cérémé

L'ÉNERGIE DE LA RAISON

CONSULTATION DE L'UNION EUROPÉENNE SUR LA RÉFORME DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

RÉPONSE DU CÉRÉMÉ

10 FEVRIER 2023

CONTEXTE

La Commission envisage de mettre en œuvre rapidement et de manière permanente des mesures pour rendre le marché de l'électricité plus résilient et de réduire l'incidence des prix du gaz sur les factures d'électricité tout en soutenant la transition énergétique.dans le contexte de crise énergétique actuel et au-delà.

Elle a lancé une consultation publique, à laquelle le Cérémé a souhaité répondre, pour soutenir ses travaux.

PRESENTATION CEREME

A quelle catégorie appartenez-vous ?

Réponse : (k) groupe de réflexion (think tank)

Le Cérémé – Cercle d'Etude Réalités Ecologiques et Mix Energétique - est un think tank créé en mars 2020. Il s'est fixé pour mission sociale d'alerter l'opinion publique et les responsables politiques sur les enjeux fondamentaux associés à la stratégie de la France et de l'Union européenne à l'égard du mix énergétique, et de convaincre les décideurs de la nécessité de systématiser une approche rationnelle et mesurable : l'énergie de la raison.

Susciter des débats et les réflexions propres à enrichir et à faire vivre une approche effectivement rationnelle est le moyen d'action privilégié par le Cérémé, qui à ce titre participe régulièrement aux consultations du public lancées par la Commission européenne.

INTRODUCTION GENERALE

Au-delà du cadre étroitement formaté du questionnaire, le Cérémé souhaite exposer quelques considérations générales sur l'organisation du marché européen de l'électricité.

1. Au sujet du Market Design :

L'objectif de résultat européen est d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Les moyens de production d'électricité pour y arriver sont nécessairement tous les moyens « bas carbone ». Il est donc étonnant que ce questionnaire traite essentiellement des ENR intermittentes et des PPA.

Il est non moins étonnant que soient passés sous silence les autres moyens de production bas carbone que sont le nucléaire et l'hydraulique.

Le Cérémé recommande de remplacer partout le terme « EnR » par le terme « bas carbone ».

2. La Sécurité d'alimentation/ approvisionnement des consommateurs européens doit être une des priorités des travaux de l'Union européenne et du futur Market design.

Pour cela, il faut autant parler du passage de la pointe de consommation en GW disponibles pour la pointe que des besoins en énergie en GWh.

Pour leurs prévisions, les différents pays européens retiennent une disponibilité de l'éolien de 5 % de la puissance installée et pas plus, quant au solaire il s'agit au mieux de 1% sur le plateau de consommation de la matinée en hiver ! Comment garantir dans ces conditions le passage de la pointe en toute sécurité ?

On ne voit pas ce point évoqué dans la consultation et le questionnaire proposé. A l'évidence c'est une erreur à corriger.

3. Le stockage d'électricité est évoqué comme une solution possible. Mais comment peut-on stocker de l'électricité en quantité suffisante, à un prix raisonnable et sans abîmer l'environnement ?

3.1 les batteries sont pleines de métaux lourds qui sont très mauvais pour l'environnement et pour lesquels l'UE est très dépendante de la Chine pour leur approvisionnement.

3.2 Les batteries consomment beaucoup de surface au sol pour atteindre des GWH en quantité suffisante (cf. l'expérimentation RINGO de RTE)

3.3 Les sites possibles pour des STEP (usines de pompage hydraulique) sont déjà fortement équipés en Europe

3.4 Le stockage via de l'hydrogène vert sera peut-être possible pour des quantités qui resteront probablement loin des besoins réels de l'ensemble de l'union européenne.

En outre le prix d'accès à cet hydrogène vert est, vu d'aujourd'hui pour les années 2030 à 2040, au moins quatre fois celui de l'hydrogène produit aujourd'hui par reformage.

3.5 Ce point de la compétitivité du stockage d'électricité via de l'hydrogène vert reste un point crucial, qui ne permet pas à ce jour de garantir un stockage performant. Pour mémoire, on fait de l'hydrogène vert avec des moyens bas carbone avant de le retransformer en électricité !!!

4. Marché de gros et Marché de détail :

Il est nécessaire de déconnecter le marché de gros des marchés de vente aux consommateurs finals de

chacun des pays de l'UE, compte tenu des grosses différences des mix énergétiques de chacun des pays. Le coût marginal du marché de gros européen ne représente pas le prix de revient moyen des producteurs dans chaque pays, et l'utiliser comme indicateur pour définir le prix de vente aux consommateurs finals fait subir à ceux-ci tous les aléas du système électrique européen, avec des hausses brutales et des baisses brutales.

