

## PROJET DE DISPOSITIF DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ A PARTIR DU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2026

REPONSE DU CEREME A LA CONSULTATION DE LA DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE ET DU CLIMAT,  
DE L'AGENCE DES PARTICIPATIONS DE L'ETAT ET DE LA DIRECTION GENERALE DES ENTREPRISES

### PREAMBULE

La position du Céréme, dont découlent les réponses aux questions posées dans le cadre de la présente consultation, repose sur la réalité fondamentale que l'électricité n'étant pas stockable, il est indispensable que tout offreur dispose d'une capacité de production physique pour répondre à la demande de consommation. Pour le Céréme, le marché doit être un outil d'ajustement entre producteurs et non une source d'approvisionnement de courtiers.

Pourtant, en France, alors que 90% de la production d'électricité nécessaire sont produits à un coût maîtrisé, le prix de l'électricité aurait dû augmenter de 100% en février 2023 si l'Etat n'était pas intervenu avec la mise en place d'un bouclier énergétique. Comment expliquer un tel dérèglement du marché ? Comment en sommes-nous arrivés là ?

Un retour en arrière s'impose et il est regrettable que cette consultation ne fasse pas un bilan des mesures prises par le passé pour en tirer les enseignements qui s'imposent aujourd'hui.

En effet, la France a accepté d'ouvrir le marché de l'électricité à la concurrence au début des années 2000, tout en souhaitant que les citoyens français et les petites entreprises continuent à bénéficier du faible coût de l'électricité nucléaire : elle a ainsi décidé de maintenir les tarifs régulés de vente de l'électricité (TRVE) en contradiction avec la réglementation européenne. En contrepartie de quoi, l'administration française a proposé en 2009 qu'EDF cède une partie de sa production à d'autres fournisseurs avec pour objectif d'amorcer une concurrence sur le marché de l'électricité en France.

C'est ainsi qu'en 2010, la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) a introduit l'ARENH (Accès Réglementé à l'Electricité Nucléaire Historique) mis en place par décret le 28 avril 2011. Dès lors, EDF s'est vue dans l'obligation de vendre environ le quart de sa production (100 TWh) au prix fixé de 42 €/MWh. En contrepartie, les bénéficiaires de ce dispositif que sont les « fournisseurs alternatifs » auraient dû investir dans de nouveaux moyens de production, mais il n'en a rien été. La centaine de ces fournisseurs qui se sont installés se sont révélés être en fait des traders qui s'approvisionnent chez EDF ou sur le marché selon les conditions de ce dernier :

- + Jusqu'en 2021, les prix de marché ont été en moyenne plus faibles que le prix de l'ARENH, ce qui a permis aux fournisseurs alternatifs de faire des offres à un prix inférieur au TRVE d'EDF, ils ont ainsi détourné, tous les ans pendant plusieurs années, plus d'un million de clients d'EDF, obligeant EDF à vendre au-dessous de son coût complet. Ils sont même allés jusqu'à dénoncer leur contrat d'approvisionnement à l'ARENH, comme Total et Engie, lorsqu'en 2020, les prix sur un marché spot très abondant étaient déprimés.
- + A l'inverse, lorsqu'à la fin de l'année 2021, le marché spot s'est tendu et que les prix sont remontés jusqu'à atteindre 600€/MWh, les « fournisseurs alternatifs » incapables de respecter leurs engagements contractuels vis-à-vis de leurs clients, se sont précipités sur l'ARENH et en ont demandé davantage, réclamant 160 TWh.

Il est important de rappeler que c'est cette demande d'ARENH supplémentaire - et non le marché européen - qui est à l'origine de l'explosion des prix en France du fait de deux mécanismes agissant en parallèle :

- + D'une part, le calcul par la CRE de l'évolution des TRVE dont une partie est indexée sur le marché spot européen, donc pas sur les coûts réels de production.
- + D'autre part, les besoins d'approvisionnement d'EDF pour compenser la fourniture à ses « concurrents » qui n'arrivent plus à honorer leurs engagements contractuels dès lors que les prix spots explosent. En effet, EDF a récemment dû aller chercher sur le marché spot de quoi fournir les 20 TWh supplémentaires de l'ARENH plus les nombreux clients que lui ont renvoyés les fournisseurs alternatifs.

