque filière accordant « *une prime* » si un certain nombres d'heures à prix négatif est dépassé au cours d'une année. Cette disposition constitue une

protection supplémentaire des opérateurs renouvelables de la réalité économique du marché de l'électricité – alors qu'il s'agit d'un objectif majeur des Lignes directrices.

84. La problématique du soutien à la production en situation de prix négatifs est transposable aux situations de prix de marché proches de zero ou nettement inférieurs aux prix de revient moyens des producteurs. L'impact des producteurs renouvelables intermittents n'est toujours pas pris en compte alors que les conséquences de leur accès prioritaire au réseau sont un fait connu.

85. Les producteurs restent donc protégés des variations de prix de marché par la référence à un prix moyen et alors même que l'intermittence est une cause importante d'instabilité des prix.

(f) garanties de capacité

86. L'article 33 du projet de décret pose également le principe de la déduction (de la valorisation) des garanties de capacité du montant la subvention à la production. Toutefois le projet de décret n'aborde pas les questions qui surviennent à la lecture de la décision de la Commission concernant le mécanisme de capacité (notamment les points 58, 153, 187, 207 ainsi que 209 – voir discussion dans la partie IV ci-dessous).

(g) suivi du régime de soutien par la CRE

87. Dans sa délibération du 9 décembre 2015, la CRE accueille favorablement les obligations de suivi des opérateurs (article 37) mais relève l'accès aux données précises de coûts de chaque producteur est formulée de manière trop vague et propose d'établir une obligation systématique la communication des informations par les opérateurs (point 8.1 de la délibération).

88. La CRE note que les opérateurs n'ont pas coopéré de manière satisfaisante à la collecte de données dans le passé. Ceci indique que les opérateurs semblent se considérer dans une situation d'impunité en cas de refus de communication de leur données. Mais ce commentaire de la CRE souligne également à quel point ce ne sont pas les autorités françaises qui ont mis en place <u>un système de suivi</u>, alors qu'elles s'y étaient engagées envers la Commission, mais bien la CRE qui a pris une initiative ponctuelle de mesure des coûts réels de la filière.

89. Par ailleurs, les dispositions envisagées par le projet de décret reviendraient à confier uniquement à EDF, qui constitue par ailleurs un opérateur éolien majeur et donc en situation de conflit d'intérêt, un accès immédiat et sans restriction aux données réelles de production.

90. Enfin il faut relever que le projet de décret ne prévoit l'accès de la CRE qu'aux seules données <u>agrégées</u> de production (article 36 3° du projet de décret) ce qui limite d'autant plus sa capacité de contrôle du fonctionnement du régime de soutien.

91. De tous ces points de vue, les insuffisances en matière de suivi du régime de soutien restent des questions ouvertes.

(IV) PROCEDURES D'ENQUÊTE EN COURS

92. Tout en concentrant son propos sur les énergies renouvelables et sur la décision de la Commission ouvrant une enquête formelle sur le mécanisme de capacité, l'Association souhaite attirer l'attention de la Commission sur la nécessité d'envisager le mécanisme de capacité dans son ensemble, y compris en tenant compte des questions soulevées dans l'affaire C-543/15, *Anode c Premier ministre et autres* actuellement devant la Cour de justice, concernant le mécanisme de capacité et le principe de libre circulation.

93. La participation des énergies renouvelables intermittentes au mécanisme de capacité contredit les critères du point 232 des Lignes directrices. Aucun argument n'est mis en avant pour expliquer comment une source intermittente pourrait « *contribuer de manière effective* » au problème d'adéquation des capacités au sens de cette disposition des Lignes directrices.

94. Comme le relève la décision d'ouverture de l'enquête sur le mécanisme de capacité, le calcul de la participation des énergies intermittentes dont l'éolien, au mécanisme de capacité semble prévoir un choix entre un régime générique et un régime alternatif (point 58 de la décision d'ouverture mécanisme de capacité). De ce point de vue, le fait que le mécanisme alternatif réservé aux énergies renouvelables intermittentes « *neutralise* (…) *les aléas affectant la source primaire* » et qu'il n'existe « *pas de contrôle de disponibilité* » ou de « *règlement des écarts liés* » paraît contradictoire avec le principe même d'un mécanisme de capacité tel que le prévoit les Lignes directrices (voir également le point 153 de la décision mécanisme de capacité).

95. Il devrait être confirmé avec précision et transparence d'une part dans quelle mesure l'option de « *traitement non-risqué* » (sans pénalité) auquel il est fait référence aux points 187 et 207 de la décision mécanisme de capacité ne confère pas d'avantages aux énergies intermittentes et d'autre part comment la diminution des subventions (le non-cumul des revenus) visée au point 209 fonctionnerait en pratique. L'Association note également que la satisfaction de l'obligation de transparence pose question (point 210).

96. Cette problématique de rémunération des opérateurs d'énergies renouvelables intermittentes par le mécanisme de capacité et sans pénalité rejoint deux autres questions soulevées plus haut : <u>d'une part</u> l'absence d'exposition réelle aux prix de marché qui constitue à la fois une protection supplémentaire des opérateurs renouvelables et <u>d'autre part</u> l'effet d'aubaine renforcé que constitue la prime qui pourra être obtenue au-delà d'un nombre d'heures (non-précisé) de prix négatifs.

97. Sur ces trois points, il semble y avoir à la fois une rémunération en partie excessive et en partie indue et un cumul de fait avec le régime de soutien à la production (obligation d'achat ou complément de rémunération).

98. Cette situation met également en doute de l'affirmation des autorités françaises (point 209 de la décision mécanisme de capacité) selon laquelle les recettes tirées du

mécanisme de capacité au bénéfice des opérateurs renouvelables seront réellement et entièrement déduites des subventions de soutien à la production et ce dans des conditions transparentes, effectives et vérifiables.

Pour Vent de Colère Fédération Nationale !

Le président

Daniel Steinbach.