En outre, ce prix marginal du marché est un très mauvais indicateur pour favoriser les investissements nécessaires au bon fonctionnement du système électrique : les ENRi tirent ce prix vers le bas, à cause de leurs coûts d'exploitation bas, une partie du temps, ce qui dissuade tout investisseur de réaliser des investissements.

Les moments de tension sur le marché qui conduisent à des prix très élevés arrivent de manière aléatoire, le plus souvent pour des causes externes, pour des durées aléatoires non prévisibles, irrésistibles, de durée variable.

Ils ne permettent pas de rentabiliser un éventuel investissement, sauf via des subventions massives des États, comme en profitent les ENRI.

Proposition de quelques principes directeurs :

4.1. Le marché de gros doit rester un marché des échanges entre grands opérateurs de production pour ajuster les productions respectives.

Il ne doit pas être un outil permettant à des petits courtiers imprévoyants d'optimiser leurs coûts et leurs bénéfices, sans obligation de livrer à leurs clients ce qu'ils ont promis et contractualisé.

Plusieurs petits fournisseurs ont ainsi fait faillite en 2021 et 2022 pour leur imprévoyance, abandonnant leurs clients petits et grands (l'Etat français…) sans livraison et avec des contrats ainsi rompus sans préavis.

4.2. Le prix de vente aux consommateurs doit refléter le prix de développement des moyens de production futurs et en fonction du mix énergétique de chaque opérateur choisi par le client, dans chaque pays, en fonction de la courbe de charge du client et avec la marge qui lui convient.

5. Les contrats de Programmation Pluriannuels : Pourquoi les PPA avec des renouvelables devraient-ils améliorer le fonctionnement du marché d'électricité ?

Les PPA sont des ventes d'énergie, non horodatées. Ils ne prennent pas en compte la courbe de charge de celui qui contractualise. Celui-ci doit donc conclure un autre contrat avec un opérateur ayant la flexibilité de lui fournir la puissance nécessaire lors des aléas de la production de ces renouvelables. Avec le risque de surinvestissements bien inutiles pour compenser ce type de situation.

Il est clair que les renouvelables ne sont pas présents au moment des besoins les plus importants du système électrique et des consommateurs finaux :

+ le taux de disponibilité des équipements éoliens est notablement inférieur, aux périodes de grand froid et de vagues de chaleur l'été, au taux moyen annuel annoncé (5% versus 22- 25%). On ne peut donc pas compter sur eux à ces moments-là.

+ en énergie, ils produisent davantage quand on en a moins besoin.

+ quant au solaire, il est absent à toutes les pointes d'hiver puis qu'il n'y a pas de soleil avant 9h le matin et après 17h en hiver.

Les renouvelables n'ont pas de fiabilité corrélée aux besoins des consommateurs et obligent les opérateurs à garder des moyens de production pilotables, le plus souvent au gaz, ce qui ne correspond en aucune façon à l'objectif de résultat que s'est fixée l'Union européenne.

Alors, pourquoi ce questionnaire de l'Union européenne est-il à plus de 50 % consacré à ces ENR et aux PPA ?

6. Temporalité

Il est clair qu'au cours des 30 ans à venir il y aura des évolutions technologiques et des besoins d'énergie qui pourraient avoir un fort impact sur le mix électrique souhaitable en 2050. Il faudra donc régulièrement adapter et mettre à jour les prévisions de consommation et les caractéristiques techniques et de coût des différentes énergies .

Selon les énergies elles-mêmes, la temporalité diffère fortement : 10 ans pour construire et mettre en route un réacteur nucléaire (avec espoir de gagner du temps pour viser 8 ans) qui durera de 80 à 100 ans. Tandis que les éoliennes, et les centrales thermiques qui les complètent, (principalement à gaz ou charbon), sont opérationnelles plus rapidement, mais ont une durée de vie de 15 à 18 ans seulement. L'accélération de leur développement semble une mauvaise réponse au vrai problème du vieillissement des parcs éoliens.

DE LA NECESSITE D'UNE REFLEXION ELARGIE ET PRELABLE SUR LES SPECIFICITES DU BIEN ELECTRICITE

L'électricité n'est pas un bien ou un service comme un autre : n'étant pas stockable, l'équilibre doit être assuré en temps réel entre production et consommation, en régulant la demande instantanée par le biais des tarifs applicables et la production par l'ajustement continu des moyens de production mis en ligne.