Si l'augmentation des prix spot de l'électricité indexés sur le prix du gaz donne l'apparence d'être la cause de celle des prix en France, ce sont bien en réalité les deux mécanismes artificiels créés par la loi NOME et l'ARENH qui en sont à l'origine.

En effet, le marché européen de l'électricité est un marché d'ajustement qui représente moins de 10% de la fourniture d'électricité en France. C'est l'obligation faite à EDF de s'y approvisionner pour compenser les fournitures dans le cadre de l'ARENH, et la dépendance des « fournisseurs alternatifs » à ce marché, qui ont conduit à lui donner une prépondérance dans le calcul du prix de l'électricité.

Ainsi pour le Céréomé, la condition nécessaire et suffisante pour « procurer des prix plus stables et cohérents avec la structure des coûts du mix français » comme le propose la présente consultation, consiste à rétablir les TRVE sur la base des coûts réels de production en France et à laisser aux producteurs la liberté de contractualiser à long terme avec les consommateurs.

C'est la raison pour laquelle, dans la présente consultation, le Céréomé propose de se limiter aux « Dispositions hors régulation administrée », pour lesquelles EDF a d'ailleurs récemment obtenu d'importantes avancées (objet du point 3) ainsi qu'au maintien des TRVE calculés sur la base des coûts réels de production (objet du point 4).

S'il devait être mis en place, le dispositif de prélèvement sur le parc nucléaire existant ne serait pas une réponse satisfaisante aux yeux du Céréomé. Non seulement ce dispositif semble lourd et complexe car il implique de très gros moyens de régulation, mais il ne nous paraît apporter aucun bénéfice ni aux consommateurs, ni aux producteurs. En effet, il revient à augmenter lourdement la régulation au détriment du seul EDF et donc à créer une importante dissymétrie entre les fournisseurs puisque ce dispositif n'impose rien aux fournisseurs alternatifs ni en termes de clarté de leur politique de couverture, ni en termes de participation aux risques industriels de production d'électricité, ni en termes de contribution à la satisfaction des futurs besoins en électricité. Plus encore, il nous apparaît comme une survivance de l'ARENH en maintenant un accès des « fournisseurs alternatifs » à la production d'EDF.

En outre, le dispositif prévoit qu'« il pourrait être envisagé de mettre en place une régulation prudentielle visant à s'assurer que les fournisseurs sont couverts de manière cohérente avec leurs offres de fournitures ». Ce mode de régulation était supposé avoir été mis en place dans le cadre de la loi NOME sous le contrôle de la CRE : il n'a pas fonctionné. Ainsi le Céréomé estime indispensable que les fournisseurs appuient leur engagement à fournir de l'électricité, sur des productions réelles et identifiées et non pas sur un marché de trading sans couverture physique garantie.

Par ailleurs, le Céréomé tient à ce qu'un point soit précisé : il est largement question des consommateurs dans le dispositif, or ces consommateurs peuvent également être des entreprises - PME et TPE - qui ont du mal à suivre le fonctionnement du marché et à s'approvisionner de façon raisonnable en période de crise. Le dispositif devrait bien les inclure, car elles ne sont généralement pas armées pour acheter à moyen et long terme.

+++

## REPONSE AUX QUESTIONS

### 1. Le parc nucléaire existant pourrait être soumis à un prélèvement par l'Etat d'une fraction de ses revenus excédant un niveau seuil

**Le Céréomé s'étonne du fait que la présentation du dispositif commence par un projet de taxe et de prélèvement par l'Etat sur le parc nucléaire existant.**

Taxer une entreprise peut-il être le cœur d'un dispositif de protection des consommateurs ?  
Et qu'en est-il pour les PME et TPE ?