Le principe du « merit order » mis en œuvre en Europe vise à assurer l'optimisation économique de ce système, en appelant d'abord les centrales hydrauliques, nucléaires, éoliennes, solaires aux couts marginaux de production les plus faibles, jusqu'aux centrales à combustibles fossiles aux coûts de production marginaux les plus élevés, et en vendant l'électricité au prix de revient de la dernière centrale appelée.

La mise en œuvre de ce système a permis ces dernières années d'éviter la défaillance de la fourniture électrique (black-out), mais a conduit à des prix de l'électricité prohibitifs, de nature à perturber gravement et durablement le développement économique de l'Europe.

Ces difficultés ont une origine structurelle :

+ A l'échelle de l'Europe, le parc existant est profondément désoptimisé ; en effet, pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, il est nécessaire de faire appel quasiment en permanence aux moyens fossiles, dont le coût marginal de production est très élevé, impacté à la fois par le prix du gaz et par la taxe carbone.

+ Cette désoptimisation est très variable d'un pays à l'autre, certains comme la France étant bien équipés en moyens de production à faibles coûts marginaux, alors que d'autres, comme l'Allemagne, doivent faire largement appel aux centrales fossiles, aux coûts de fonctionnement devenus prohibitifs.

+ L'attention de la Commission est appelée sur l'utilité qu'il y aurait à analyser soigneusement les implications sur le prix de l'électricité pour les consommateurs finals du système dit "merit order" à l'échelle de l'Europe, en distinguant la situation des pays selon leur typologie de production électrique, et selon qu'ils font ou non appel régulièrement ou marginalement aux importations, étant rappelé que la notion de marché ne peut raisonnablement s'appliquer qu'à des produits et des quantités effectivement stockables.

+ De plus, le système actuel ne comporte aucun mécanisme encourageant les investissements dans des installations de production d'électricité performantes, permettant d'assurer que les moyens mobilisables permettront de faire face d'une manière fiable et économique, y compris en cas d'absence de vent, aux pointes d'appel de puissance.

+ Si rien ne change, cette difficulté structurelle est appelée à se pérenniser, le développement des énergies intermittentes rendant incontournable la mise en œuvre de centrales fossiles en cas d'absence de vent ou de faible ensoleillement.

+ Le futur système doit en conséquence être profondément réformé :

+ La disparité de stratégie énergétique actuellement observée d'un pays à l'autre, qui est appelée à encore s'aggraver dans le futur, rend illusoire la conception d'une optimisation de la structure du parc à l'échelle européenne. Il faut donc que chaque pays élabore sa propre stratégie d'investissement, qui garantisse la disponibilité de la puissance à sa pointe de consommation nationale.

+ Le Cérémé tient à rappeler à la Commission que l'énergie est une compétence partagée, et qu'il convient plus que jamais de mettre en œuvre les trois principes de subsidiarité, de proportionnalité et de neutralité technologique, par application notamment de l'article 5 du traité de l'UE.

+ Le respect de ce principe est d'autant plus essentiel qu'il serait inacceptable que le bilan carbone d'un pays puisse être dégradé par l'importation d'électricité carbonée venue d'ailleurs. Chaque pays doit à l'avenir supporter, dans son bilan carbone national, l'impact des émissions de CO_2 provenant de la production de l'électricité qu'il consomme.

+ Les prix de l'électricité applicables dans chaque pays doivent refléter le mix électrique qui y est réellement pratiqué.

+ Le « marché européen de l'électricité » a dans ces conditions tout au plus vocation à permettre d'ajuster à la marge la ressource de chaque pays, en faisant éventuellement appel aux imports/exports, dont les prix resteraient régis par le système de marché.

Dans une optique prospective, Il est clair que, dans les 30 années à venir, les équilibres vont évoluer. Il serait utile de raisonner décennie par décennie. On peut en effet supposer que la rapidité présumée de l'installation de champs d'éoliennes et de panneaux solaires peut faire penser à certains qu'on n'a pas le temps d'attendre le nucléaire qui, cependant, est incontestablement la solution durable, même si elle est plus longue à mettre en œuvre. Il n'y a donc pas lieu d'accélérer sur les énergies renouvelables.

REPONSES AU QUESTIONNAIRE

Les contrats d'achat d'électricité PPA (= Power Purchase Agreements) :

Q1. Considérez-vous l'utilisation des PPA comme un moyen efficace d'atténuer l'impact des marchés à court terme sur le prix de l'électricité payé par le consommateur, y compris les consommateurs industriels ?

R. : Non. Les variations de court terme du prix de marché ont lieu au moment des pointes horaires ou des jours de pointe.