En outre, pourquoi taxer une seule entreprise - car c'est bien ce à quoi reviendrait ce prélèvement, qui ne concernerait in fine qu'EDF - alors que les fournisseurs alternatifs ne font généralement que jouer sur le marché sans rien produire par eux-mêmes ?

Ainsi, ce dispositif reviendrait à créer une importante dissymétrie entre EDF et les fournisseurs alternatifs qui ne portent aucun risque industriel, n'ont aucune contrainte de renouvellement de parc ou de demande d'investissement nouveau, et qui se bornent généralement à investir sur des projets subventionnés comme la biomasse, le photovoltaïque ou l'éolien en mer.

Le dispositif nécessiterait la réalisation d'un audit a posteriori. Par conséquent, il y aurait un fort décalage temporel entre la situation constatée et le retour vers les entreprises et consommateurs.

Enfin, reconstituer des achats d'électricité à court, moyen terme et long terme et spot a posteriori est-il réellement faisable ?

Le dispositif revient à maintenir, sous une forme dénaturée et revisitée, l'ARENH pour in fine permettre la survie des « producteurs alternatifs » et un faux-semblant de concurrence, laquelle comme nous l'avons expliqué, n'a jamais existé puisque les « producteurs alternatifs » n'ont pas à supporter le coût de l'investissement ou de l'entretien de l'outil de production.

Autre dissymétrie de traitement, les contrats pour les énergies renouvelables sont toujours à sens unique en faveur de ces « producteurs alternatifs », au détriment du producteur de nucléaire qu'est EDF. Pourtant beaucoup de ces fournisseurs ont profité du système et ont même revendu de l'ARENH sur le marché. Pourquoi n'est-on pas plus exigeant envers eux ?

Quant aux niveaux de seuils et au taux de partage et à la période de 3 ans, comment serait-il raisonnable de les définir ?

On ne dit même pas si ce qui sera observé le sera aussi sur le spot ? le court terme, moyen terme ou long terme ?

L'histoire et les événements récents le confirment, le futur est imprévisible et la réalité dépasse souvent la fiction.

Pourquoi prévoir ce mécanisme dès 2024 ou 2025, alors qu'il ne devrait entrer en vigueur qu'en 2026 ?

**Question I : Quelles incidences de ce mécanisme anticipez-vous sur le fonctionnement des marchés français de l'électricité de gros et de détail ? Considérez-vous que ce dispositif permettrait d'améliorer la liquidité sur les marchés à terme à horizon cinq ans ?**

Le Céréme estime que la liquidité sur les marchés n'est pas le sujet qui devrait faire l'objet de la 1<sup>ère</sup> question posée.

Le Céréme rappelle que l'ouverture du marché de l'électricité visait à introduire de la concurrence entre acteurs relevant de la production. Or les « fournisseurs alternatifs » se sont révélés être uniquement des intermédiaires courtiers dépourvus de base industrielle. Le Céréme estime qu'il est nécessaire d'être plus exigeant envers ces derniers.

Ici encore il apparaît un gros biais de traitement entre EDF et ses « concurrents » alternatifs. Ceux-ci gardent des gains potentiels importants en jouant sur les marchés. L'actualité des mois écoulés a démontré qu'ils ne se préoccupent pas ou très peu de leurs clients, qu'ils renvoient vers EDF dès que les conditions de marché leur sont moins profitables.

**Question II : Ces principes de détermination des paramètres de la régulation et leurs modalités de révisions vous semblent-ils adaptés pour répondre à l'objectif de maintien des incitations à l'efficacité pour le producteur, de protection des consommateurs, de sobriété et d'investissement dans le parc de production nucléaire ?**

Les principes de régulation tels que décrits dans la consultation sont une usine à gaz qui ne garantit ni la neutralité entre les fournisseurs, ni l'efficacité du dispositif pour les consommateurs.

Il y aura des audits à répétition qui alourdissent les coûts comme pour les CEE, sans garantir leur efficacité. Et ce, notamment face à des événements futurs imprévisibles.