Les PPA sont des ventes d'énergie non horodatées, qui ne garantissent pas la puissance délivrée, quels que soient les besoins du contractant aux jours et heures de pointe.

Q2. Veuillez décrire les obstacles qui empêchent actuellement la conclusion de PPA.

R. : Les PPA obligent les acheteurs à chercher d'autres fournisseurs pour satisfaire le reste de leur courbe de charge. Ces opérateurs factureront un prix qui tient compte des aléas de la pointe, d'autant que les courbes de charge sont souvent corrélées aux pointes qui sont aléatoires, donc ils factureront des coûts plus élevés tenant compte des risques. Et ce d'autant plus que les renouvelables éoliens et solaires sont TRÈS peu présents aux pointes de consommation.

En particulier :

+ le taux de disponibilité des équipements éoliens est notablement inférieur, aux périodes de grand froid et de vagues de chaleur l'été, au taux moyen annuel annoncé (5% versus 22 à 25%). On ne peut donc pas compter sur eux à ces moments-là.
+ en énergie, ils produisent davantage quand on en a moins besoin.
+ quant au solaire, il est absent à toutes les pointes d'hiver puis qu'il n'y a pas de soleil avant 9h le matin et après 17h en hiver.

Les renouvelables n'ont pas de fiabilité corrélée aux besoins des consommateurs et obligent les opérateurs à garder des moyens de production pilotables, le plus souvent au gaz, ce qui ne correspond en aucune façon à l'objectif de résultat que s'est fixée l'Union européenne

Q3. Considérez-vous que les mesures suivantes seraient efficaces pour renforcer le déploiement des PPA ?

(a) la mise en commun de la demande afin de donner accès à des clients finaux plus petits,

R. : Non, car trop compliqué pour des petits consommateurs.

(b) fournir une assurance contre le(s) risque(s), soit par le biais du marché, soit par le biais de systèmes de garantie soutenus par l'État (veuillez identifier ces risques),

R. : Il n'y a pas d'assurance garantie face à ce genre d'aléas. Le risque est renvoyé sur le client pour toute sa courbe de charge et sur les autres opérateurs qui essaient malgré tout de satisfaire la consommation quand toutes les électricités renouvelables intermittentes n'assurent qu'une faible part de leur puissance théorique.

(c) promouvoir les régimes soutenus par l'État qui peuvent être combinés avec les PPA.

R. : Le support des aléas ne peut rien contre l'arrivée des aléas. Leur rôle est essentiellement de lisser les hausses et leurs conséquences sur les prix de vente quand elles deviennent trop fortes et inacceptables par les clients.

(d) soutenir la normalisation des contrats,

R. : Non

(e) exiger des fournisseurs qu'ils se procurent une part prédéfinie de l'énergie de leurs consommateurs au moyen de PPA

(f) faciliter les PPA transfrontaliers.

R. : Ce n'est pas parce qu'un PPA serait transfrontalier que tous les inconvénients seraient supprimés. Il faudrait en outre y ajouter les risques liés à la disponibilité des interconnexions.

Q4. Outre les options proposées à la question 3, voyez-vous d'autres moyens de renforcer l'utilisation des PPA pour les nouveaux investissements privés par une révision du cadre actuel du marché de l'électricité ? Si oui, veuillez expliquer quelles règles devraient être révisées et les raisons.

R. : Non

Q5. Voyez-vous une possibilité d'inciter davantage les producteurs existants à conclure des PPA pour une partie de leur capacité ? Si oui, à quelles conditions ? Quels en seraient les avantages et les défis ?

R. : Non

Q6. Pensez-vous que des obligations plus fortes pour les fournisseurs et/ou les grands clients finaux, y compris les industriels, de couvrir leur portefeuille par des contrats à long terme peuvent contribuer à une meilleure utilisation des PPA ?

R. : Non

Les PPA ne sont pas les moyens de résoudre les problèmes du Market design actuel.

Les renouvelables tirent le plus souvent le prix de marché vers le bas et les investisseurs ne sont pas incités à investir car ils n'ont pas la visibilité sur leur rentabilité potentielle, sauf subvention massive des Etats, ce qui n'est ni raisonnable, ni durable.

Les PPA augmenteront les risques et les transféreront à tous les acteurs, et pas aux seuls acteurs concernés par les PPA.

Les contrats de différence CfD (= contracts for difference)

Q1. Considérez-vous que l'utilisation de contrats bidirectionnels de différence ou d'accords similaires est un moyen efficace d'atténuer l'impact des marchés à court terme sur le prix de l'électricité et de soutenir les investissements dans de nouvelles capacités (lorsque les investissements ne sont pas possibles sur la base du marché) ?

R. : Oui, c'est un bon moyen de promouvoir les investissements et de sécuriser les investisseurs, qui sécurisent ainsi leurs coûts de production et peuvent vendre aux consommateurs à un prix abordable.

Q2. Les nouveaux investissements financés par des fonds publics dans la production d'électricité inframarginale devraient-ils être soutenus par des contrats bidirectionnels pour les différences ou des arrangements similaires, comme moyen d'atténuer les pics de prix de l'électricité pour les consommateurs tout en assurant un revenu minimum ?

R. : Oui.

Q3. Quelles technologies devraient faire l'objet de contrats bilatéraux pour différences ou d'arrangements similaires et pourquoi ?

R. : les contrats à terme sont intéressants pour le nucléaire et l'hydraulique qui ont une durée de vie longue.

Q4. Quelles technologies devraient être exclues et pourquoi ?

R. : Il faut en exclure les outils de production au gaz et au charbon.

Q6. Quels principes de conception pourraient contribuer à atténuer les risques identifiés à la question 4, en particulier en ce qui concerne les principes d'approvisionnement et la conception des paiements ? Ces principes devraient-ils dépendre de la technologie achetée ?

R. : Il faut séparer complètement le marché de gros d'ajustement inter-opérateurs de production et le marché de détail destiné aux clients finaux, compte tenu des grosses différences des mix énergétiques de chacun des pays de l'UE.

Chaque pays et chaque opérateur doivent pouvoir définir leur politique de prix en fonction de leur propre mix de production et arrêter de le faire à partir du coût marginal de court terme qui ne sert qu'aux imprévoyants.

Le coût marginal du marché de gros européen ne représente pas le prix de revient moyen des producteurs dans chaque pays, et l'utiliser comme

indicateur pour définir le prix de vente aux consommateurs finaux fait subir à ceux-ci tous les aléas du système électrique européen, avec des hausses brutales et des baisses brutales.

En outre, ce prix marginal du marché est un très mauvais indicateur pour favoriser les investissements nécessaires au bon fonctionnement du système électrique : les électricités intermittentes tirent ce prix vers le bas, à cause de leurs coûts d'exploitation bas, une partie du temps, ce qui détourne tout investisseur de réaliser des investissements pour optimiser le système.

Les moments de tension sur le marché qui conduisent à des prix très élevés arrivent de manière aléatoire, le plus souvent pour des causes externes, pour des durées aléatoires non prévisibles, irrésistibles, de durée variable.

Ils ne permettent pas de rentabiliser un éventuel investissement, sauf via des subventions massives des États, comme en profitent les ENRI.

Dès lors, les principes suivants devraient être retenus :

+ le marché de gros doit rester un marché des échanges entre grands opérateurs de production pour ajuster les productions respectives. Il ne doit pas être un outil permettant à des petits courtiers imprévoyants d'optimiser leurs coûts et leurs bénéfices, sans obligation de livrer à leurs clients ce qu'ils ont promis et contractualisé. Plusieurs petits fournisseurs ont ainsi fait faillite en 2021 et 2022 pour leur imprévoyance, abandonnant leurs clients petits et grands (l'Etat français…) sans livraison et avec des contrats ainsi rompus sans préavis.

+ le prix de vente aux consommateurs doit refléter le prix de développement des moyens de production futurs et en fonction du mix énergétique de chaque opérateur choisi par le client, dans chaque pays, en fonction de la courbe de charge du client et avec la marge qui lui convient.

Q7. Comment peut-on s'assurer que les coûts ou les recettes générés par les CfD bidirectionnels en période de prix élevés soient reversés aux consommateurs d'électricité ?

Une approche par défaut devrait-elle s'appliquer, par exemple, ces revenus ou coûts devraient-ils être attribués aux consommateurs proportionnellement à leur consommation d'électricité ?

R. : Les prix hauts compensent les périodes de prix bas : pourquoi imaginer de restituer au client les surplus des prix hauts ?

Si le prix du CFD est bien calé, les hauts et les bas se compensent et assurent une correcte rémunération des investissements et des risques associés.

Q8. Quelle devrait être la durée d'un appel d'offres bidirectionnel pour la nouvelle génération et pourquoi ? Cette durée devrait-elle varier en fonction du type de technologie ?

R. : Les CFD bidirectionnels doivent être longs, tout comme la durée de vie des investissements qu'ils aident à financer.

Q9. La production devrait-elle être libre d'obtenir des revenus de marché complets après l'expiration du CfD, ou la nouvelle production devrait-elle être soumise à une obligation de paiement à vie ?