**Question III : Quelles méthodes vous paraîtraient pertinentes pour assurer la transparence du dispositif et maximiser la capacité des acteurs de marché à anticiper les montants prélevés et à disposer de visibilité sur le prix rendu au client de l'électricité ?**

Aucune méthode ne serait pertinente, pour l'ensemble des raisons exposées plus haut.

Tel que décrit, le dispositif est lourd et complexe. Par ailleurs, son opacité et son traitement à géométrie variable des fournisseurs comporte de multiples biais que les fournisseurs alternatifs se feront un plaisir de contourner.

**Question IV : Quel mécanisme envisageriez-vous pour limiter les régularisations à l'issue de l'année de livraison ?**

Les régularisations à l'issue de l'année de livraison seront impossibles à éviter.

Ce n'est qu'à la fin de la période que les données pertinentes et fiables sont disponibles pour faire les régularisations.

La redistribution aux entreprise - PME et TPE - et aux consommateurs sera nécessairement a posteriori donc tardive. L'option de redistribuer a priori n'est pas envisageable sur des valeurs réalistes.

Pour le Cérémé, la question essentielle qu'il faudrait traiter au préalable est la suivante : **quelle véritable régulation faut-il mettre en place pour les fournisseurs alternatifs (qui sont une centaine aujourd'hui encore, d'après la dernière publication de la Commission de Régulation de l'Energie sur les demandes ARENH pour 2024) ?** Ont-ils seulement tous une politique de couverture de ce qu'ils vendent ?

Certains ne vont-ils pas à nouveau abandonner leurs clients sans fourniture et sans préavis, comme cela s'est passé à l'été 2022 sur plusieurs TWH de très gros clients y compris des clients sensibles comme les hôpitaux ?

Beaucoup ne sont que des courtiers traders sans aucune responsabilité industrielle, avec comme seul objectif de maximiser leurs gains. **Comment leur activité est-elle régulée et contrôlée ?** Comment est rémunérée EDF qui se voit dans l'obligation de prendre en charge ces clients laissés pour compte, du jour au lendemain ? Ceci est encore un exemple de cette dissymétrie dans la régulation.

Pour le Cérémé, ce sont là les vrais sujets à trancher pour être en mesure de protéger les entreprises et les consommateurs de ces malversations.

## 2. Redistribution des bénéfices de la régulation aux consommateurs

Tel que décrit, le processus de redistribution amène un commentaire et soulève plusieurs questions.

Le Cérémé pense que si la redistribution était faite a posteriori, elle interviendrait tardivement, pour laisser le temps nécessaire à la réalisation des audits. Mais à l'inverse, l'envisager a priori, ne lui semble pas réaliste, ni précis.

Parmi les questions soulevées : Les fournisseurs alternatifs seront-ils aussi taxés sur leurs bénéfices en cas de prix élevés ? Si non, pourquoi ne pas le prévoir ?

Le Cérémé appelle à tirer les enseignements de l'expérience passée et du cas des subventions sur les énergies renouvelables. Le prix garanti était en réalité un prix garanti pour les fournisseurs, quelle que soit la situation de marché, même déprimé. Ce mécanisme garantissait aux investisseurs un bon niveau de rentabilité, qu'ils pouvaient encore augmenter en jouant sur le marché où ils ont ainsi pu faire de gros bénéfices, ce que les contrats signés n'avaient pas prévu.

Pourquoi dès lors ne pas installer une symétrie dès le départ pour tous les acteurs, donc aussi pour les fournisseurs alternatifs

## 3. Dispositions hors régulation administrée

**Question V : Le principe général du dispositif envisagé proposé vous paraît-il à même d'atteindre l'objectif recherché, à savoir assurer un lien entre prix payés par le consommateur et structure de coûts complets du parc existant ?**

Concernant les contrats de partenariat industriel de long terme, le Cérémé pense que le principe du dispositif est à même d'atteindre l'objectif recherché. En particulier, ces contrats devront être basés sur le coût complet intégré de production d'EDF (nucléaire, hydro, gaz et import).