R. : Il ne paraît pas pertinent d'édicter des obligations pour le long terme, alors que personne ne sait comment le marché et les fondamentaux économiques vont évoluer sur les 20 ans à venir.

Q10. Sans préjudice de l'article 6 de la directive (UE)2018/20016, les États membres devraient-ils avoir la possibilité d'imposer des CfD bidirectionnels par voie réglementaire sur la capacité de production existante ? Si cette utilisation possible des CfD réglementés pour la production existante est jugée appropriée, l'obligation devrait-elle s'appliquer à tous les types de production inframarginale existante ou être limitée à certains types de production (et si oui, lesquels) ?

R. : La subsidiarité est un principe fondateur de l'UE, comme il a été rappelé en introduction. Chaque Etat membre doit pouvoir choisir son propre chemin pour atteindre la neutralité carbone et les moyens de production bas carbone à mettre en œuvre pour l'atteindre. Il ne doit pas y avoir non plus de régulation sur les moyens de production existants.

Q11. Selon quelles modalités et conditions pourrait-on imposer des DFC bilatéraux réglementés sur la capacité de production existante ?

R. : Cf. la réponse à la question Q10. Chacun doit être responsable de ses choix antérieurs.

Q12. Comment évalueriez-vous et traiteriez-vous les risques potentiels suivants en ce qui concerne l'imposition de CfD réglementés sur la capacité de production existante ?

R. : Le plus grand risque est celui d'une régulation « partisane » inspirée par des politiques mal informés.

Q13. Serait-il suffisant que la production existante ne soit soumise qu'à un simple plafond de revenus au lieu d'une garantie de revenus ?

R. : Il est impossible de prévoir ce qui va se passer dans les années à venir et personne n'est en mesure de définir une valeur pour un prix plafond.

Q14. Quels sont les mérites relatifs des PPA, des CfD et des couvertures à terme pour atténuer l'exposition des consommateurs à la volatilité à court terme, pour soutenir les investissements dans de nouvelles capacités et pour permettre aux clients d'accéder à l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables à un prix reflétant le coût à long terme ?

R. : Les énergies renouvelables ne sont pas une option pour les clients à cause de leur intermittence et de la variabilité forte de la puissance produite, imprévisible et aléatoire. Les clients ne peuvent adapter leur consommation à ces variations totalement décorrélées de leurs besoins.

Les clients auront toujours besoin d'un autre contrat pour sécuriser leur alimentation et leur courbe de charge. Ils ne sauront jamais à l'avance combien et quand ils pourraient compter dessus, sauf pour une toute petite partie de leur consommation. Aucun des 3 produits évoqués (CFD's, PPA, FORWARD HEDGING) ne permet de limiter l'exposition à la volatilité de court terme. Les CFD's sont un bon outil pour les moyens de production bas carbone autres que les renouvelables intermittentes, c'est-à-dire pour le nucléaire et l'hydraulique.

Accélérer le déploiement des énergies renouvelables

Q1. Considérez-vous qu'une garantie d'accès au transport pourrait être appropriée pour soutenir les énergies renouvelables en mer ? Veuillez expliquer et décrire les alternatives possibles.

R. Non. Mais il serait approprié que les renouvelables offshore paient eux-mêmes les vrais coûts de raccordement au réseau. Il n'est pas normal que ces coûts soient cachés dans les coûts de transport et donc payés par tous les consommateurs. Les coûts de raccordement au réseau le plus proche doivent être payés par eux comme c'est les cas des autres producteurs.

Il n'y a pas de raison qu'ils aient une priorité d'accès par rapport aux autres car leurs coûts de production réels sont notablement plus élevés que ceux d'autres producteurs, souvent même le double. Ils détournent des investisseurs d'investissements plus rentables et moins subventionnés car les offshore le sont massivement.

Q2. Voyez-vous d'autres mesures à court terme pour accélérer le déploiement des énergies renouvelables ? Si oui, veuillez préciser.

(a) dans la réglementation nationale ou au niveau administratif,

(b) dans la mise en œuvre de la législation européenne actuelle, notamment en élaborant des codes et des lignes directrices pour les réseaux,

(c) via des modifications de la conception actuelle du marché de l'électricité ?

R. : Accélérer les renouvelables va obliger à augmenter fortement les investissements pilotables au gaz, pour faire face aux diverses pointes de consommation.

En outre, ces équipements renouvelables comportent une majorité de composants chinois, très peu taxés à l'importation dans l'UE. Or, la Chine vient de déclarer qu'elle se réservait le droit de ne plus exporter certains composants stratégiques.