Le Cérémé insiste sur le fait que les acteurs n'ayant pas d'outil de production pilotable ne sont pas en capacité d'offrir des contrats de long terme à des consommateurs, au-delà de leur capacité réelle de production pilotable. Ceux qui s'engagent sur des petites quantités de production d'énergie renouvelable intermittente génèrent un risque de spéculation et de déstabilisation du marché.

Par ailleurs, le Cérémé réclame que la mise en place des dispositions hors régulation administrée s'accompagne de la suppression des subventions à la production des énergies renouvelables intermittentes de sorte que le consommateur ne paie pas deux fois.

**Question VI : Ces principes vous semblent-ils pertinents afin de permettre de faire bénéficier l'ensemble des consommateurs finals de la compétitivité et de la stabilité du coût du parc nucléaire existant tout en permettant l'investissement dans de nouvelles capacités de production nucléaire et en minimisant l'impact de la régulation sur le fonctionnement du marché de détail ?**

Dans le cadre des dispositions hors régulation administrée, ces principes nous semblent pertinents.

**Question VII : Quels impacts de ce mécanisme de redistribution anticipez-vous sur la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs finals ? Sur le fonctionnement concurrentiel du marché de détail ?**

Les fournisseurs alternatifs non producteurs devraient être exclus des contrats de long terme, dans la mesure où ils seront en concurrence avec des entreprises productives, sans bénéfice pour l'économie et en recommençant à faire courir des risques de spéculation et de déstabilisation du « marché ».

Dans l'hypothèse où ces dispositions opérationnelles seraient tout de même mises en œuvre, voici les questions qui se posent :

- + Sur la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs : ces derniers ne vont-ils pas attendre « pour voir », comme souvent, afin de minimiser leur risque et de faire porter par d'autres, clients inclus, le risque lié à la volatilité à spot, court terme, moyen terme, long terme des marchés ?  
Ne rechercheront-ils pas, comme toujours, ce qui est le moins cher : le marché si moins cher, le régulé s'il est moins cher, comme du temps de l'ARENH ?  
Par ailleurs, **QUI** surveillera a priori la politique de couverture des fournisseurs ? A quel moment est-ce fait, et par quelle autorité ?
- + Sur la stratégie d'approvisionnement des clients, entreprises et consommateurs - ménages : tous ont du mal, faute de connaissance du marché de l'électricité ou de moyens financiers pour le faire, à acheter par anticipation. Lors de la dernière crise, il est notoire que trop d'entre eux ont parfois dû signer - sans bien les comprendre - les contrats proposés par les sous-traitants commerciaux des fournisseurs alternatifs, dont il a résulté pour eux des factures trop élevées par rapport à leurs moyens (cf. la multitude de réclamations qu'il a fallu traiter).
- + Pour les pertes réseau, le Cérémé appelle à la vigilance car ce sont des gens « initiés », alors pourquoi modifier les règles actuelles les concernant ? Faut-il les inciter à avoir une politique d'approvisionnement anticipatrice et prévoyante, d'autant qu'ils connaissent bien les volumes qu'ils auront à servir et que ce sont des acteurs complètement régulés qui passent tous leurs coûts dans leurs prix de vente ?

**Question VIII : Quels impacts de ce mécanisme de redistribution anticipez-vous sur la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs finals ? Sur le fonctionnement concurrentiel du marché de détail ?**

Pour le Cérémé, inclure les fournisseurs qui concluent des contrats de long terme dans l'assiette de la régulation, semble être en totale contradiction avec un mécanisme de redistribution.

En effet, s'ils concluent des contrats de long terme, ils ne peuvent en même temps être dans une telle régulation. Ou bien alors, à quoi servent les contrats de long terme ?

Cela leur permettrait toujours de bénéficier du minimum des 2 prix, et dès lors il n'existe plus de fonctionnement de marché : le Cérémé appelle donc à ce que les prix soit directement fixé, ce sera moins injuste.