Accélérer les renouvelables c'est donc se placer encore davantage dans une position de dépendance vis-à-vis de l'étranger, dans le cas d'espèce d'une puissance animée d'intentions peu bienveillantes à l'égard de l'UE.

Par ailleurs, l'objectif de résultat européen est d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Les moyens de production d'électricité pour y arriver sont donc nécessairement tous les moyens « bas carbone ». Il est donc étonnant que ce questionnaire traite essentiellement des ENR intermittentes et des PPA.

Il est non moins étonnant que soient passés sous silence les autres moyens de production bas carbone que sont le nucléaire et l'hydraulique.

Le Cérémé recommande donc de remplacer partout le terme « EnR » par le terme « bas carbone ».

Q3. Comment garantir les investissements nécessaires dans les infrastructures de réseau ? Est-il nécessaire de modifier les tarifs actuels du réseau ou d'autres instruments réglementaires pour mieux garantir que l'expansion nécessaire du réseau aura lieu ?

R. : Les coûts de transmission et de raccordement des renouvelables sont déjà massivement subventionnés car non facturés aux nouveaux équipements renouvelables. Ce n'est pas le rôle de l'UE de fixer les tarifs de transport dans les Etats membres Le principe de subsidiaire doit s'appliquer.

Limitation des revenus des producteurs inframarginaux.

Q1. Considérez-vous qu'une certaine forme de limitation des revenus des producteurs inframarginaux devrait être maintenue ?

R. : Ce dispositif a été temporairement mis en place pour une période de crise et ne correspond pas à un fonctionnement normal du marché.

Ceux qui ont investi dans des moyens à bas coût doivent pouvoir en tirer avantage en période de prix élevés.

Q2. Comment évaluez-vous une éventuelle prolongation du plafond des revenus inframarginaux selon les critères suivants :

(a) l'efficacité de la mesure en termes d'atténuation de l'impact des prix de l'électricité pour les consommateurs,

(b) son impact sur la décarbonisation,

(c) la sécurité de l'approvisionnement,

(d) les signaux d'investissement,

(e) attentes légitimes/risques juridiques

(f) la consommation de combustibles fossiles,

(g) le commerce transfrontalier intra et extra communautaire,

(h) la distorsion de la concurrence sur les marchés,

(i) les défis de la mise en œuvre.

R. : Il ne paraît pas pertinent de transformer en un dispositif pérenne un dispositif qui a été mis en place pour répondre à une situation exceptionnelle et temporaire.

Q.3. Si vous considérez que le maintien d'une telle limitation des revenus est justifié, dans quelles situations devrait-elle s'appliquer ? Comment le niveau du plafond devrait-il être défini ?

R. : L'exemple du plafonnement du prix du gaz ne plaide pas en faveur de la création d'un nouveau dispositif de plafonnement.

Q.4. Les modalités d'une telle limitation des recettes devraient-elles être laissées à la discrétion des États membres ou être introduites de manière uniforme dans toute l'UE ?

R. : En toute hypothèse, la situation des mix énergétiques est trop différente selon les Etats membres pour qu'on puisse envisager un traitement uniforme de cette question. Chaque Etat doit assumer les choix qu'il a faits en matière de mix énergétique.

Q.5. Comment s'assurer que les recettes provenant de ces limitations des revenus inframarginaux soient reversées aux consommateurs d'électricité ? Une approche par défaut devrait-elle s'appliquer, par exemple, ces revenus devraient-ils être alloués aux consommateurs proportionnellement à leur consommation d'électricité ?

R. Question sans objet compte tenu des réponses aux questions précédentes.

Des alternatives au gaz pour maintenir l'équilibre du système électrique.

Q1. Considérez-vous que les marchés à court terme fonctionnent bien en termes de :

(a) reflétant fidèlement les fondamentaux sous-jacents de l'offre et de la demande,

(b) englobant suffisamment de liquidités,

(c) assurer des conditions de concurrence équitables,

(d) la répartition efficace des actifs de production,

(e) minimiser les coûts pour les consommateurs,

(f) l'attribution efficace de l'électricité transfrontalière ?