**En clair, soit vous voulez un marché fluide, soit vous souhaitez mettre en place une régulation au bénéfice de tous. Vouloir les deux en même temps n'a pas de sens.**

## 4. Cadre du marché de détail et évolution du Tarif Réglementé de Vente d'Electricité – TRVE

### a. Evolution du marché de détail

Avant de répondre aux questions relatives à cette partie, le Cérémé alerte sur le fait que l'on retrouve ici la contradiction signalée à plusieurs reprises dans le présent document : en plus des avantages offerts par le marché les fournisseurs alternatifs pourraient bénéficier de la régulation proposée.

Sur le plan de la méthode, le Cérémé estime peu souhaitable de prendre de nouvelles dispositions législatives : car par la suite, il est trop compliqué de les modifier et surtout les lois sont devenues tout à fait illisibles et souvent inadaptées au moment de leur mise en œuvre qui intervient bien souvent longtemps après leur vote.

Imposer des obligations plus poussées avec une part de contrat LT peut être une idée pour la partie « base » d'un approvisionnement. Mais que proposez-vous alors pour le haut de la courbe de charge qui est plus variable, plus volatil, plus individualisé ?

**Question IX : Ces principes vous semblent-ils utiles pour limiter les risques de défaillance des fournisseurs ? Quelles modalités pratiques vous semblent-elles devoir être définies au niveau législatif et réglementaire ? Des obligations prudentielles plus poussées, imposant une part d'approvisionnement long terme de manière plus générale, vous paraissent-elles devoir être recherchées ?**

Pour le Cérémé, limiter le risque de défaillance des fournisseurs est fondamental, pour la sécurité des consommateurs.

Les idées évoquées sont bonnes. On peut d'ailleurs se demander pourquoi elles ne sont pas déjà en place de manière efficace ?

Quoi qu'il en soit, il est, pour le Cérémé, absolument nécessaire de mettre en place une régulation beaucoup plus efficace et pertinente pour les fournisseurs alternatif : une régulation a priori qui les oblige à prouver la réalité physique des contreparties de fournitures auxquelles ils s'engagent.

**Question X : Considérez-vous qu'il soit nécessaire de mettre en place des mesures réglementaires supplémentaires afin de faciliter l'émergence d'un marché de moyen terme (3-5 ans) ou de long terme ? Quels impacts estimez-vous que le développement des contrats de moyen ou long terme auront sur le fonctionnement du marché ?**

Créer un marché de moyen terme est pour le Cérémé une idée tout à fait pertinente, sachant qu'il existe déjà des échanges à 3 ans.

Mais cette idée amène une question : comment par des mesures réglementaires supplémentaires faire apparaître un marché de moyen terme ? Est-ce faisable ?

Si tel était le cas, il faudrait alors favoriser les fournisseurs qui s'engagent sur du moyen terme et anticipent leurs achats, autrement dit, ne pas pénaliser les acteurs « prévoyants » et défavoriser les opportunistes et les imprévoyants.

### b. Focus sur les TRVE

Le Cérémé alerte sur la nécessité de ne pas reproduire des erreurs du passé et donc de ne pas introduire des références au spot (et donc au court terme) dans un tarif qui doit privilégier une forme de linéarité (vs. des mouvements aléatoires) sur le moyen terme fondé sur le coût de production des électricités pilotables.

Alors qu'il est rappelé que l'article L 337-6 du code de l'énergie prévoit actuellement que les TRVE sont établis par addition du coût de l'approvisionnement à l'ARENH, du complément d'approvisionnement au marché en énergie et en capacité, des coûts de commercialisation, du coût d'acheminement ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture, **le Cérémé appelle à sortir absolument les références au spot et plus globalement au court terme du calcul des TRVE.** En effet, le spot ne donne jamais les bonnes indications ni aux industriels, ni aux investisseurs, ni aux clients :

- + s'il est bas, les acteurs n'ont pas d'incitation à préparer le futur ;
- + s'il est très haut, il peut conduire à des coûts échoués quand le prix reviendra à des valeurs raisonnables.

De façon générale, pour le bien non stockable qu'est l'électricité, les signaux de marché ne sont pas des indicateurs efficaces permettant de préparer l'avenir bas carbone que nous devons pourtant nous efforcer de construire : ils signalent essentiellement les situations de surcapacité de moyens de production ou de sous-capacité.