R. : Non

a) non pour satisfaire la demande car les prix sont tirés vers le bas par les renouvelables : les investisseurs n'investissent pas quand les prix sont durablement bas et que la remontée devient aléatoire

b) la liquidité n'est pas un problème pour ce marché sauf lors de pointes extrêmes où tout le monde a des besoins simultanés puisque l'électricité ne se stocke pas.

c) le champ de jeu est une notion erronée quand il y a autant de différences entre les moyens de production des différents pays

e) Le prix spot et le marché court terme sont de mauvais indicateurs pour faire le prix pour les consommateurs ; et encore plus pour minimiser les coûts pour le consommateur : au contraire il les augmente. En outre les risques sont tous reportés sur les consommateurs.

f) Non plus, car cela avantage ceux qui réfléchissent à court terme et pas ceux qui travaillent à moyen long terme ; ce qui est injuste

Q2. Voyez-vous des alternatives à la tarification marginale en ce qui concerne le fonctionnement des marchés à court terme pour assurer un dispatching efficace et pour déterminer les flux transfrontaliers ?

R. : Le prix marginal court terme est adapté pour des échanges court terme d'équilibrage entre grands opérateurs pour permettre de minimiser les coûts globaux de production, mais pas pour le pricing des petits consommateurs.

Les petits courtiers qui travaillent à court terme perturbent gravement le marché. Ils veulent maximiser leur bénéfice NT et n'anticipent pas toujours leurs achats car ils cherchent le meilleur pour eux et pas toujours pour pouvoir être sûrs de délivrer la puissance et l'énergie contractées par leurs clients.

Q3. Comment le système d'échange de quotas d'émission de l'UE et la tarification du carbone peuvent-ils encourager le développement de la flexibilité et du stockage à faible teneur en carbone ?

R. : Le prix du carbone est déjà en grande partie intégré dans celui de l'électricité.

Il n'a pas incité à développer des moyens de production bas carbone, ni la flexibilité ni le stockage qui sont trop chers. La flexibilité est un ajustement des besoins à la marge. Le stockage est très cher, non « environnemental friendly » sur plusieurs aspects : métaux lourds, surface occupée au sol, pour une efficacité limitée, à l'exception des STEP.

Q4. Pensez-vous que l'heure de fermeture des guichets intrajournaliers transfrontaliers devrait être rapprochée de l'heure réelle (par exemple, 15 minutes avant l'heure réelle) ?

R. : il s'agit d'un sujet très marginal, qui ne paraît pas relever d'une réglementation au niveau européen.

Q5. Pensez-vous que les opérateurs de marché devraient partager leur liquidité également pour les marchés locaux qui ferment après le marché intraday transfrontalier ? Quels en seraient les avantages et les inconvénients ?

R. Même réponse que pour la question précédente.

Q6. Une participation obligatoire au marché day-ahead (notamment pour la production sous CfD et/ou PPA) serait-elle une amélioration par rapport à la situation actuelle ? Quels seraient les avantages et les inconvénients d'une telle approche ?

R. : Chaque Etat membre doit pouvoir définir son organisation en la matière, ce n'est pas du ressort de l'UE.

Une meilleure responsabilisation et protection des consommateurs.

Partage de l'énergie et réponse à la demande

Q1. Seriez-vous favorable à une disposition donnant aux clients le droit de déduire la production hors site de leur consommation mesurée ?

R. : Oui, cela ne pourra qu'aider si l'on retire les systèmes VRE (ventilateurs récupérateurs d'énergie) du réseau national interconnecté.

Q2. Si un tel droit était introduit :

(c) Doit-il s'appliquer à l'ensemble de l'État membre/du contrôle/de la zone – pourquoi et que doit-il se passer si les zones d'enchères sont modifiées ?

R. : Oui.

Q4. Seriez-vous favorable à des dispositions obligeant les fournisseurs à proposer des contrats à prix fixe et à durée déterminée (c'est-à-dire qu'ils ne peuvent pas les modifier) pour les ménages ?

R. : Oui, ce doit même être une priorité.

Q5. Si une telle obligation était mise en œuvre, quelle devrait être la durée minimale de la période fixe ?

R. : Plus d'un an

Q6. Les frais de résiliation anticipée reflétant les coûts sont actuellement autorisés pour les contrats à prix fixe et à durée déterminée. Ces dispositions devraient-elles être clarifiées ? Si ces dispositions sont clarifiées, les autorités réglementaires nationales devraient-elles établir des frais de résiliation approuvés ex ante ?

R. : Abonnement annuel fixe + consommation à l'unité

Renforcer l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie.

Q1. Quelles améliorations du cadre REMIT considérez-vous comme les plus importantes à apporter immédiatement ?

R. : Ce cadre REMIT doit être profondément redéfini, afin de retirer du marché les principaux éléments à l'origine de son instabilité (voir supra) et de se concentrer sur la véritable urgence qui est de consolider les PPA.

WWW.CEREME.FR

CONTACT@CEREME.FR
63 RUE LA BOETIE
75008 PARIS