Il est important de rappeler encore que les références marché ne reflètent pas les coûts de production en France. Or les tarifs doivent refléter les coûts de production et de renouvellement des installations du pays où ils s'appliquent, comme dans toute industrie.

**Question XI : Ces évolutions du TRVE vous semblent-elles répondre à son objectif qui est d'assurer une stabilité des prix aux consommateurs dans le respect du principe de contestabilité par les fournisseurs ?**

La bonne base pour construire un TRVE ce sont les coûts de construction du parc futur nécessaire pour les besoins futurs, y compris en tenant compte de l'augmentation à venir de la demande électrique, liée à l'électrification des usages.

Le Céréme ne comprend pas ce qui est dénommé le « principe de contestabilité des fournisseurs ». Ces derniers sont en effet déjà très favorisés par la régulation actuelle : ils ont accès à une électricité pour laquelle ils n'ont jamais investi un seul euro. Dès lors, en quoi et pourquoi seraient-ils légitimes à contester quelque chose ?

**Question XII : Êtes-vous favorable à un allongement de la durée de référence marché utilisée dans la construction des TRVE, qui est de 2 ans aujourd'hui ? Faudrait-il le cas échéant intégrer des produits de type : ruban à 3-5 ans ; ? Des dispositifs particuliers seraient-ils nécessaires pour accompagner un tel allongement de la durée de référence marché ?**

Le Céréme est favorable à un allongement de la durée de référence marché utilisée dans la construction des TRVE et y inclure davantage les coûts de renouvellement des installations de production. A l'inverse il ne faut écarter toute référence aux prix aléatoires du marché européen. Ceci d'autant plus que la structure des coûts de production d'électricité des autres pays n'a pas à influencer sur les TRVE français ou alors très marginalement (moins de 10%).

Plus globalement, la question ici posée interroge la justification à utiliser la référence marché dans la construction des TRVE. Or, a priori, les TRVE doivent être calculés sur la base du coût réel de production y compris renouvellement et mis à jour en fonction de l'évolution de ce facteur et de ce facteur seul.

Il est d'ailleurs absolument nécessaire de sortir de l'idée selon laquelle les clients et/ou fournisseurs pourraient à la fois avoir accès à des prix bas quand le marché est bas, et à des prix bas de protection quand le marché est haut.

Il pourrait être efficace de mettre des rubans à 3-5 ans parce qu'ils sont par nature moins volatils, mais dans une mesure limitée (moins de 20%), car ils ne sont pas non plus représentatifs des coûts à supporter par les investisseurs.

## 5. Éléments indicatifs de calendrier

**Question XIII : Ce calendrier vous semble-t-il de nature à apporter la visibilité souhaitée par les acteurs ?**

**Le Céréme conteste la légitimité et même la faisabilité du dispositif proposé.**

Dans l'hypothèse où il serait malgré tout mis en œuvre, le Céréme s'interroge sur le calendrier proposé, notamment au point 2 « en novembre et décembre précédant une année de livraison, ... les recettes prévisionnelles de la production nucléaire soumise à prélèvement et proposition de montant à redistribuer... ». En effet, à cette période de l'année (novembre-décembre) trop d'éléments sont encore incertains : hydraulité, quelles températures de l'hiver en Europe ? quel vent en Europe ? quel ensoleillement ? quel prix du gaz ? quels volumes de gaz consommés pour pallier l'intermittence ? etc. Il faut raisonnablement attendre a minima la mi-année pour faire cette estimation

S'il faut reconnaître que le calendrier permet de donner de la visibilité, on peut cependant s'interroger sur la fiabilité de cette visibilité, dès lors que les données sur lesquelles les travaux s'appuieront seront mouvantes, instables et non avérées dans le temps.



[WWW.CEREME.FR](http://WWW.CEREME.FR)

[CONTACT@CEREME.FR](mailto:CONTACT@CEREME.FR)  
63 RUE LA BOETIE  
75008 PARIS